

**О.Б. Брагинский
К.Н. Миловидов**

**Экономика
производства
и использования
углеводородного
сырья:
мировая практика
и отечественный
ОПЫТ**



**РГУ нефти и газа
им. И.М.Губкина**



**Авторы выражают признательность
и благодарность АО «Зарубежнефть»
за поддержку и участие в издании
данной монографии для студентов
ВУЗов нефтегазового профиля**

O.B. Braginsky, K.N. Milovidov

**HYDROCARBON PRODUCTION
AND CONSUMPTION:
INTERNATIONAL MARKETS
AND NATIONAL EXPERIENCE**



**ИЗДАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР**

**РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
2018**

О.Б. Брагинский, К.Н. Миловидов

**ЭКОНОМИКА ПРОИЗВОДСТВА
И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ:
МИРОВАЯ ПРАКТИКА
И ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ**



**ИЗДАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
2018**

УДК 622.276+622.279 / +665.632.003
ББК 65.304.13
Б87

Рецензенты:

профессор кафедры менеджмента ФГБОУ ВО «Московский политехнический университет», доктор экономических наук, профессор, академик Российской академии естественных наук, Почетный химик Российской Федерации *В.М. Тумин*;
д.э.н., профессор кафедры Административного и энергетического права РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина *В.Л. Ткачева*

Брагинский О.Б., Миловидов К.Н.

Б87 Экономика производства и использования углеводородного сырья: мировая практика и отечественный опыт: Монография. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 424 с.: ил.
ISBN 978-5-91961-296-4

В монографии затронут широкий спектр проблем развития нефтегазовой промышленности – как стадии upstream (разведка и добыча) так и стадии downstream (глубокая переработка и сбыт сжиженного газа, нефтепродуктов и нефтегазохимических продуктов).

Представлена панорама современного состояния мирового и отечественного нефтегазового сектора и сделан обзор мирового рынка нефти и газа. Обоснованы новые экономические принципы, объясняющие поведение мирового рынка нефти. Исследованы вопросы инвестиционной привлекательности нефтяной промышленности, определены риски инвестиций и комплекс правовых проблем взаимоотношений между инвесторами и государством в международных нефтегазовых проектах. Представлены аспекты обоснования решений в области развития нефтегазового производства.

Рассмотрена проблема монетизации ресурсов природного газа в контексте создания инфраструктур газовой отрасли. Показана эволюция газовых рынков, роль нетрадиционных ресурсов. В секторе downstream рассмотрено производство и потребление сжиженного природного газа (СПГ) как способа постепенной глобализации газовых рынков. Отражен выход России на мировой рынок СПГ и оценены перспективы роста этого рынка.

Проанализировано развитие мировой и отечественной нефтеперерабатывающей и газоперерабатывающей отраслей промышленности: динамика роста мощностей, технологическая структура производства, особенности выпуска продукции и потребления нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов (СУГ). Исследованы американский, европейский и азиатский рынки нефтепродуктов и СУГ. Определены основные экономические показатели нефтепереработки и газопереработки. Представлены долгосрочные тенденции развития нефтегазового и нефтехимического секторов экономики.

Braginsky O.B., Milovidov K.N.

Hydrocarbon production and consumption: international markets and national experience: Monograph. – Moscow: Moscow: – М.: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 2018. – 424 p.
ISBN 978-5-91961-296-4

The monograph touches upon a wide range of problems in the development of the oil and gas industry, both upstream (exploration and production) and downstream stages (deep processing and marketing of liquefied gas, oil products and petrochemical products).

A panorama of the current state of the world and domestic oil and gas sector is presented and an overview of the world oil and gas market is made. New economic principles explaining the behavior of the world oil market are substantiated. The issues of the investment attractiveness of the oil industry are investigated, the risks of investments and the complex of legal problems of the relationship between investors and the state in international oil and gas projects are identified. The aspects of the substantiation of decisions in the field of development of oil and gas business are presented.

The problem of monetization of natural gas resources in the context of the creation of gas industry infrastructures is considered. The evolution of gas markets, the role of unconventional resources is shown. In the downstream sector, production and consumption of liquefied natural gas (LNG) is considered as a way to gradually globalize gas markets. Reflects Russia's access to the global LNG market and assessed the growth prospects of this market.

The development of the world and domestic oil refining and gas processing industries is analyzed: the dynamics of capacity growth, the technological structure of production, features of production and consumption of petroleum products and liquefied petroleum gases (LPG). The American, European and Asian markets of oil products and LPG are investigated. The main economic indicators of oil refining and gas processing are determined. Long-term trends in the development of the oil and gas and petrochemical sectors of the economy are presented.

Данное издание является собственностью РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и его репродуцирование (воспроизведение) любыми способами без согласия университета запрещается.

УДК 622.276+622.279+ / 665.632.003
ББК 65.304.13

ISBN 978-5-91961-296-4

© Брагинский О.Б., Миловидов К.Н., 2018
© Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018
© Голубев В.С., оформление серии, 2007

Содержание

Введение	8
1. Современная панорама мировой нефтяной и газовой отрасли и тенденции их развития	12
1.1. Краткий обзор состояния и развития мирового нефтегазового сектора	12
1.2. Мировой рынок жидких углеводородов (ЖУВ)	24
1.3. Рынок сырой нефти в 2018 и 2019 гг.	29
1.4. Новые экономические принципы, объясняющие поведение нефтяного рынка	38
1.5. Характеристики «новой экономики» нефтегазового производства	48
1.6. Участие государства в секторе апстрим	52
2. Нефтегазовые ресурсы и инвестиции в развитие мировой нефтяной и газовой промышленности	57
2.1. Инвестиции в мировой нефтегазовый апстрим	57
2.2. Новые районы, привлекательные для инвестирования	68
2.3. Подходы к оценке инвестиционной привлекательности нефтяной промышленности отдельных стран	75
2.4. Риски и рейтинговая оценка инвестиционной привлекательности проектов в НГК.....	79
2.5. Правовые проблемы взаимоотношений между инвестором и государством в международных инвестиционных проектах	86
2.6. Поиски, разведка и разработка месторождений как многофазная система управления активами	91
2.7. Пример расчета показателей инвестиционной привлекательности для портфеля проектов	93
2.8. Сценарий экономической оценки проектов поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений	96
3. Методические аспекты обоснования решений в области развития нефтегазового производства	102
3.1. Создание стоимости: факторы, влияющие на эффективность	102
3.2. Предельно допустимые затраты нефти и газа	106
3.3. Сравнение нефтяных соглашений и достижение условий сбалансированности	113
3.4. Принципы формирования обоюдовыгодных фискальных систем	119

4. Максимизация стоимости нефтяных ресурсов	127
4.1. Факторы успеха при реализации программ поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений	127
4.2. Создание стоимости и перспективы развития ГРП. Приложение 1	137
4.3. Методы предоставления лицензий на ГРП и проблемы распределения ренты	146
4.4. Вопросы оценки и учета запасов нефти и газа за рубежом	149
4.5. Методы оценки эффективности увеличения нефтеотдачи пластов	155
4.6. Цифровизация – новая эра в энергетике	160
5. Пути монетизации газа. Акцент на новые направления	172
5.1. Формы монетизации ресурсов природного газа	172
5.2. Инфраструктура газовой отрасли и монетизация запасов газа	184
5.3. Эволюция организации газовых рынков	192
5.4. Роль нетрадиционных углеводородов в экономике США	195
5.5. Будущее газа	203
6. Мировая индустрия сжиженного природного газа	207
6.1. Сжиженный природный газ	207
6.2. Затраты в технологической цепи СПГ	214
6.3. Этапы становления рынка СПГ	217
6.4. Транспорт СПГ	225
6.5. Терминалы для приема СПГ	229
6.6. Мировая система СПГ	231
6.7. Цены на СПГ	239
6.8. Перспективы роста индустрии СПГ	244
6.9. Выход России на мировой рынок СПГ	246
6.10. Применение СПГ в России	253
7. Мировая нефтеперерабатывающая промышленность	257
7.1. Общие сведения	257
7.2. Технология нефтепереработки	267
7.3. Структура производства нефтепродуктов	276
7.4. Структура потребления нефтепродуктов	279
7.5. Размещение НПЗ	280
7.6. Торговля нефтепродуктами	282
7.7. Основные рынки нефтепродуктов	284
7.7.1. Европейский рынок нефтепродуктов	284
7.7.2. Североамериканский рынок нефтепродуктов	286
7.7.3. Нефтепереработка и рынок нефтепродуктов в АТР	295
7.7.4. Нефтеперерабатывающая промышленность и рынок нефтепродуктов стран Ближнего Востока	298
7.8. Экономические показатели нефтепереработки	299

7.9. Тенденции развития мировой нефтеперерабатывающей промышленности и рынка нефтепродуктов	303
7.10. Российская нефтепереработка	303
8. Мировая газоперерабатывающая промышленность	328
8.1. Общий обзор	328
8.2. Производство и потребление сжиженных нефтяных газов в мире	335
8.3. Российская газопереработка	345
9. Мировая нефтегазохимическая промышленность	360
9.1. Общий обзор	360
9.2. Классификация продукции мировой НГХП	369
9.3. Сырьевая база мировой нефтегазохимии	370
9.4. Нефтегазохимические сектора крупнейших нефтегазовых компаний	373
9.5. Цены на продукцию нефтегазохимии	375
9.6. Нефтегазохимические кластеры мира	376
9.7. Тенденции развития мировой НГХП	381
9.8. Нефтегазохимическая промышленность России	394
9.8.1. Современное состояние НГХП России	394
9.8.2. Необходимость перемен	398
9.8.3. Развитие внутреннего рынка нефтегазохимической продукции России	399
9.8.4. Сырьевые проблемы нефтегазохимии	401
9.8.5. Проблемы развития нефтегазохимических кластеров России ...	404
Заключение	414
Список использованной литературы	417

ВВЕДЕНИЕ

Нефть – это уникальное сырье. И это не просто сырье; это стратегический продукт. Отсутствие какого-либо краткосрочного товара-заменителя для топлива на основе нефти – ключевая проблема для транспортировки, жизненно важного сектора любой экономики. Нефтяные сделки оперируют суммами от 1 млрд долл. до 2 млрд долл. ежедневно, что составляет 10% всей мировой торговли, но основные принципы этого рынка и методы работы на нем являются уникальными. Концентрация запасов углеводородов в областях, где производственные затраты очень низкие (меньше 3–5 долл. за баррель), безусловно, должна бы приводить к ценам ниже текущих. Однако то, что страны-потребители стремятся минимизировать свою зависимость от стран-экспортеров, в то время как страны-экспортеры заинтересованы в получении доходов от богатства своих недр, создает геополитическую ситуацию, при которой производство не сводится к простым факторам геологии.

Тем не менее, торговля нефтью стала «стандартизированной» и сегодня сопоставима с торговлей металлами и сельскохозяйственными продуктами, в том смысле, что цена за баррель устанавливается на международных рынках, где господствует баланс спроса и предложения, с некоторыми незначительными оговорками.

Современную мировую энергетику эксперты характеризуют как энергетику переходного периода от традиционных форм и методов производства и использования углеводородного сырья к новой парадигме природопользования, отмеченной началом доминирования спроса над предложением, продолжением периода крайне нестабильных цен на УВ сырье, исключительной важностью факторов охраны окружающей среды (через процессы декарбонизации), стремительным продвижением новых технологий цифровизации производства, развития сетевых систем управления, знаменующих вхождение в четвертый технологический уклад, небывалым влиянием геополитических факторов на процессы принятия инвестиционных решений, усилением роли общественного воздействия на выбор путей развития энергетики и рядом других существенно важных преобразований энергетического сектора.

В этом контексте в предлагаемой читателям монографии сделана попытка оценить доминирующие факторы развития мирового нефтегазового бизнеса в рамках единой цепочки производств – от поисков и разведки месторождений до сферы потребления конечных продуктов нефтегазохимии.

В монографии представлено описание полного нефтегазового цикла; первые пять разделов посвящены анализу стадии апстрим нефтегазовой цепочки; остальные разделы – стадии даунстрим и сфере потребления продукции углеводородного сырья. Материал монографии организован следующим образом.

После введения, в котором определены цели и задачи настоящей монографии и описан контекст развития мировой нефтяной и газовой промышленности,

в первом разделе представлена современная панорама мирового сектора апстрим (поисков, разведки, разработки нефтяных и газовых месторождений) и обсуждаются характерные тенденции его развития. Дается краткий обзор состояния и развития мирового рынка жидких углеводородов. Описаны новые экономические принципы, объясняющие поведение нефтяного рынка на современном этапе его развития. Исследованы пропорции раздела нефтяных доходов между государством и нефтяными компаниями.

Второй раздел монографии посвящен анализу инвестиций в развитие мировой нефтяной и газовой промышленности. Выделены и описаны новые районы, привлекательные для инвестирования, и охарактеризованы концептуальные подходы к оценке инвестиционной привлекательности нефтяной промышленности отдельных стран. При этом сделан акцент на оценке рисков и рейтинга инвестиционной привлекательности проектов, реализуемых в принимающих странах.

Сам процесс поисков, разведки и разработки месторождений представлен в виде многофазной системы управления активами. Описан типовой сценарий экономической оценки проектов поисков и разведки, реализуемый зарубежными нефтегазовыми компаниями.

Специальное место в работе уделено методическим аспектам обоснования решений в области развития нефтегазового производства, представлены факторы создания стоимости, методы определения предельно допустимых затрат на добычу нефти и газа. Особое внимание уделено достижению условий сбалансированности интересов участников и принципам формирования обоюдовыгодных фискальных систем.

Четвертый и пятый разделы посвящены вопросам максимизации стоимости нефтяных ресурсов и основным направлениям монетизации газа. В четвертом разделе приводятся основные факторы успеха при реализации программ поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Описаны методы создания стоимости в сегменте геологоразведочных работ и перспективы его развития в новых условиях (Приложение 1), вопросы оценки и учета запасов нефти и газа за рубежом, и, наконец, представлены и проанализированы важнейшие характеристики цифровизации, открывающей новую эру в энергетике.

В пятом разделе классифицированы основные направления монетизации ресурсов газа, их потенциальные возможности и барьеры на пути реализации. Особое внимание уделено характеристикам инфраструктуры газовой отрасли и ее роли в монетизации запасов газа. Детально рассмотрена роль нетрадиционных углеводородов в экономике США как пример стратегического прорыва, имеющего огромные экономические, социальные и геополитические последствия. В заключении пятого раздела обсуждаются современные представления о будущем природного газа.

В шестом – девятом разделах монографии дается описание даунстрим стадий последующей глубокой переработки нефти и газа с получением конечных продуктов нефтегазопереработки и нефтегазохимии (нефтепродуктов, сжиженных газов, нефтегазохимических продуктов, полимеров).

В шестом разделе представлена индустрия сжиженного природного газа (СПГ). Известный достаточно давно благодаря выдающимся научным открыти-

ям, СПГ использовался в США в небольших количествах как резервное топливо на электростанциях. Рост спроса на природный газ как на экологическое и энергоэффективное топливо стимулировал процесс монетизации газовых месторождений и определил, начиная с середины прошлого века, рост мировой индустрии СПГ. В разделе показаны в динамике этапы развития индустрии СПГ как системы, включающей в свой состав месторождения газа, мощности по его сжижению, танкерный флот для транспортировки СПГ, терминалы по его приемке и хранению, регазификационные мощности и сети по доставке газа потребителям. Выявлены особенности рынков СПГ (азиатского, американского и европейского) и цен на этих рынках. Показаны фундаментальные изменения на рынках СПГ, связанные с увеличением гибкости торговли продуктом. Специальный параграф раздела посвящен перспективам развития индустрии СПГ в России.

В седьмом разделе монографии дается описание мировой нефтеперерабатывающей промышленности. Исследуется динамика мощностей и объемов переработки нефти за достаточно длительный период. Выполнен анализ основных технологических процессов нефтепереработки, технологической структуры отрасли по миру в целом и отдельным странам. Детально проанализированы американская нефтепереработка (самая мощная в мире), быстрорастущие китайская и индийская нефтепереработка, а также отрасли в ближневосточных странах. Выявлены некоторые аспекты упадка отрасли в европейских странах. Детально исследована динамика структуры производства и потребления основных нефтепродуктов. Показано, как повлияло на развитие нефтеперерабатывающей отрасли усиление экологических требований к основным продуктам отрасли (бензину и дизельному топливу). Сделана попытка оценить влияние на развитие мировой нефтеперерабатывающей промышленности появления альтернативных видов моторного топлива и транспортных средств (газомоторные автомобили, электромобили и т.п.). Определены основные экономические показатели функционирования нефтеперерабатывающей промышленности (маржа нефтепереработки, прибыль, цены на нефтепродукты). Специальный параграф раздела посвящен российской нефтеперерабатывающей промышленности, называемой некоторыми экспертами «отраслью с плохой наследственностью». В этом параграфе показаны исторические аспекты развития отечественной отрасли, определившие относительно простую технологическую структуру и небольшую глубину переработки. Показаны итоги технологического развития российской нефтепереработки в последние годы, когда нефтяные компании стали финансировать развитие отрасли не по «остаточному принципу», а исходя из необходимости технологического совершенствования отрасли и улучшения качества выпускаемых нефтепродуктов. В параграфе отмечено, что функционирование российской нефтепереработки происходит в условиях постоянного изменения «правил из-за частого вмешательства государства».

В восьмом разделе дано описание мировой газоперерабатывающей промышленности (прежде всего, американской и канадской), обеспечивающей извлечение из газожидкостной смеси добываемого газа сжиженных углеводородных газов и жидких продуктов, являющихся моторными топливами, сырьем для нефтегазохимической промышленности и энергетическим топливом. Особое

внимание в разделе уделено производству и использованию сжиженных углеводородных газов (СУГ), показаны в динамике масштабы производства и использования СУГ, выявлены особенности мировой торговли СУГ в зонах к востоку и западу от Суэцкого канала. Специальный параграф раздела посвящен российской газопереработке. Показано, что на протяжении многих лет Россия занимала – и в настоящее время занимает – «почетное» первое место по сжиганию попутного нефтяного газа. Исследованы возможности полезного использования попутного нефтяного газа в энергетике, при производстве СУГ, при переработке на малогабаритных установках с получением продукции нефтегазохимии.

В девятом разделе дано описание мировой нефтегазохимической промышленности. Основной чертой этой отрасли является глубокая переработка углеводородного сырья в высокодоходные химические продукты и полимеры, которые, в свою очередь, являются сырьем для получения изделий, находящих широкое применение во многих отраслях экономики и в быту и обеспечивающих экономию традиционных материалов. По стоимости выпускаемой продукции мировой химический комплекс (в состав которого входит нефтегазохимия) не уступает рынку нефти (порядка 4 трлн долл.). Визитной карточкой мировой нефтегазохимической продукции являются темпы роста, превышающие на протяжении длительного времени темпы роста ВВП как в целом по миру, так и в отдельных странах. В разделе исследованы состав и структура выпускаемой продукции и показано, что изменение структуры идет в сторону относительно малотоннажной, но обладающей уникальными свойствами дорогостоящей продукции, обеспечивающей технологические «прорывы» во многих отраслях экономики. Выполнен анализ динамики структуры выпуска продукции мировой нефтегазохимии, сырьевой базы отрасли. Выявлены территориальные сдвиги в отрасли. Показано, как организована мировая нефтегазохимия (кластерная структура), и исследованы основные нефтегазохимические кластеры. Специальный параграф раздела посвящен нефтегазохимической промышленности России. Отмечено, что во времена СССР примерно к середине 1980-х годов нефтегазохимическая промышленность России составляла второй эшелон (после США) стран по производству нефтегазохимической продукции (вместе с Германией и Японией), но после провала в 1990-е годы откатилась назад и занимает в настоящее время место в середине второй десятки стран, уступая не только развитым, но и таким развивающимся странам, как Китай, Индия, Бразилия, Саудовская Аравия. В параграфе предложен набор мер организационно-экономического характера по реализации развития нефтегазохимического комплекса России. Намечены пути создания и развития основных региональных нефтегазохимических кластеров, обеспечения кластеров углеводородным сырьем, создания в них высокотехнологичных и масштабных производств, обеспечивающих выпуск нефтегазохимической продукции.

1. СОВРЕМЕННАЯ ПАНОРАМА МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И ТЕНДЕНЦИИ ИХ РАЗВИТИЯ

1.1. Краткий обзор состояния и развития мирового нефтегазового сектора

Рассмотрим кратко основные характеристики и показатели развития мирового нефтегазового сектора. На рис. 1.1 показаны объемы добычи и потребления нефти по отдельным регионам мира. Предложение нефти обеспечивается тремя основными регионами – Ближним Востоком, Северной Америкой и странами Евразии. В объемах потребления жидких углеводородов лидируют те же Северная Америка и Евразия, но к ним в последние годы присоединился Азиатско-Тихоокеанский регион.

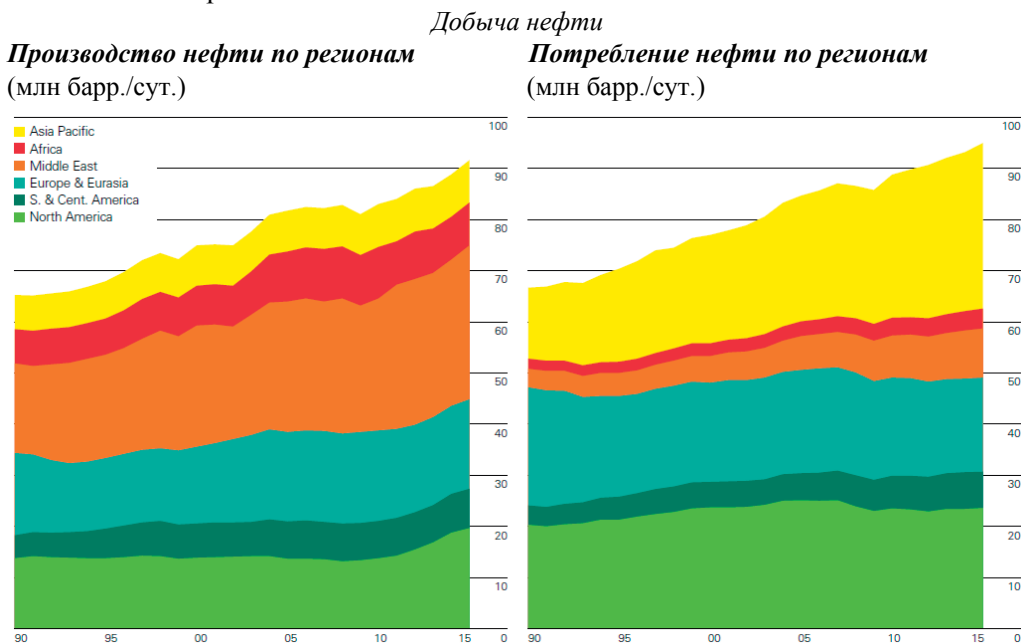


Рис. 1.1. Производство и потребление нефти в мире

Источник: BP Statistical review, 2017

Изменение относительной доли нефтяного производства стран ОПЕК показано на следующем рисунке (рис. 1.2). Из него следует, что ОПЕК гибко реагировала на изменение рыночной конъюнктуры, изменяя объемы производства в широких пределах (от 27% до 52%), и являлась своеобразным буфером в принимаемых мерах стабилизации нефтяного рынка.

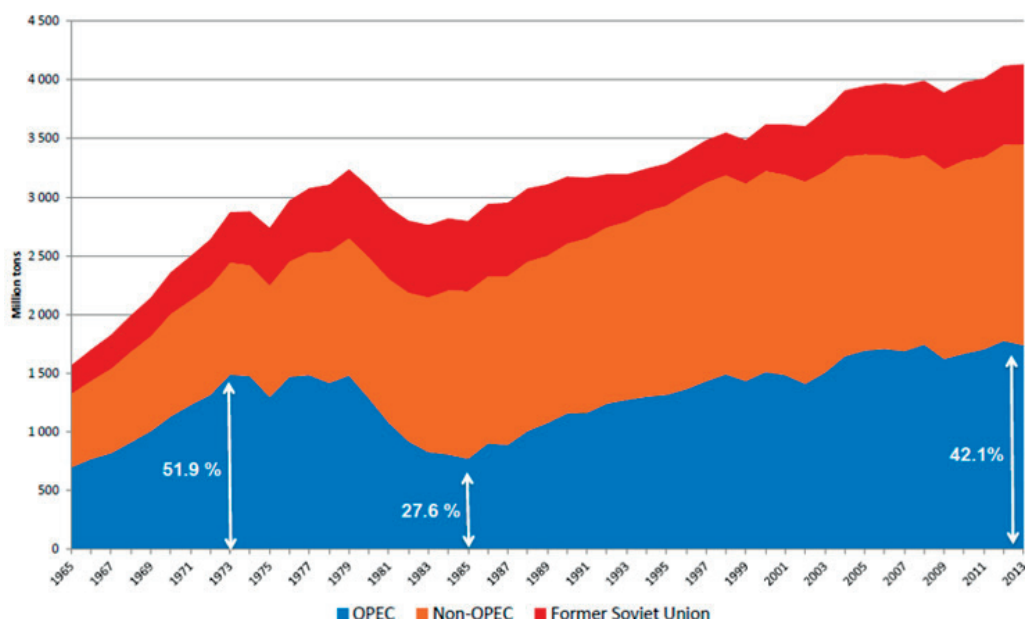


Рис. 1.2. Мировое производство жидких углеводородов (ЖУВ) по странам ОПЕК, не входящим в ОПЕК, США и бывшего СССР, 1965–2013 гг., млн барр./сут. б.д
 Источник: BP Statistical review, 2017

Таблица 1.1

Добыча, потребление, импорт и экспорт нефти в мире

Добыча (млн.т./г)	2013	Потребление(млн.т./г)	2013
Saudi Arabia*	542.3	US	831.0
Russian Federation	531.4	China	507.4
US	446.2	Japan	208.9
China	208.1	India	175.2
Canada	193.0	Russian Federation	153.1
Iran*	166.1	Saudi Arabia	135.0
United Arab Emirates	165.7	Brazil	132.7
Iraq*	153.2	Germany	112.1
Kuwait*	151.3	South Korea	108.4
Mexico	141.8	Canada	103.5
Venezuela*	135.1	Iran	92.9
Мир всего	4132.9	Мир всего	4185.1
Импорт по регионам	2013	Экспорт по регионам	2013
Europe	622.8	Middle East	971.4
US	483.5	Former Soviet Union	444.7
China	378.2	West Africa	221.9
Other Asia Pacific	370.5	S. & Cent. America	183.4
Japan	223.7	Canada	161.9
India	203.3	United States	156.7
Singapore	146.1	Other Asia Pacific	131.0
S. & Cent. America	103.1	Europe	115.6
Africa	68.4	North Africa	109.4
Middle East	51.9	Singapore	81.0
Australasia	50.6	Mexico	66.2
Мир всего	2775.5	Мир всего	2775.5

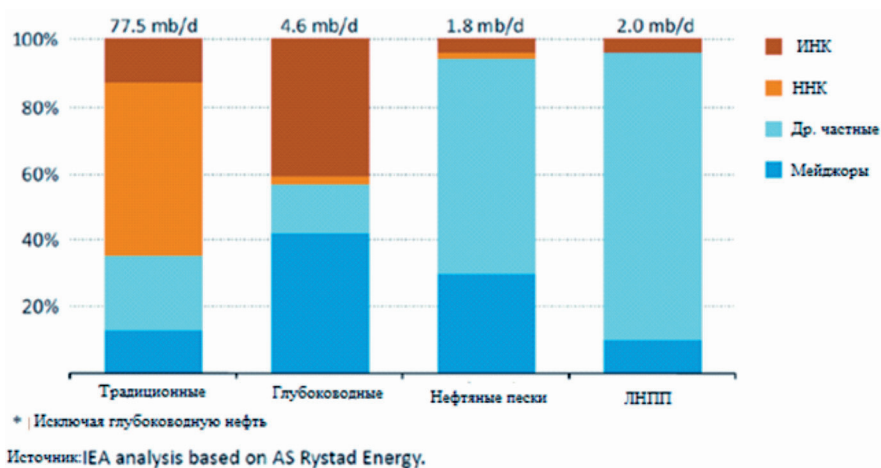


Рис. 1.3. Добыча нефти по типам источников и группам компаний, 2012

Сводные данные об объемах добычи и потребления, экспорта и импорта сырой нефти по отдельным странам приведены в таблице 1.1.

Объемы добычи нефти в разрезе основных участников нефтяного рынка: интегрированных нефтяных компаний (ИНК), национальных нефтяных компаний (ННК), крупнейших мировых интегрированных компаний («мейджоров») и компаний, принадлежащих частным владельцам, иллюстрируются на рис. 1.3.

Мировая торговля и цены

Основные мировые торговые потоки нефти и их объемы показаны на рис. 1.4:

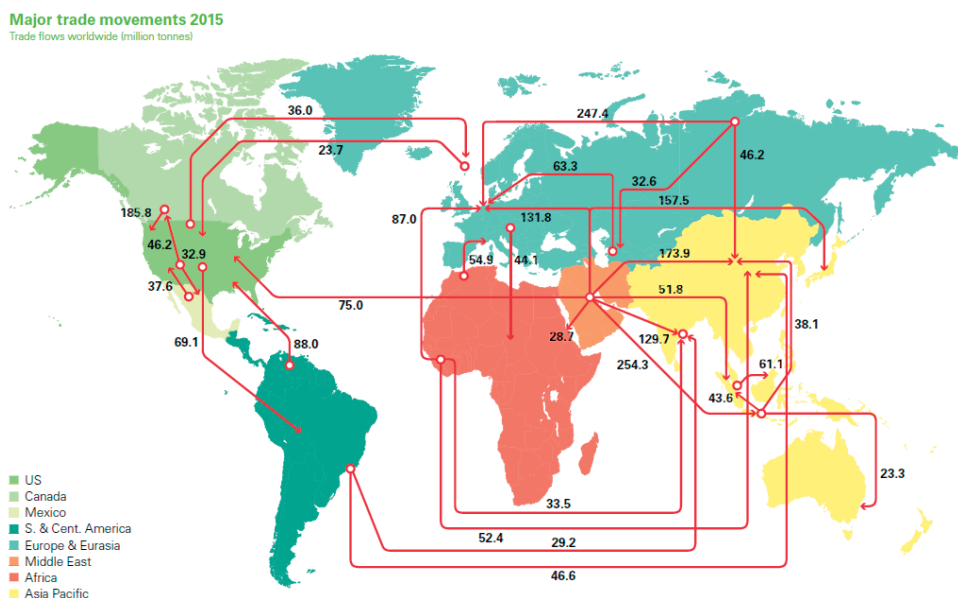


Рис. 1.4. Мировая торговля и мировые потоки нефти

Динамика цен на сырую нефть сорта Brent за период после их резкого падения (2014–2017 гг.) иллюстрируется на рис. 1.5.



Рис. 1.5. Цены нефти сорта Brent с 2014 по 2017 гг.

Эксперты выделяют следующие четыре группы факторов, оказывающих влияние на уровень нефтяных цен (рис. 1.6).



Рис. 1.6. Факторы, влияющие на цены нефти

В соответствии с колебаниями мировых цен на нефть резко изменились объемы и направления мировых инвестиций в сектор апстрим (геологоразведка и разработка месторождений), что иллюстрирует рис. 1.7.

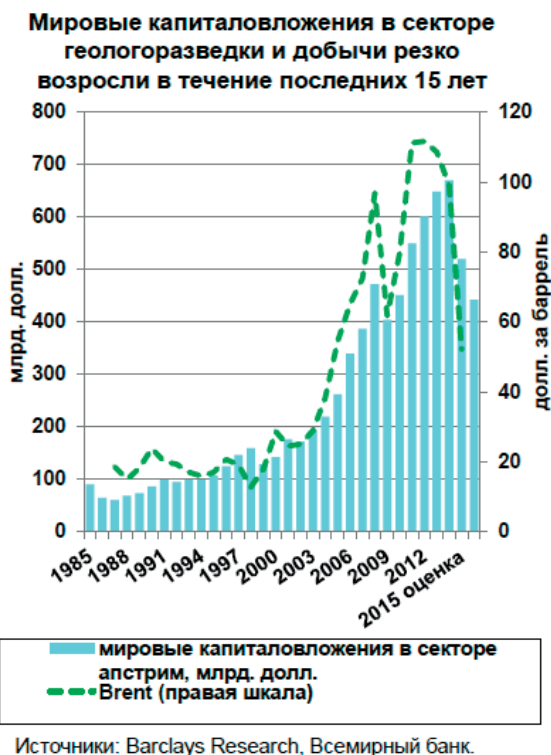


Рис. 1.7. Мировые инвестиции в геологоразведку и разработку

Динамика затрат на добычу обычно носит ступенчатый характер, где основание ступени соответствует величине ресурсной базы для соответствующего источника поставок нефти, а высота ступени – уровню затрат в данном сегменте ресурсной базы (рис. 1.8).

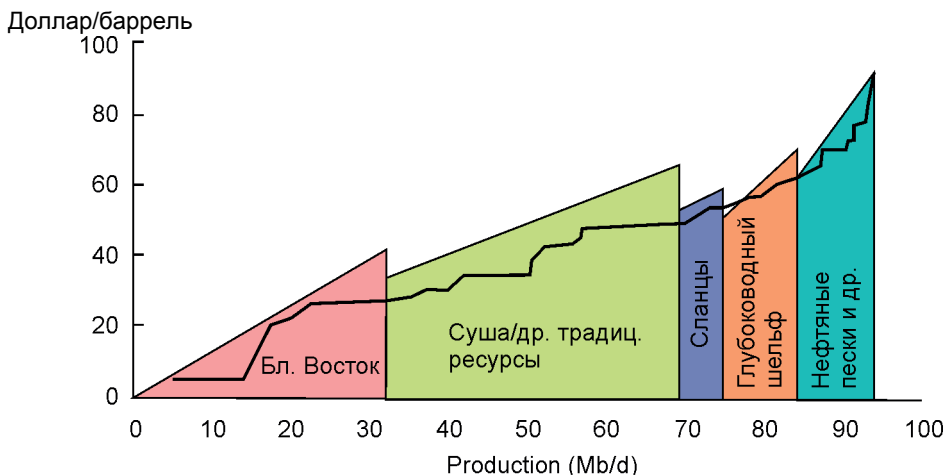
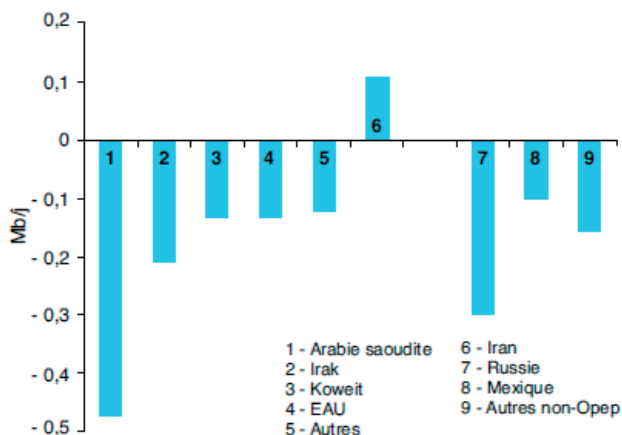


Рис. 1.8. Стилизованная кривая затрат на добычу нефти

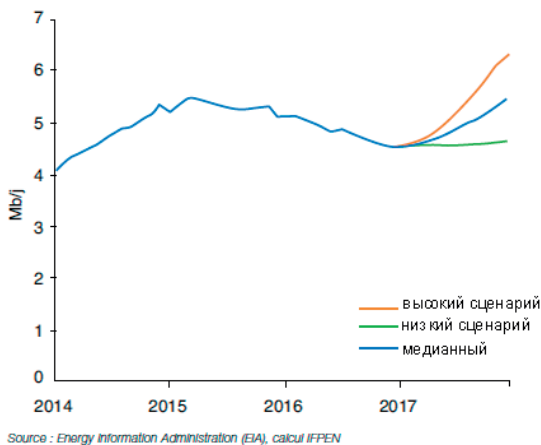
В 2016 г. страны-производители нефти (ОПЕК и неОПЕК) заключили соглашение, приняв на себя обязательства по сокращению добычи. Объем этих обязательств показан на рис. 1.9.



Source : IFFEN

Рис. 1.9. Обязательства по сокращению добычи, принятые в соглашении ОПЕК и неОПЕК в 2016 г.

В период падения цен на нефть сланцевая отрасль США продемонстрировала высокую степень адаптации к новым уровням цен и после непродолжительного падения добычи вновь стала наращивать объемы производства (рис. 1.10).



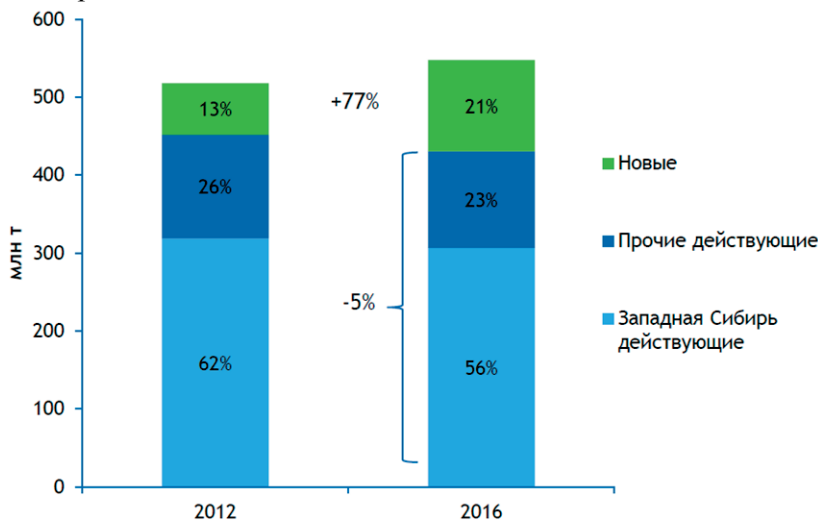
Source : Energy Information Administration (EIA), calcul IFFEN

Рис. 1.10. Добыча сланцевой нефти в США в период 2014–2016 гг. и прогноз на 2017 г.

Добыча нефти в России

Российская добыча нефти еще не достигла позднесоветского максимума, но физические объемы экспорта более чем вдвое превышают уровень конца

1980-х гг. Основной объем добычи нефти по-прежнему обеспечивает Западная Сибирь. На рис. 1.11 показаны также объемы добычи нефти по новым и действующим месторождениям:



Источники: Минэнерго России, Центр исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО

Рис. 1.11. Добыча нефти в России на действующих и новых месторождениях

На рис. 1.12 показаны совокупные объемы производства сырой нефти, нефтепродуктов и сжиженного природного газа в России с начала XXI века.

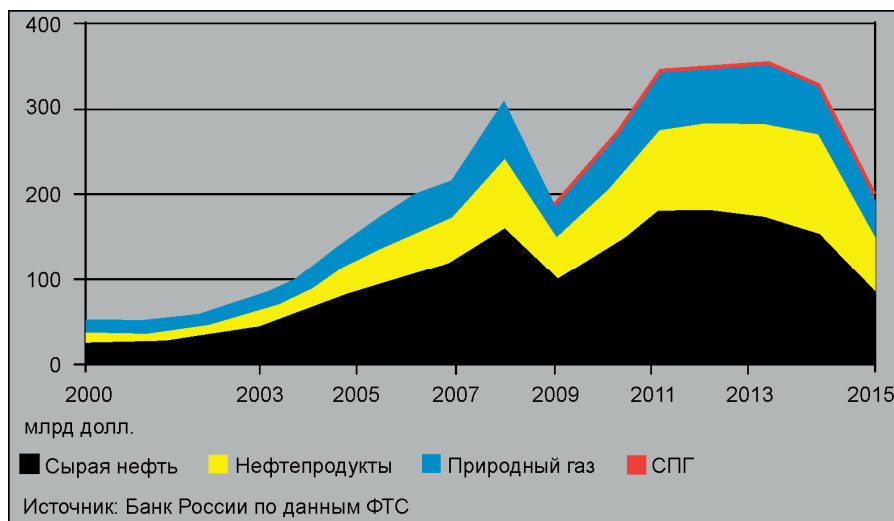
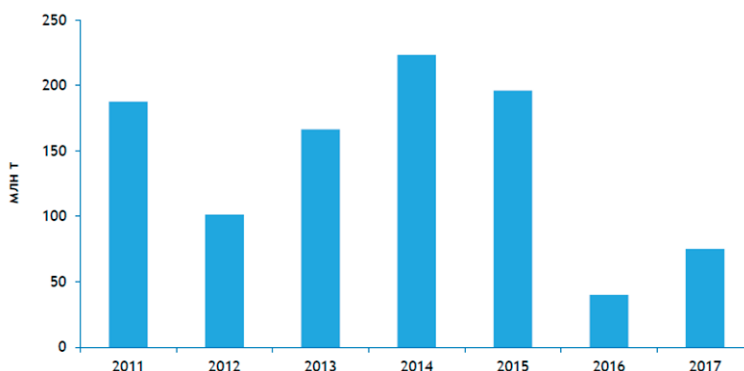


Рис. 1.12. Производство УВ в России

Интенсивность восполнения запасов нефти, обеспечиваемую новыми открытиями, демонстрирует рис. 1.13.



Источник: Минприроды, ЦДУ ТЭК (за 2017 г.)

Рис. 1.13. Ежегодный прирост запасов нефти относительно добычи нефти в этом же году

Рассматривая более длительную ретроспективу, следует отметить, что за последние 20 лет Россия резко нарастила объемы экспорта нефти (рис. 1.14), обеспечивая основной приток валютных поступлений. Однако в результате последнего обвала цен выручка России от экспорта углеводородов в 2015 году сократилась почти вдвое против максимального уровня 2013 г.

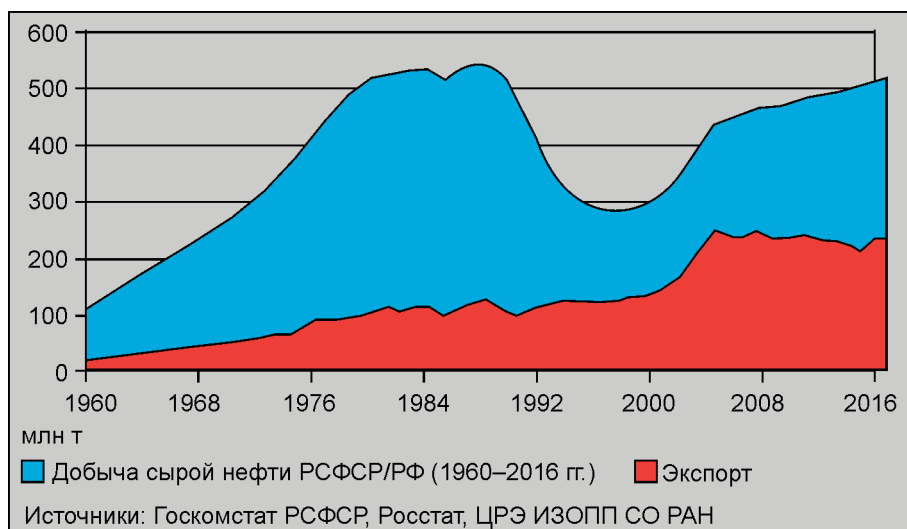
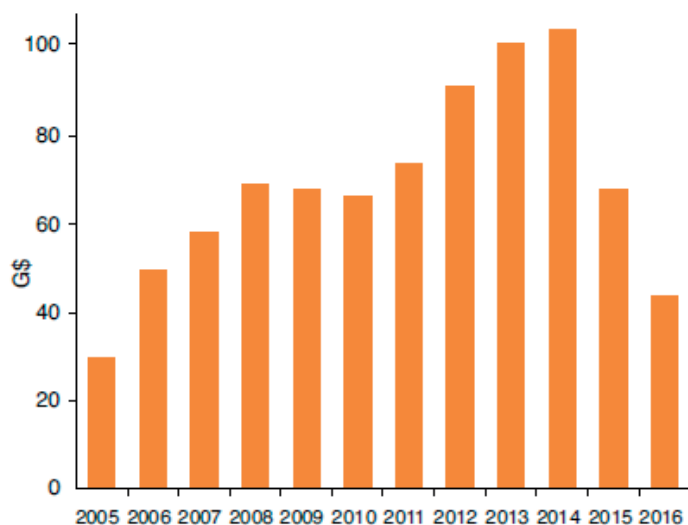


Рис. 1.14. Динамика добычи и экспорта нефти в России

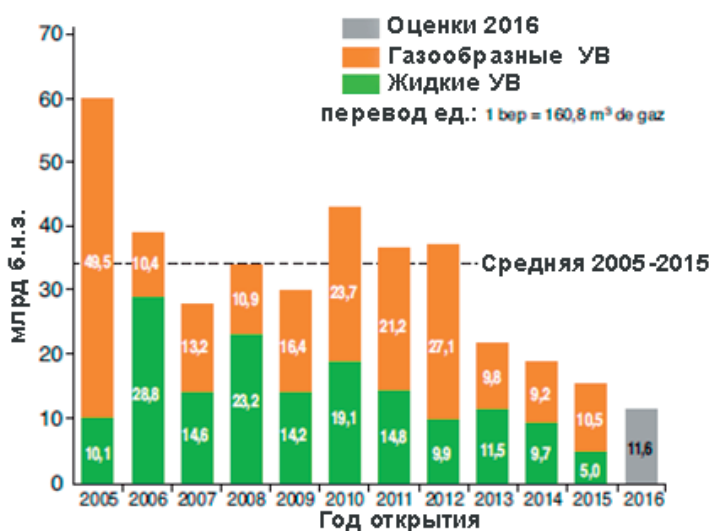
Ресурсная база мировой нефтяной промышленности и воспроизводство запасов

Изменение ресурсной базы, динамика геологоразведочных работ (ГРР) в мире и новые открытия нефти и газа из традиционных ресурсов показаны на рис. 1.15 и 1.16.



Source : IFPEN

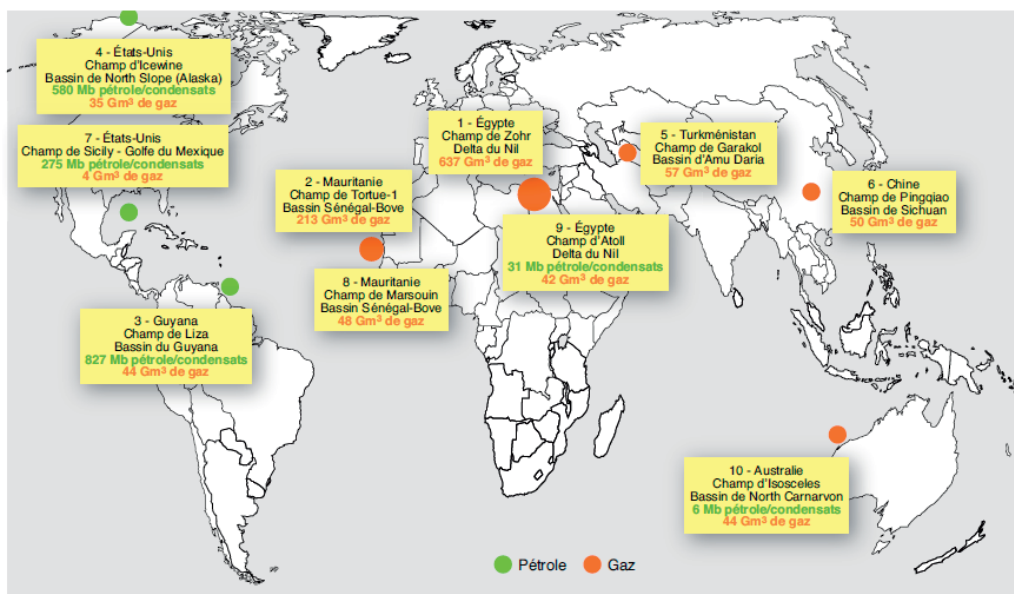
Рис. 1.15. Динамика затрат на ГРП на нефть и газ в мире



Source : IFPEN d'après Wood Mackenzie

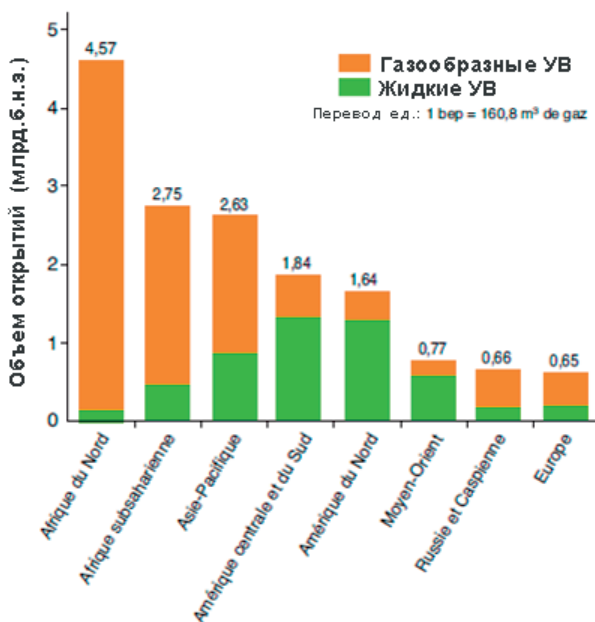
Рис. 1.16. Оценка открытых запасов в период 2006–2016 гг.

Географическое распределение новых открытий, фактические новые открытия месторождений в традиционных нефтегазовых ресурсах иллюстрируют рис. 1.17, 1.18.



Source : Wood Mackenzie

Рис. 1.17. 10 крупнейших открытий в 2015 г. и новые нефтегазоносные бассейны



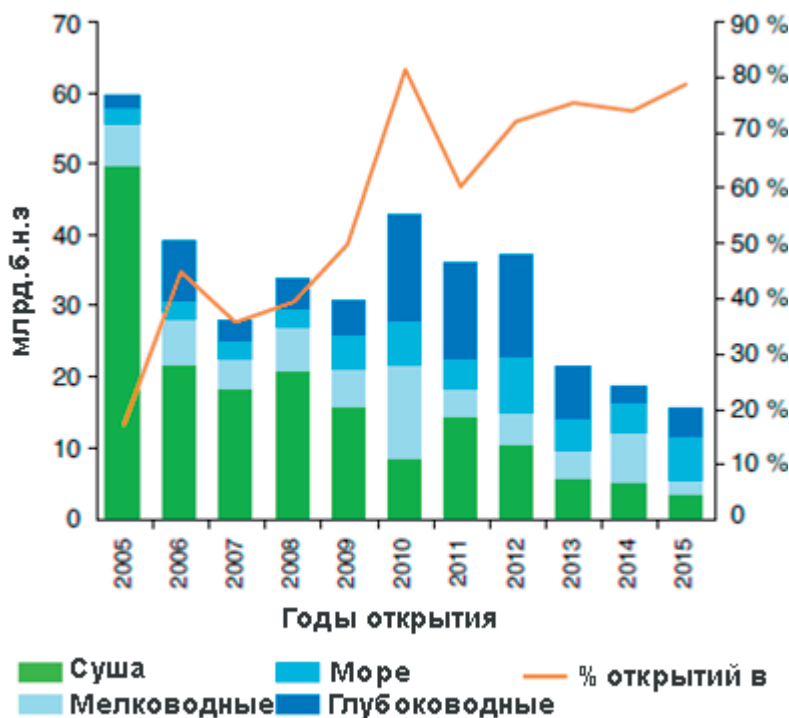
Source : IFPEN d'après Wood Mackenzie

Рис. 1.18. Новые открытия в традиционных ресурсах нефти и газа

Все большая часть открытых месторождений приходится на морские акватории (таблица 1.2). Эту тенденцию иллюстрирует также рис. 1.19.

10 крупнейших открытий в 2015 г.

	Страны	Бассейны	Месторождения	Нефть/Конденсат (млн.б.)	Газ (млрд.м.к)	Всего (млн.б.н.э.)
1	Égypte	Delta du Nil	Zohr	0	637	3 960
2	Mauritanie	Mauritano-sénégalais	Tortue-1	0	213	1 323
3	Guyana	Guyana	Liza	827	44	1 100
4	États-Unis	North Slope (Alaska)	Icewine	580	35	800
5	Turkménistan	Amu Darya	Garakol	0	57	352
6	Chine	Sichuan	Pingqiao (schiste)	0	50	311
7	États-Unis	Golfe du Mexique	Sicity	275	4	300
8	Mauritanie	Mauritano-sénégalais	Marsouin	0	48	299
9	Égypte	Delta du Nil	Atoll	31	42	289
10	Australie	Carnarvon	Isosceles	6	44	279



Source : IFPEN d'après Wood Mackenzie

Рис. 1.19. Изменение типа открытий с 2005 г.

Количество месторождений по отдельным странам и их распределение по типам углеводородов показаны в табл. 1.3 и на рис. 1.20.

10 крупнейших открытий в 2016 г.

	Страны	Бассейны	Месторождения	Нефть/Конденсат (млн.б.)	Газ (млрд.м.к)	Всего (млн.б.н.э.)
1	États-Unis - Alaska	North Slope	Caelus-Tulimanig	1 800	0	1 800
2	Sénégal	Sénégal	Guembeul-1	0	212	1 320
3	Sénégal	Sénégal	Teranga-1	0	142	880
4	Bolivie			0	113	700
5	Chine	Tarim	Shunbei-1	500	28	676
6	Nigeria	Delta du Niger	Owowo-3	500	0	500
7	Tanzanie	Ruvu		0	76	470
8	Indonésie	Est Java	Sidayu-4V	300	0	300
9	Birmanie	Delta du Bengale	Thalin-1A	0	43	266
10	Angola	Kwanza	Goffinho-1	200	7	244



Рис. 1.20. Количество открытий по отдельным странам

Мировая практика в области методов увеличения нефтеотдачи (МУН)

Помимо открытия новых месторождений, восполнение запасов и прирост добычи нефти обеспечиваются также за счет методов увеличения нефтеизвлечения (МУН). Объемы добычи и чистый дисконтированный доход для разных методов и различных технологий извлечения нефти показаны на рис. 1.21.

Более подробно представленные выше динамики основных показателей развития мировой нефтяной промышленности обсуждаются в разделе 4, а газовой промышленности – в разделах 5 и 9.

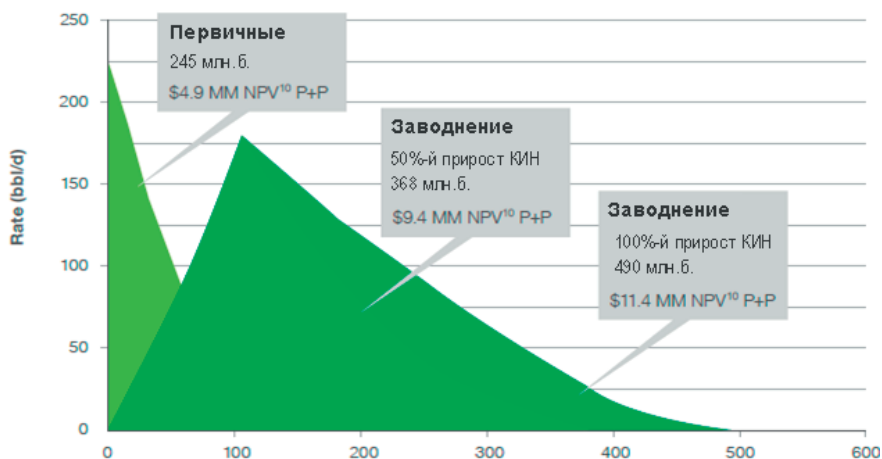


Рис. 1.21. Типовая динамика накопленной добычи (млн бар./д.)

1.2. Мировой рынок жидких углеводородов (ЖУВ)

Эволюция развития мирового нефтяного рынка

В соответствии с изменениями внешней среды, эволюцией нефтяного рынка в развитии нефтяных компаний эксперты выделяют несколько этапов [1].

I этап: 1950-е – 70-е гг. Период свободного рынка, для которого характерны запасы легкоизвлекаемой нефти крупных высокодебитных месторождений и относительно низкие затраты их освоения. Компании получали прибыль, не акцентируя внимания на новых технологиях, высокой эффективности и интенсивном росте. На первом месте были отношения с правительствами нефтяных стран и регулируемыми органами. Компании в основном развивались экстенсивно, за счет последовательного освоения высокопродуктивных месторождений.

II этап: 1970-е – начало 80-х гг. В условиях нестабильности нефтяных рынков успешными оказывались компании, сумевшие осуществить технологический прорыв, имеющие функциональные преимущества и достигшие устойчивых темпов роста. Это период становления и развития вертикально интегрированных нефтяных компаний.

III этап: середина 1980-х – начало 90-х гг. Был отмечен как период интенсивного развития. Появляются масштабные и динамичные рынки нефти и нефтепродуктов, растет конкуренция в каждом сегменте нефтяной цепочки. Основой успеха компаний явились оптимизация портфеля активов и развитие методов корпоративного финансирования. Бизнес-единицы крупных корпораций получили более высокую степень автономии, что способствовало процессу дезинтеграции.

IV этап: середина 1990-х – ... Период, в котором был обеспечен свободный доступ к капиталу и широкий спектр источников финансирования; учитывая

масштабы нефтяных проектов и высокую волатильность рынков, все более важными становятся проблемы управления рисками. На этом фоне происходит заметное ухудшение структуры запасов нефти и газа. Компании сдерживают процессы диверсификации и делают основной акцент на повышение эффективности основной деятельности. Среди наиболее важных факторов успеха можно выделить корпоративные преобразования (такие, как слияния и поглощения, стратегические альянсы и партнерства; формирование элементов организационной гибкости и системы контроля за экономической эффективностью). Стремительно развивались навыки управления рыночными ожиданиями.

После периодов нескольких «нефтяных шоков» мировой нефтяной рынок сохранил высокую степень концентрации и монополизации: на долю 24 крупнейших нефтяных компаний (12 крупнейших добывающих и 12 крупнейших перерабатывающих) приходится 61% мировой добычи и 45% – переработки нефти. Десять крупнейших частных компаний производят 16% мирового объема нефти; такую же долю рынка нефтепродуктов контролируют три крупнейших нефтяных компании. Еще более высокая концентрация производства – в области нефтепромыслового сервиса, где три крупнейших гиганта контролируют более половины рынка в секторе апстрим.

Охарактеризуем кратко основные рынки нефти, современную ситуацию в области спроса и предложения сырой нефти и нефтепродуктов и сопутствующую им динамику цен на нефть.

На рис. 1.22 показаны доли нефтяного рынка, приходящиеся на страны ОПЕК и страны, не входящие в это объединение. Из рисунка следует, что относительная доля рынка, контролируемая странами ОПЕК в период 2011–2015 гг., существенно снизилась.

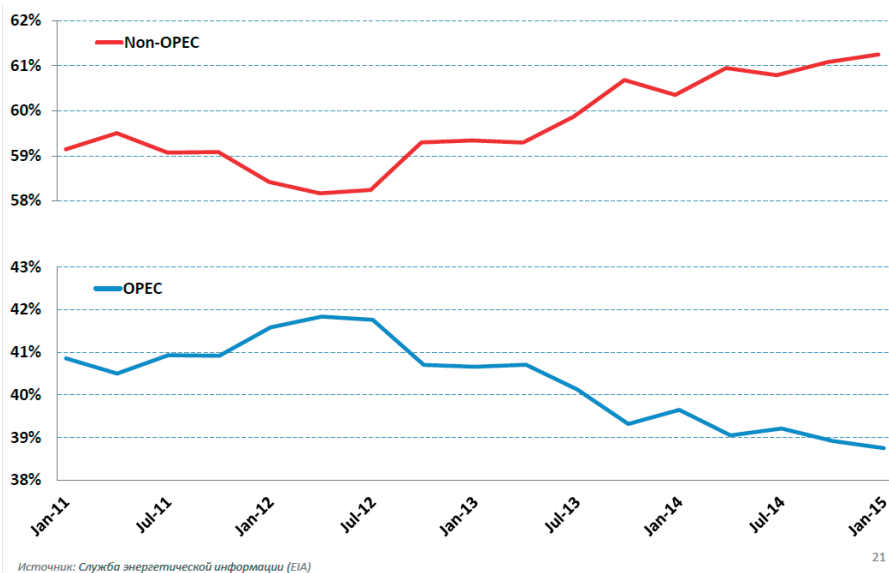


Рис. 1.22. Доля нефтяного рынка, контролируемая картелем ОПЕК и странами неОПЕК

Агентство энергетической информации США (EIA) и Международное энергетическое агентство (IEA) полагают, что темпы роста спроса на ЖУВ сохраняются в среднесрочном периоде, причем такие оценки делались в 2016 и 2017 годы, когда цены на нефть оставались на относительно низком уровне.

Вследствие значительного недоинвестирования мировой нефтегазовой отрасли в 2015–2016 гг. ожидаемый рост предложения нефти может не покрывать дополнительный спрос, что иллюстрирует рис. 1.23.

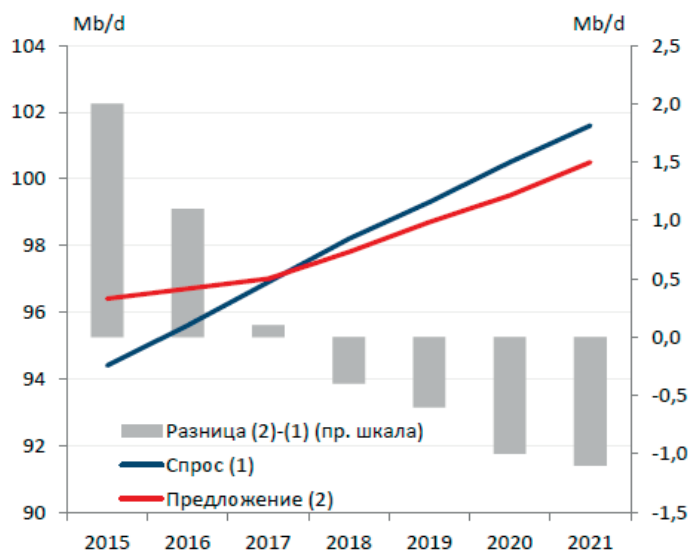


Рис. 1.23. Прогноз баланса спроса и предложения ЖУВ

Ретроспективные и прогнозируемые темпы роста мирового спроса на нефть (по данным различных мировых агентств) показаны на рис. 1.24.

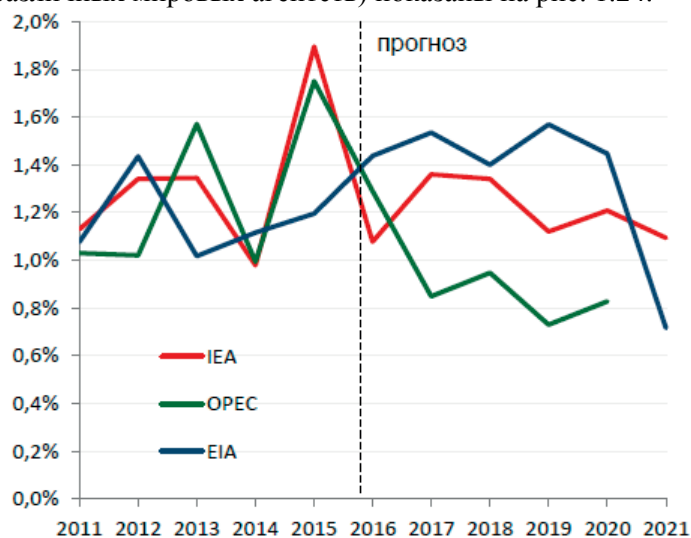
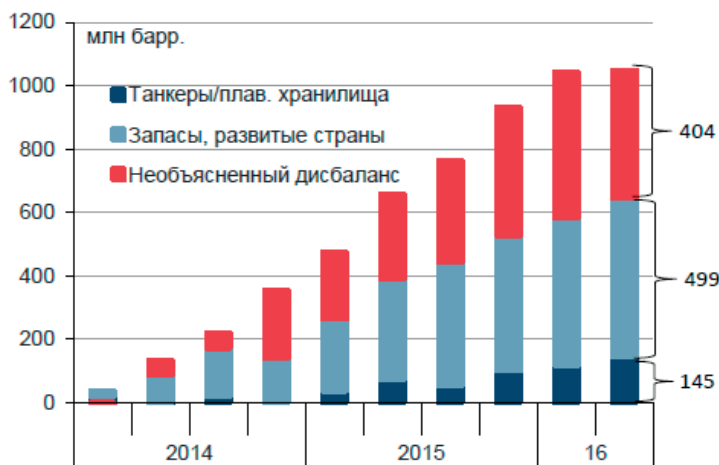


Рис. 1.24. Темпы роста мирового спроса на нефть

После резкого падения цен на нефть в 2014–2015 гг. внимание участников рынка было сосредоточено на борьбе за долю производства и нефтяного рынка. Величина запасов и дисбаланса мирового рынка ЖУВ в 2014–2015 гг. показана на рис. 1.25.



Источник: МЭА

Рис. 1.25. Запасы и дисбаланс мирового рынка ЖУВ, 2014–2015 гг.

Период низких цен на нефть (2014–2016 гг.) оказался достаточно продолжительным, однако существенного изменения позиций основных участников рынка при этом не произошло. Разные страны ОПЕК, а также США и Россия в целом проявили достаточно высокую степень адаптации к новому уровню цен на нефть, однако это не избавило их от крупных потерь в нефтяных доходах. Выходом из этой неблагоприятной для основных производителей нефти ситуации явилось достигнутое ими 10 декабря 2016 года соглашение о сокращении добычи странами ОПЕК и присоединение к этому соглашению еще 11 стран-производителей нефти, включая Россию. Заключение такого соглашения, как показало последующее развитие событий, явилось эффективным элементом в системе управляемого воздействия на мировые цены на нефть. Результатом достигнутого согласия между странами-производителями нефти явилось прекращение «ценовой войны» на рынке нефти. Одновременно оно расценивается экспертами как возможность достижения консенсуса в решении сложной задачи управляемого воздействия на нефтяные рынки при сохранении конкурентных механизмов взаимодействия между странами-нефтеэкспортерами.

В течение длительного периода на мировом рынке действуют три крупнейших производителя нефти.

Объемы производства тремя лидирующими нефтедобывающими странами – Россией, США и Саудовской Аравией – показаны на рис. 1.26.

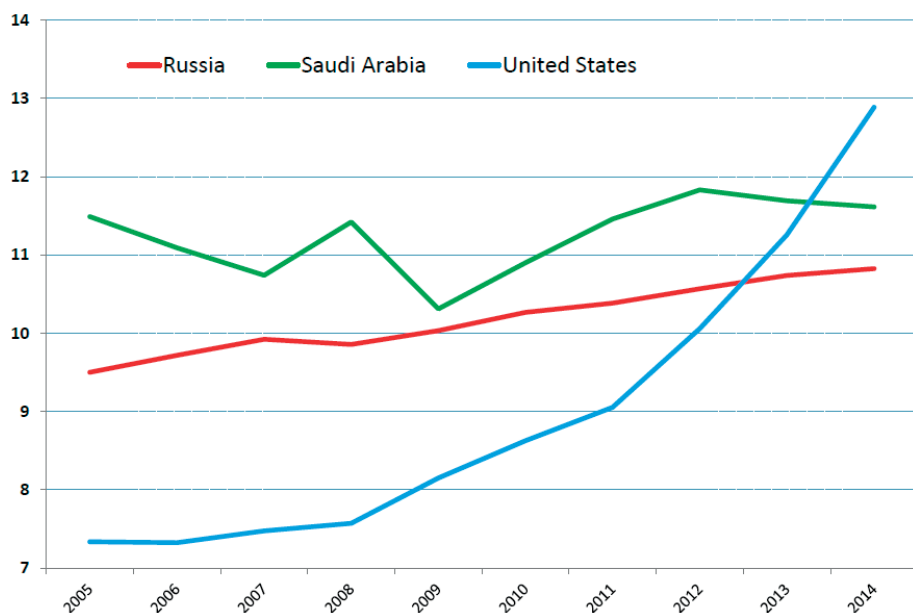
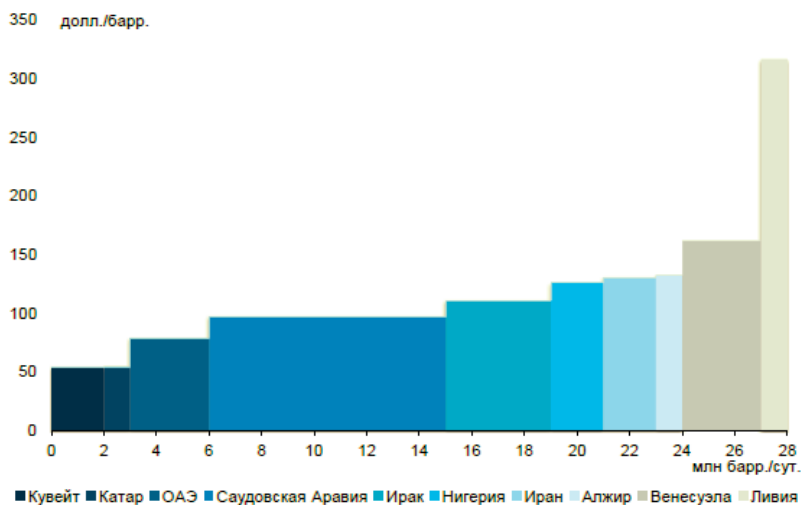


Рис. 1.26. Три крупнейших производителя нефти в мире

Для стран ОПЕК важным фактором в динамике цен на сырую нефть является возможность обеспечения бездефицитности государственных бюджетов. Ситуация, иллюстрирующая такой уровень цен на 2014 год для основных нефтедобывающих стран, показана на рис. 1.27.



Примечание: без учета Анголы и Эквадора (7,5% добычи ОПЕК)

Источник: IMF Regional Economic Outlook Middle East and Central Asia Department
October 2014, Deutsche Bank, EIA, VYGON Consulting

Рис. 1.27. Цены безубыточности для государственных бюджетов стран ОПЕК

С аналогичной проблемой столкнулась и Россия, которая уже длительное время наращивала экспорт нефти и нефтепродуктов. Экспортные возможности России и поддержание национального производства нефти иллюстрируются рис. 1.28.

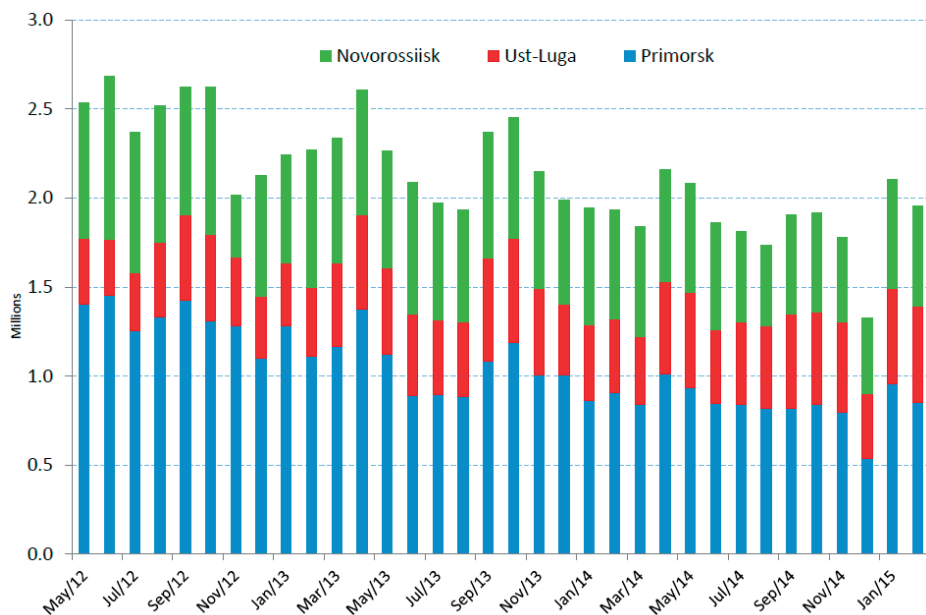


Рис. 1.28. Экспорт нефти марки Юралс

1.3. Современная ситуация: рынок сырой нефти в 2018 и 2019 гг.

Ретроспектива ценовой динамики на нефтяных рынках

При анализе актуального состояния мирового рынка нефти и дальнейшей траектории его развития эксперты анализируют следующие вопросы.

Как сформировался сбалансированный рынок нефти?

Особенности ретроспективы восстановления цен на нефть.

Эволюция цен сорта Brent в реальном выражении за анализируемый период.

Ниже представлены результаты исследования, проведенного Оксфордским энергетическим институтом (OFSE) [2].

В первую очередь, эксперты отмечают, что в период с января 2016 г. по июнь 2018 г. цены Brent характеризовались изменчивой динамикой, вначале резко падая до минимального значения \$33/бар., а затем, изменив траекторию и в условиях высокой волатильности, неуклонно демонстрировали возрастающую тенденцию. В итоге за рассматриваемый период цены резко выросли – с \$33/бар. до \$74/бар. (или на \$41/бар.), хотя и не достигли предкризисного уровня (рис. 1.29).

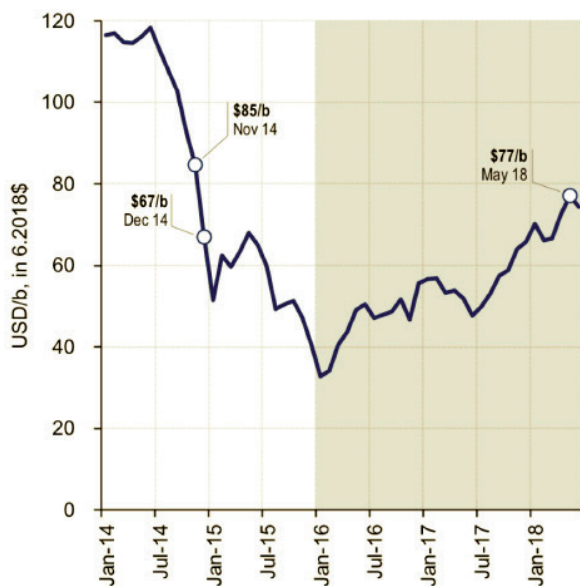


Рис. 1.29. Эволюция цен бенчмарка Brent в период 2014–2018 гг.

Авторы исследования выделяют три фактора изменения цен, которые имели «шоковый» характер: влияние предложения, влияние спроса и геополитических событий. Накопленный вклад спроса-предложения за период с января 2016 г. по июнь 2018 г. показан на рис. 1.30.

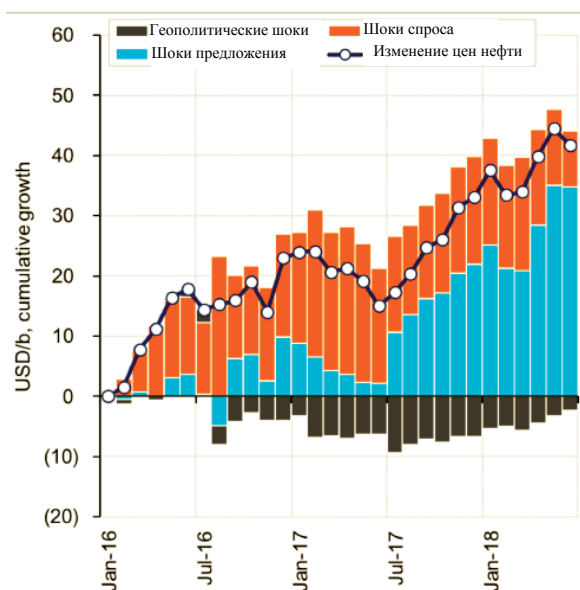


Рис. 1.30. Влияние трех факторов роста цен на нефть с января 2016 по январь 2018 г.

Рост мирового спроса на нефть обеспечил 80% накопленного роста цен (\$35/бар.), за ним следует фактор предложения нефти, обусловивший 20%-й рост (\$10/бар.). Чистый вклад геополитических событий в нарушение предложения был отрицательным (-\$3/бар.), но в 2018 г. этот тренд поменял направление, прибавив \$5/бар.

Изменение мирового спроса на нефть за период 1 кв. 2015 – 4 кв. 2018 (прогнозная оценка) показано на рис. 1.31.

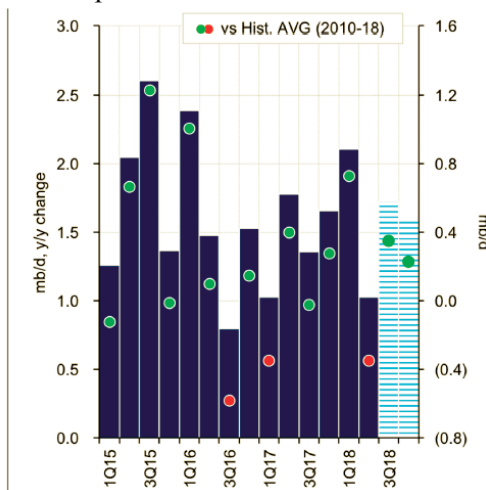


Рис. 1.31. Процентное изменение уровня цен на нефть

Спрос на нефть устойчиво возрастал с его исторического среднего уровня, достигнутого в период 2010–2018 гг. за счет неуклонного роста эффективности экономики, и поддерживался за счет низкого уровня цен на нефть.

Другим фактором наблюдаемой динамики явилась высокая дисциплина соблюдения странами-членами ОПЕК соглашения по объемам сокращения добычи.

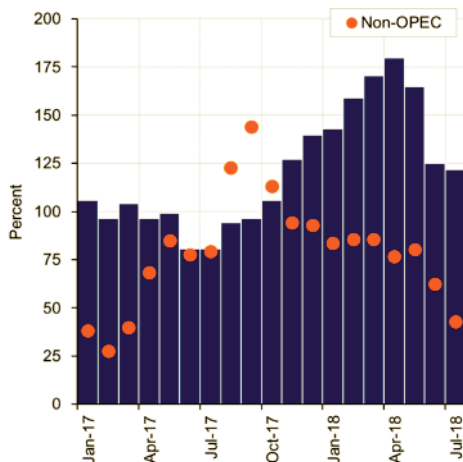


Рис. 1.32. Сокращение добычи ОПЕК с янв. 2017 по июль 2018 г.

Вопреки ожиданиям, масштабы уступок ОПЕК намного превысили 100%.

Саудовская Аравия концентрировала внимание не только на объемах добычи, но и на масштабах экспорта, который резко снизился в 1 кв. 2017 г.; высокая степень согласованного сокращения добычи (ССД) отражала также и недобровольное сокращение добычи в таких странах, как Венесуэла и Ангола.

Рынок оставался несбалансированным, несмотря на высокий рост добычи сланцевой нефти в США. Объемы ее добычи показаны на рис. 1.33.

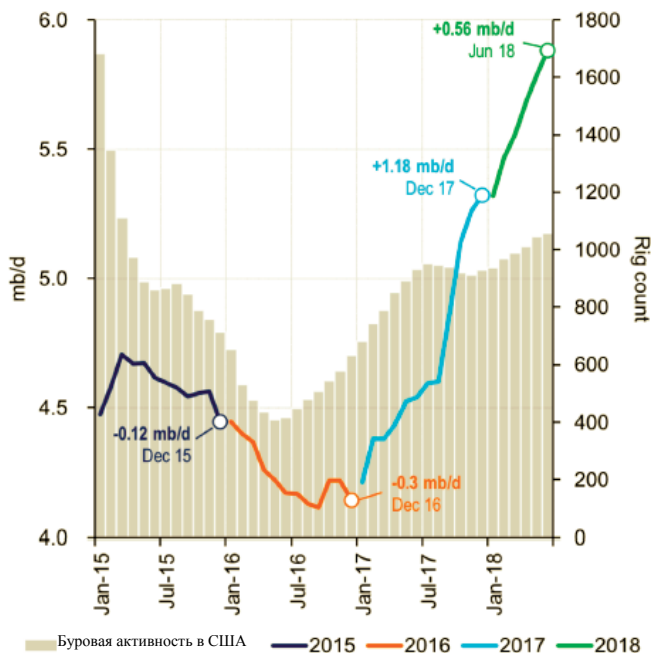


Рис. 1.33. Добыча сланцевой нефти в США, июнь 2015 – июнь 2018 г.

Количество буровых установок в США резко выросло после того, как ОПЕК приняла решение о сокращении добычи; в результате цены на нефть стали восстанавливаться.

Добыча нефти в США за период с июня 2015 по декабрь 2018 г. (оценка) представлена на рис. 1.34.

Производство нефти в США по годам сокращалось, достигнув пика в сентябре 2016 г. Но с апреля 2017 г. оно вновь стало расти, увеличившись к концу года на 1,25 млн бар./сут. по сравнению с предыдущим годом; к концу 2018 г. ожидается, что добыча легкой сланцевой нефти в США достигнет 1,27 млн бар./сут.

Какую ситуацию можно ожидать на мировых нефтяных рынках в ближайшее время? Отвечая на этот вопрос, авторы исследования [2] отмечают благоприятную экономическую динамику, но указывают, что риск, тем не менее, остается высоким.

Глобальный рост ВВП в 2017 г. был самым высоким за период с 2011 г. и составил 3,8%; ожидается, что в 2019 г. он достигнет 3,9%. 2/3 стран, состав-

ляющих 3/4 мирового производства, демонстрировали более высокие темпы роста в 2017 г. по сравнению с предыдущими годами.

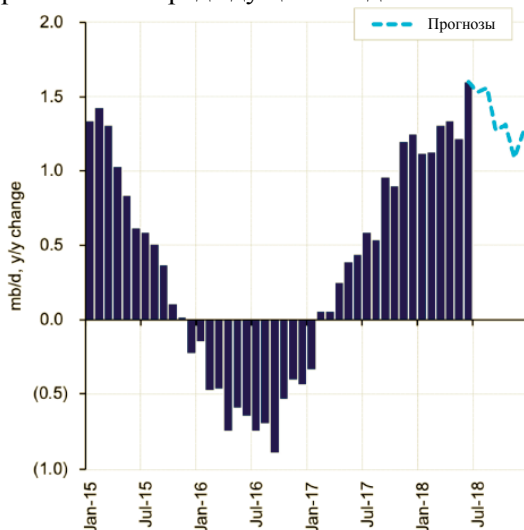


Рис. 1.34. Добыча сланцевой нефти в США за 3-хлетний период

Перспективы роста спроса на нефть

Спрос на нефть в последние годы (2014–2018) носил консервативный характер. Годовые его изменения за истекший период показаны на рис. 1.35.

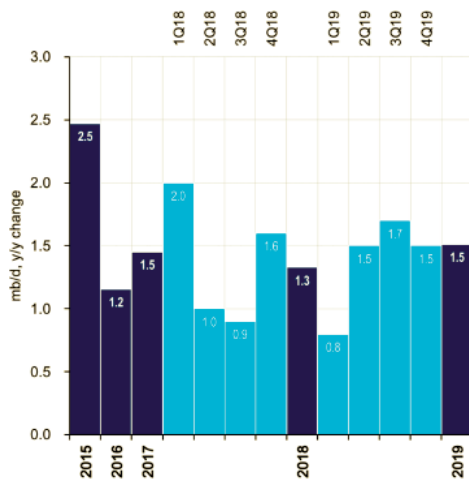


Рис. 1.35. Годовой рост спроса в период 2014–2018 (ожидания)

Международное Энергетическое Агентство (МЭА) прогнозирует, что 2018 год явится еще одним годом высокой эффективности экономики и некоторого увеличения спроса на нефть, но при этом рост будет сокращаться по мере увеличения рисков в мировой экономике и роста цен на нефть.

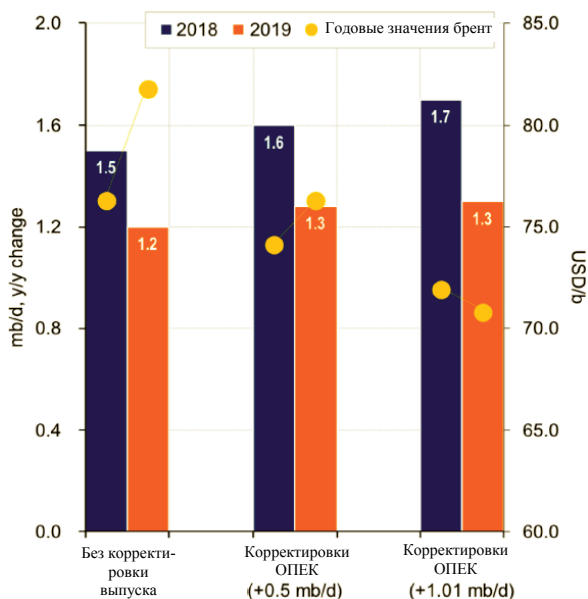


Рис. 1.36. Ожидаемое влияние цен на рост спроса на нефть

Ожидается, что влияние высоких цен на рост спроса на нефть будет сказываться в 2019 г., когда даже при самых благоприятных предпосылках в отношении цен годовой прирост снизится по меньшей мере на 0,3%.

Рост предложения нефти странами неОПЕК ожидается слабым

Для большинства стран добыча нефти резко сократилась вследствие ее естественного падения на зрелых месторождениях в сочетании с недоинвестированием в новые проекты добычи.

В ближайшее время Канада и Бразилия будут лидерами в приросте предложения нефти в странах неОПЕК; за ними следуют страны СНГ. Данные о производстве нефти в странах СНГ показаны на рис. 1.37.

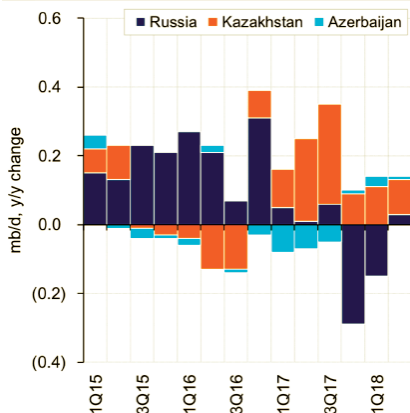


Рис. 1.37. Добыча нефти в СНГ за 1 кв. 2015 – 2 кв. 2018 г.

Добыча нефти в России в 4 кв. 2017 г. после продолжительного периода роста несколько сократилась.

Добыча сланцевой нефти в США продолжит свой рост

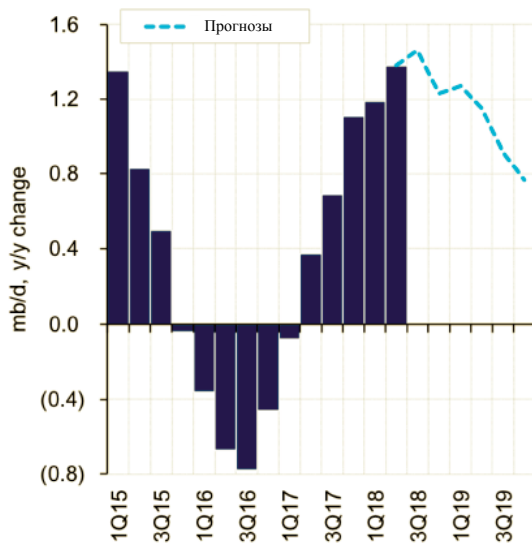


Рис. 1.38. Суммарная добыча нефти в США: 1 кв. 2015 – 4 кв. 2018 г. (ожд.)

МЭА прогнозирует продолжение роста добычи нефти в США в 2018 г. и в 2019 г. Объем ее должен достигнуть 12,0 млн бар./сут.

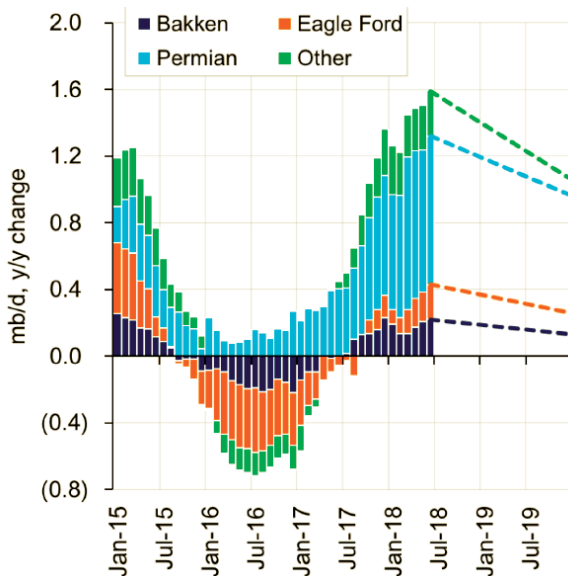


Рис. 1.39. Добыча сланцевой нефти в США: янв. 2015 – дек. 2018 г. (ожд.)

Рост производства в США обусловлен вкладом всех основных сланцевых бассейнов, включая, в первую очередь, Permian, Bakken, Eagle Ford.

Политика ОПЕК: в поисках ключевой рыночной динамики

Страны за пределами GCC также увеличили объемы добычи. В соответствии с официальными данными, с мая 2018 г. Россия увеличила добычу нефти на 0,25 млн бар./сут.

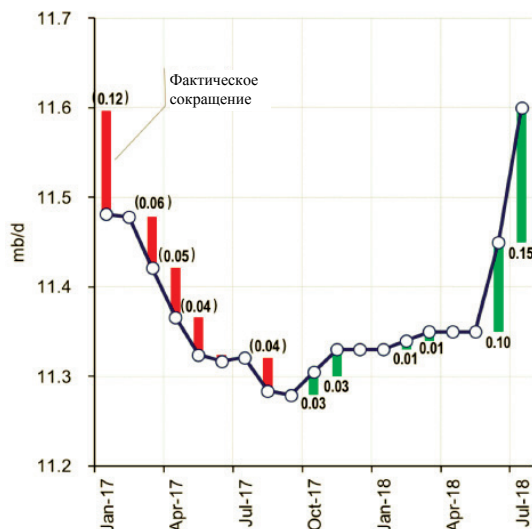


Рис. 1.40. Производство нефти в России: янв. 2017 – июль 2018 г.

Согласованное сокращение производства нефти ОПЕК+ оказалось близко к 100%.

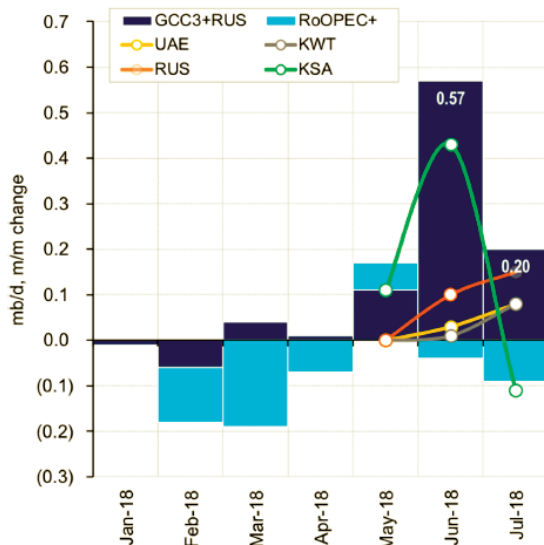


Рис. 1.41. Производство нефти в странах, входящих в GCC, и в России: январь – июль 2018

Совокупный прирост производства в Саудовской Аравии, ОАЭ, Кувейте и России к июню 2018 г. достиг 0,6 млн бар./сут., то есть половины суммарного согласованного ранее сокращения объемов добычи ОПЕК (1,19 млн бар./сут.).

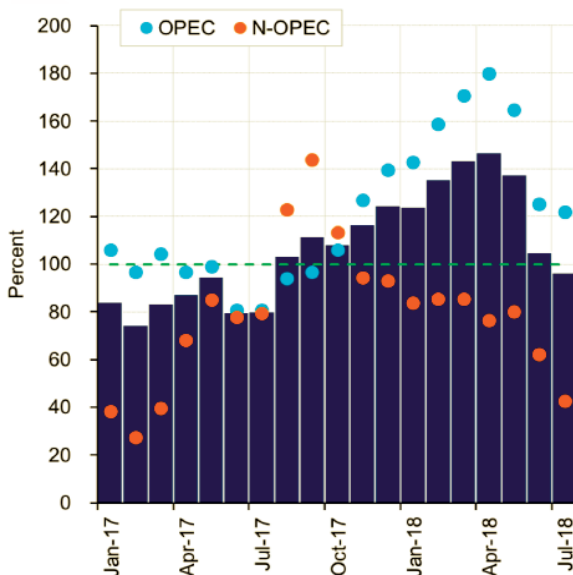


Рис. 1.42. Объемы «уступок» ОПЕК+: январь 2017 – июль 2018 г.

Суммарное сокращение объемов добычи ОПЕК+ в июне 2018 г. составило примерно целевую величину (105%), прежде чем снизиться к июлю до 97%.

Баланс рисков в прогнозируемых ценах

В исследовании [2] отмечается, что в целом рынок достигает сбалансированности спроса и предложения, но в 2019 году ожидаются следующие ограниченные риски.

Риски «upside» (достижения максимального возможного выигрыша) могут сдвинуть цены к новому высокому уровню, превышающему \$90/бар. Эти риски включают в себя:

- масштабы потерь иранской нефти;
- падение производства в Венесуэле;
- волатильность производства в Ливии;
- инфраструктурные ограничения, оказывающие влияние на рост добычи в пермском бассейне.

Риски «downside» (получения минимальных возможных потерь) могут сдвигать цены в зону ниже уровня \$50/бар. Они включают в себя:

- влияние состояния торговой войны в мировой экономике;
- согласие в отношении состояния развивающихся экономик;
- влияние более высоких цен на уровень спроса на нефть;
- реакцию Саудовской Аравии (ее целевые установки и возможности).

Представление о соотношении отдельных рисков можно получить из табл. 1.4.

Таблица 1.4

Баланс рисков по отношению к базовому прогнозу: янв. 2017 – дек. 2019 г.

Баланс рисков	2018	2018	2019	2019
Цены \$/бар.	Годовые AGV	Изменения к базе	Годовые AGV	Изменения к базе
Риски роста производства сланцев в США	76,1	+2,8	83,2	+7,7
Геополитические риски	77,0	+3,6	85,1	+10,6
Глобальные риски роста	72,0	-1,4	60,4	-13,9

1.4. Новые экономические принципы, объясняющие поведение нефтяного рынка

В работах английского экономиста У. Спенсера [3] на основе ретроспективного анализа мирового нефтяного рынка и текущих его потрясений сделана попытка обосновать новые тенденции, характерные для поведения мирового нефтяного рынка и крупнейших его игроков, объяснить новую его конфигурацию и экономические принципы, способные более адекватно оценивать складывающуюся динамику цен на нефть и мотивации участников. В последующем изложении приводится детальная аргументация автора при объяснении сложных процессов, через которые проходит мировой нефтяной рынок.

До последнего времени общепринятые представления о поведении нефтяных рынков можно было резюмировать четырьмя принципиальными положениями.

1) Нефть – исчерпаемый ресурс и добыча имеет свои временные пределы (нефть когда-нибудь закончится!). Следовательно, поскольку нефти в недрах становится всё меньше, цена на неё будет расти во времени относительно цен на другие (воспроизводимые) товары и услуги. Классическим примером интерпретации этой ситуации может служить обоснование, сделанное Хотеллингом [4], который рассматривал нефтяные ресурсы по аналогии с финансовыми активами, и в таком случае относительная цена нефти должна расти с темпом, равным величине реальной процентной ставки.

2) Кривые спроса и предложения нефти имеют крутой наклон, и цены на нефть неэластичны: по отношению к спросу – по той причине, что существует относительно небольшое число заменителей нефти, особенно в краткосрочной перспективе; по отношению к предложению нефти – потому что нефтяные компании, произведя огромные инвестиции в строительство и промышленное обустройство, слабо реагируют на колебания нефтяных цен (они не станут мгновенно закрывать кран из-за падения цен на нефть).

3) Потоки нефти движутся с востока на запад: основная часть нефти добывается на Ближнем Востоке и транспортируется в Европу и Америку. Денежные потоки идут в обратном направлении, управляемые хорошо известными инструментами, такими, как нефtedоллары и нефтевалюта.

4) ОПЕК стабилизирует нефтяной рынок. Например, когда в 2008–2009 гг. мировая экономика была в глубокой рецессии и цены упали со 145 до 35 долларов за баррель, ОПЕК для того, чтобы стабилизировать цены, сократила добычу почти на треть. Похожая ситуация наблюдалась в 2004 году, когда из-за внезапного увеличения глобального спроса ОПЕК резко увеличила производство.

В течение длительного времени эти четыре принципа являлись характерными чертами мирового нефтяного рынка, хотя их действие и не носило абсолютного характера, и конкретные рыночные ситуации интерпретировались с достаточно гибкостью.

За последние 10–15 лет рынок нефти существенно изменился. Принципы, которые работали при интерпретации рыночных ситуаций в прошлом, при анализе рынка нефти больше не конструктивны. Необходим современный набор принципов, соответствующих «Новой Экономике Нефти».

В экономику нефтяного рынка значительный вклад внесли два изменения. Наиболее существенное из них обусловлено «сланцевой революцией» в США: быстрый рост добычи нефти из сланцевых формаций в США, использование технологии горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва пластов для извлечения легкой нефти из плотных пород.

Второе главное изменение проявляется медленнее и возникает из усиливающихся опасений по поводу выбросов углекислого газа и климатических изменений. Такие опасения, конечно, не новы. Но печальную известность им придают Китай, США и Европа. Эти опасения могут иметь важные последствия в поведении долгосрочного спроса на все виды добываемого топлива.

Рассмотрим более детально сланцевую историю.

С начала 2010 до 2016 года американская сланцевая добыча нефти выросла до 4,5 млн. баррелей в сутки.

Структура затрат на добычу нефти сильно отличается по отдельным типам месторождений в зависимости от региона и сценариев развития, но большинство оценок показывает, что для крупных формаций американской сланцевой нефти затраты соответствуют середине статистической кривой распределения издержек на добычу 1 барреля.

Хотя американская сланцевая нефть составляет менее 5% от всего мирового рынка нефти, быстрый рост добычи сланцевой нефти в США был ключевым фактором, который привел к коллапсу цен на нефть в 2014 году: добыча нефти в США превысила почти вдвое объемы мирового спроса на нефть. Более того, различные технологии добычи и финансовые структуры сформировали в американской сланцевой промышленности потенциал, который будет оказывать длительное влияние на развитие мирового рынка нефти.

Факторы и движущие силы сегодняшнего рынка нефти отличаются от тех, которые существовали 10 или 20 лет тому назад, и чтобы учитывать современные характеристики рынка нефти, необходимо обновить инструменты анализа.

Для определения такого понятия, как «новая экономика нефти», вернемся к четырем перечисленным выше основным принципам и посмотрим, как на них влияют последние изменения.

1. «Нефть – исчерпаемый ресурс»

Первый, самый главный принцип экономики УВ ресурсов, состоит в том, что нефть является исчерпаемым ресурсом. Хотеллинг не принимал во внимание возможности открытия новых месторождений нефти из-за неопределенности в отношении того, сколько нефти может быть извлечено из какого-либо открытого месторождения. Им предполагалось, что суммарные запасы извлекаемых ресурсов нефти известны, и основное внимание уделяется оптимальным темпам, с которыми истощаются эти ресурсы.

В действительности, ресурсы добываемой нефти всё время растут, поскольку совершаются новые открытия, и одновременно совершенствуются применяемые технологии и улучшаются знания. Важно отметить, что они растут быстрее, чем истощаются существующие запасы.

Ориентировочно, за последние 35 лет мировая экономика использовала для потребления около одного трлн баррелей нефти. За тот же период доказанные запасы нефти выросли более, чем на один трлн барр. Простой расчет показывает, что на каждый извлеченный баррель было добавлено два новых.

Суммарные доказанные запасы нефти на сегодня – это запасы, которые с высокой степенью определённости могут быть извлечены, и их величина почти в два раза превышает величину доказанных запасов в период 1980-х гг.

В увеличении доступных для промышленного использования запасов нефти нет ничего нового. Что существенно изменилось за последние годы, так это растущее признание важности проблемы выбросов углекислого газа и озабоченности в связи с возможным изменением климата. Это делает всё менее вероятным тот факт, что мировые запасы нефти никогда не будут исчерпаны.

Существующие запасы ископаемых топлив, таких как нефть, газ и уголь, при их полном использовании произведут свыше 2,8 трлн тонн CO₂, а при выбросе только в 1 трлн температура атмосферы повышается на 0,4 градуса. По мнению научного сообщества, глобальный температурный рост ограничен не более чем 2 градусами. И это, если не принимать в расчёт открытия новых месторождений, которые происходят всё время, или громадные запасы ископаемого топлива, которые ещё не были учтены.

В такого типа простых расчётах существует много опасностей. Важно учитывать, что различные виды ископаемого топлива при их использовании имеют различные последствия: уголь является топливом, в котором больше всего углерода, и его сжигание даст 60% всех выбросов. Отсюда следует, что на уголь будущая политика в области климата повлияет больше, чем на нефть или газ.

Более того, новые технологии, такие, как улавливание и хранение углерода, означают, что, возможно, мы найдём новые способы использования ископаемых ресурсов для производства энергии, которые значительно уменьшат выбросы парниковых газов.

Но даже если это так, темпы, с которыми растут запасы добываемой нефти, совместно с растущей озабоченностью по поводу охраны окружающей среды, означают, что едва ли все мировые извлекаемые ресурсы нефти будут использованы.

Как это может изменить наше понимание рынка нефти?

Важно заметить, что нет серьёзной причины ожидать непрерывного относительного роста цен на нефть. Как и для других товаров и услуг, цена на неё будет зависеть от спроса и предложения.

Что касается предложения, естественно ожидать со временем относительный рост цен на нефть, поскольку подготовка запасов и их извлечение становятся всё более дорогостоящими. Обычно сначала добывается наиболее легкодоступная нефть, заставляя энергетические компании бурить всё глубже и переходить ко всё более трудным условиям разведки и разработки. Но этому росту трудностей противостоит технический прогресс. Нефтяная промышленность, наряду с любыми другими успешными отраслями промышленного производства, постоянно обновляет и внедряет новые методы и технологии.

Эти достижения видны на примере американской сланцевой промышленности. Использование более сложных методов бурения и улучшения в эффективности затрат позволили ранее нерентабельным запасам нефти стать коммерчески привлекательными. Рост производительности в американской сланцевой отрасли оказался феноменальным. Увеличение производительности буровых установок за период с 2007 по 2014 гг. составило в среднем 30% в год (рис. 1.43).

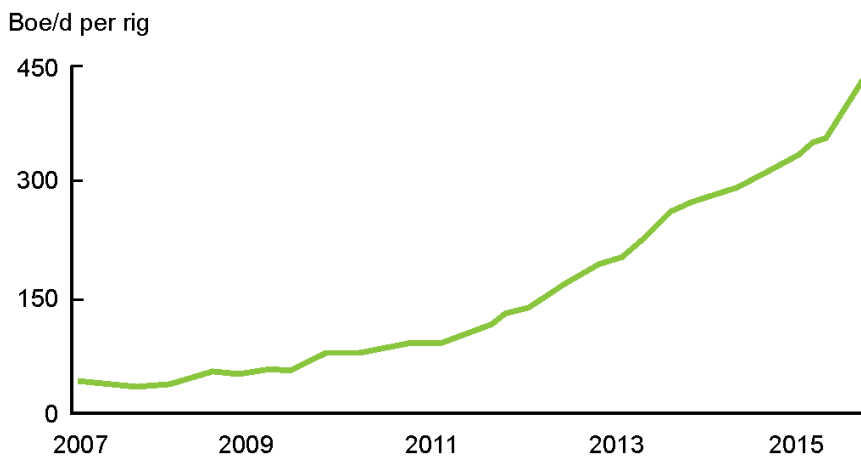


Рис. 1.43. Добыча из новой скважины в США (б.н.э. в день на скважину)

Признание того факта, что запасы нефти, скорее всего, никогда не иссякнут, делает больший акцент на будущие динамики эффективности добычи при оцен-

ке долгосрочных прогнозов цен на нефть. Возможные последствия американской сланцевой революции – особенно впечатляющие в этом отношении.

Ключевым моментом здесь является то, что характер операций по гидроразрыву пластов гораздо больше похож на стандартизированный, повторяющийся производственный процесс, чем на одноразовые крупномасштабные инженерные проекты освоения месторождений традиционной нефти.

Одни и те же платформы используются для бурения многочисленных скважин, применяя одинаковые процессы в аналогичных условиях. И, как для многих повторяющихся процессов, операции гидроразрыва характеризуются высоким ростом производительности.

Известно, что рост производительности приводит к снижению цен на товары относительно цен на услуги. Крайне интересный вопрос, поднятый применением операций гидроразрыва и соответствующими типами производства, – будут ли они оказывать такое же влияние на относительную цену нефти? Ключевой вопрос здесь – могут ли эти типы повторяющихся, стандартизированных процессов применяться за пределами США и на более традиционных типах нефтегазового производства? И может ли структура экономичного ведения производства мануфактурного типа быть применима к традиционным нефтяным объектам освоения?

2. «Кривые спроса и предложения нефти являются растущими»

Перейдём к тезису о том, что кривые предложения нефти имеют тенденцию к росту, что приводит к большим колебаниям цен на нефть.

Ограниченная реакция предложения традиционной нефти на скачки цен является из-за значительной временной задержки между инвестиционными решениями и производством. Часто проходит несколько лет от решения инвестировать в определённой области до начала добычи нефти. Сланцевая же нефть (и технологии гидроразрыва) полностью меняют ситуацию.

Во-первых, суть операции, при которой одни и те же вышки и процессы для бурения скважин используются в нескольких местах, приводит к тому, что между решением бурить новую скважину и началом добычи нефти проходят недели, а не годы!

Во-вторых, сланцевая скважина производительно работает гораздо меньший период времени, чем традиционная скважина; для нее характерен ещё более резкий темп падения добычи. На рис. 1.44 приведено сравнение данных производства по «традиционной» американской сланцевой скважине (формация Баккен в Северной Дакоте) с данными глубоководной скважины Мексиканского залива. Суточная добыча из сланцевой скважины за первый год производства снизилась примерно на 75%; это действительно резкие темпы падения. Соответствующие темпы падения добычи по второй скважине были гораздо более плавными.

Отмеченные две характеристики (короткие сроки производства и высокие темпы падения) обуславливают более тесную взаимосвязь между инвестициями и добычей сланцевой нефти. Инвестиционные решения гораздо быстрее оказы-

вают влияние на производство. И уровни добычи нефти падают намного быстрее, если производятся инвестиции.



Рис. 1.44. Пример динамики добычи нефти из скважины

Важным следствием этих характеристик является то, что в краткосрочной перспективе реакция сланцевой нефти на изменение цен будет сильнее, чем для традиционной нефти. Когда цены падают, следует сокращение инвестиций и уменьшение буровой активности. Но как только цены восстановятся, инвестиции и добыча могут быть относительно быстро увеличены.

Американская сланцевая революция, по сути, привела к нарушению тренда в динамике предложения нефти, который будет действовать и в последующем, ослабляя степень влияния изменчивости цен. В ситуации, когда цены падают, добыча нефти снижается, смягчая тем самым падение цен. Аналогично, когда цены восстанавливаются, растут объёмы сланцевой нефти, что ограничивает возможные резкие колебания цен на нефть.

Сланцевая нефть действует как своеобразный амортизатор для мирового рынка нефти.

Важно пояснить, почему именно сланцевая нефть играет эту роль. Короткий период времени между инвестиционными решениями и производством означает относительно быстрое регулирование объемов производства. Интересно, что очень высокие темпы падения добычи по сланцевым скважинам означают, что эксплуатационные расходы компаний, занятых добычей нефти из сланцев, то есть различные виды издержек, связанных с добычей нефти, составляют относительно высокую долю. Быстрые темпы снижения добычи, по сути, означают относительно более низкий уровень постоянных издержек при операциях в сланцевых формациях. Эта большая разница в долях постоянных и переменных издержек по отношению к общей сумме расходов увеличивает способность краткосрочного производства сланцевой нефти быстро реагировать на изменения рыночной конъюнктуры.

В отличие от этой ситуации, для традиционных способов добычи нефти характерны высокие уровни постоянных издержек, связанные с инвестиционной

составляющей (в операционные платформы, трубопроводы, и т.д.). Наличие большой суммы невозмещаемых затрат («sunk cost») означает, что переменные расходы на добычу дополнительного барреля нефти существенно менее значимы в структуре полной себестоимости добычи.

Точнее говоря, сланцевая нефть формирует маргинальное предложение только во временном аспекте. Большая часть добываемой сланцевой нефти характеризуется затратами, лежащими примерно в середине стоимостной кривой предложения. Принимая это во внимание, в дальнейшем, поскольку традиционные типы производства нефти имеют время для адаптации, и нефтяные компании должны учитывать затраты инвестиций в новые буровые установки и добывающие платформы, необходимость корректировки по-видимому постепенно будет приводить к смещению от сланцевой нефти к другим типам производства и движению вверх по кривой затрат.

Следует рассмотреть еще один интересный момент при оценке кривой предложения сланцевой нефти. Хотя ее производственные характеристики должны «гасить» колебания цен, финансовые характеристики независимых нефтяных сланцевых компаний США могут привносить дополнительный источник волатильности.

Предложение нефти из традиционных ресурсов в основном осуществляется крупными национальными нефтяными компаниями и, в меньшей степени, крупными международными компаниями, такими, как «BP».

Эти компании, очень крупные, их присутствие – глобальное, ежедневно они добывают огромное количество нефти. У этих компаний относительно низкие уровни левереджа, значительные денежные резервы и для них характерна операционная модель, при которой доходы, получаемые от бизнеса, в большинстве случаев более чем достаточны для покрытия капитальных затрат.

В отличие от них, финансовые структуры даже крупных независимых компаний, работающих в американской сланцевой отрасли, гораздо менее устойчивы. Масштабы деятельности у них – значительно меньшие. Уровень типичных значений левереджа также намного выше. Важно отметить, что подавляющее большинство независимых производителей имеет отрицательные денежные потоки, то есть, они не получают достаточно средств от своих операций для финансирования будущих инвестиций. Таким образом, они зависят от постоянной финансовой поддержки извне для того, чтобы инвестировать и осуществлять производство.

Используя макроэкономическую терминологию, можно сказать, что американские сланцы ввели кредитный канал для рынка нефти. Из истории экономических банкротств, связанных с финансовым кризисом, хорошо известно, какую роль дестабилизирующие кредитные и банковские потоки играют в передаче и усилении их ударов. До настоящего времени финансовые ресурсы национальных нефтяных компаний означали, что рынок нефти был в значительной степени защищён от превратностей банковской системы. Однако мелкие, обременённые долгами независимые производители, характеризующие сланцевую промышленность, существенно меняют эту картину.

Вполне вероятно, что масштабы финансирования, которые позволили американской сланцевой революции расширяться с темпами, наблюдаемыми последние четыре или пять лет, не позволят глобальным процентным ставкам приближаться к нулю, а использование центральными банками крупномасштабных финансовых вливаний будет стимулировать инвесторов к вложениям в рискованные формы активов.

Точно так же, балансы многих сланцевых производителей были серьёзно ослаблены низкими ценами на нефть. Поэтому ключевым фактором, определяющим поставки сланцевой нефти в течение определенного времени, будет готовность банков и кредиторов продолжать финансировать эти предприятия, особенно когда глобальные процентные ставки начинают расти.

Появление американской сланцевой нефти изменило природу глобального предложения нефти. Производственные характеристики сланцевой нефти должны увеличить ценовую гибкость предложения, смягчая нестабильность цен. Но большая зависимость сланцевых производителей от финансовой системы означает, что нефтяной рынок стал больше подвержен финансовым потрясениям.

3. «Нефть течёт с Востока на Запад»

Рассмотрим утверждение о том, что нефть преимущественно течёт с востока на запад. Наиболее очевидное движение – с Ближнего Востока в Европу и США. Эта традиционная схема торговли также изменяется, отражая события как на Западе, так и на Востоке.

С точки зрения Запада важны два события. Во-первых, спрос на нефть на Западе падает. Потребление нефти в США и Европе достигло своего пика около десяти лет назад и до сих пор имеет тенденцию к снижению. Это в значительной степени отражает повышение эффективности транспортных средств, экономию топлива новыми марками автомобилей в США (если измерять в милях на галлон, то экономия за десятилетие составила более 20%). Ожидается, что темпы роста эффективности в течение последующих 20 лет возрастут. В выпуске ВР «Энергетические перспективы 2035» рассматриваются энергетические тенденции на ближайшие 20 лет; по прогнозам, потребление нефти в ЕС будет снижаться до уровня конца шестидесятых годов, даже если ВВП стран ЕС за тот же период будет в 4 раза более высоким.

Вторым фактором является огромный рост потребления энергии на Западе, особенно в Северной Америке. За последние 5 лет только на США приходилось две трети увеличения глобальных поставок нефти и природного газа. К этому можно добавить рост добычи из канадских нефтеносных песков. Северная Америка стала основной силой среди мировых поставщиков энергии.

Эти два фактора оказали огромное влияние на зависимость США от импорта энергоносителей. На своём пике в 2005 году США импортировали более 12 млн бар. нефти в день, став крупнейшим импортёром нефти в мире. Рост добычи сланцевой нефти полностью изменил ситуацию. За прошедшие 8 лет спрос на импорт в США уменьшился вдвое, Китай стал крупнейшим сетевым импортёром нефти в 2013 году, обогнав США.

Заглядывая вперёд, эксперты ожидают, что США к началу двадцатых годов этого столетия смогут полностью обеспечить себя энергией, а к началу тридцатых – и сырой нефтью (рис. 1.45). И всё это изменила и продолжает изменять американская сланцевая революция.

В противоположность этому, быстрорастущие экономики на Дальнем Востоке, особенно в Китае и Индии, становятся всё более зависимыми от импорта энергоносителей. Поскольку экономики растут и увеличивается зажиточный средний класс, на Китай и Индию в течение следующих 20 лет, вероятно, придётся около 60% мирового роста спроса на нефть. Это увеличение спроса намного опережает местные поставки, поэтому к 2035 году Китаю придётся импортировать три четверти нефти, а Индии – почти 90%.

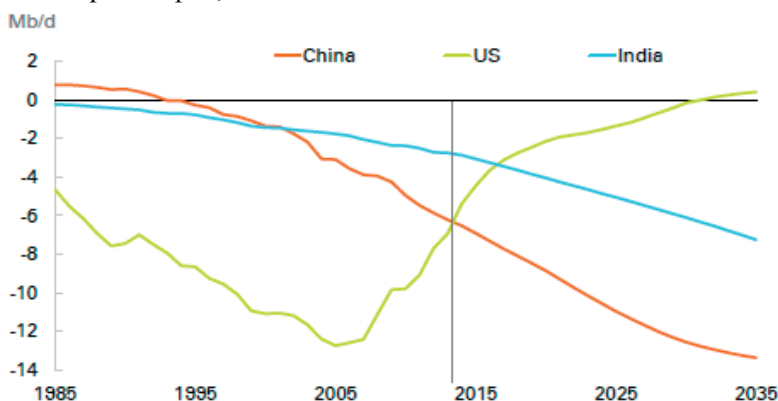


Рис. 1.45. Торговля нефтью – сетевые импортёры

Эта изменяющаяся структура энергетических потоков имеет ряд потенциально важных последствий. Наиболее очевидные из них касаются источников спроса, что, похоже, переместит энергетические рынки в последующие годы. Ответ следует искать на Востоке.

Далее необходимо учесть последствия для финансовых потоков: поскольку энергия интенсивно передается с запада на восток, денежные потоки по оплате этой энергии следуют в противоположном направлении. Этот факт имеет далеко идущие последствия для понимания финансовых рисков и цен на активы.

Американский дефицит счетов текущих операций, наряду с излишками китайских текущих счетов, был ключевой частью так называемых всемирных дисбалансов, которые были предвестниками мирового финансового кризиса.

Импорт энергоресурсов составлял большую часть этого дисбаланса, в 2007 году он достигал почти половины дефицита счетов текущих операций США в размере 6%. Сейчас этот дефицит энергии снижен до 1% ВВП, что связано с планами США добиться энергетической независимости к началу двадцатых годов. Ключевой элемент мировых дисбалансов полностью изменился.

Энергетические и финансовые последствия и изменившаяся схема энергетических потоков имеют потенциально важные геополитические последствия.

Невозможно себе представить, чтобы уменьшение зависимости США от импорта энергоносителей не повлияло на их отношения с некоторыми ключевыми производителями нефти. Ещё более важным является то обстоятельство, что усиление китайской зависимости от импорта энергоносителей поддерживает её будущий рост, и связанные с энергетической безопасностью опасения не могут не оказывать влияния на международные отношения с Китаем. Действительно, создание Азиатского инфраструктурного инвестиционного банка (АИИБ) и связанная с этим политика «один пояс, одна дорога», по-видимому, возникли в немалой степени из-за этих опасений в отношении энергетической безопасности.

Структура потоков энергии меняется, усиливается её поток с запада на восток, что имеет далеко идущие последствия в энергетических и финансовых рынках и геополитике.

4. «ОПЕК стабилизирует рынок нефти»

В заключение рассмотрим четвёртый принцип, в соответствии с которым ОПЕК старается стабилизировать рынок нефти.

Последние события многие эксперты интерпретировали как свидетельство того, что роль ОПЕК изменилась. Была и другая точка зрения: ОПЕК больше занималась войной со сланцевой нефтью, чем проблемами стабилизации рынка.

Ни одно из этих предположений не выглядит убедительным – и можно утверждать, что роль ОПЕК за последние 20 или 30 лет существенно не изменилась. К тому же, вера в то, что ОПЕК якобы всегда стабилизировала рынок, тоже неправильна.

Возможность ОПЕК стабилизировать рынок проистекает из её способности изменять поставки во времени: увеличивать или уменьшать поставки от одного периода к другому в зависимости от нефтяных шоков или флуктуаций. Сама по себе ОПЕК имеет значительную силу, чтобы стабилизировать рынок в ответ на временные скачки спроса или предложения.

Способность ОПЕК реагировать на временные проблемы с целью стабилизировать рынок не изменилась. На ОПЕК всё ещё приходится около 40% добычи сырой нефти в среднем за последние 40 лет. Многие из основных производителей по-прежнему имеют возможность непосредственно контролировать свои уровни производства. А Саудовская Аравия – единственная страна, имеющая значительные резервные мощности.

При этом, однако, у ОПЕК никогда не было возможности стабилизировать рынок в ответ на структурные потрясения, по меньшей мере, на постоянной основе.

Американские сланцы, хотя и характеризуются более циклическим характером, скорее всего, окажутся устойчивым ресурсом добычи на многие годы. Большая часть текущей добычи сланцевой нефти имеет средние по мировым меркам издержки производства. А быстрые темпы увеличения производительности свидетельствуют о её постоянно растущей конкурентоспособности по отношению к другим видам поставок.

ОПЕК уже не способна воевать с американским сланцем, как могла бы это делать с электромобилями. В 2014 году, когда цены на нефть резко упали, ОПЕК

заявила, что она сохранит свой уровень производства в 30 Мб/д и сделала это: продолжала добывать 30,1 Мб/д в 2014 году. Это не означает, что ОПЕК уступила свою роль замыкающего («свингового») производителя сланцевой нефти.

Вновь подчеркнем: способность ОПЕК стабилизировать рынок в ответ на временные, непостоянные воздействия во многом остаётся неизменной. Более высокая адаптируемость (ответная реакция) добычи из американских сланцев означает, что циклические движения в сланцевом производстве также помогают стабилизировать рынок. Но всё же роль ОПЕК остаётся главной.

При интерпретации возможной реакции ОПЕК на изменение цен важно задать вопросом: почему меняются цены? Является ли это ответом на временный шок или на действия более устойчивого фактора? Ответом на глобальную рецессию или массовое раскручивание электромобиля?

Таким образом, появление сланцевой нефти, наряду с растущей озабоченностью по поводу изменения климата и окружающей среды означает, *что представления, которые многие эксперты использовали в прошлом для анализа рынка, уже устарели*. Необходим новый инструментарий, новый набор принципов, чтобы проводить анализ рынка нефти. Новый набор принципов, который отражает Новую экономику нефти.

Любая новая структура должна содержать в себе следующие четыре принципа.

Нефть, вероятно, никогда не будет исчерпана. То есть следует отказаться от предположения, что относительная цена нефти со временем обязательно будет расти. Ключевой фактор, управляющий будущей ценой нефти, – это стандартизированные, повторяющиеся, «обрабатывающие типы производства», характеризующие сланцевую добычу, с соответствующим быстрым ростом производительности, распространяющимся на другие производства.

Характеристики сланцевой нефти отличаются от характеристик обычной: сланцевая нефть восприимчивее к ценам на нефть, что способствует её влиянию на нестабильность цен. Но она также более зависима от банковской и финансовой систем, усиливая подверженность рынка нефти финансовым потрясениям.

Нефть может перемещаться с запада на восток, что имеет важные последствия для энергетических и финансовых рынков и геополитики в целом.

ОПЕК остаётся центральной силой на рынке нефти, но анализируя ее способность стабилизировать рынок, важно определить суть нефтяного шока, ведущего к изменению цен, и особенно то, является ли он временным или постоянным фактором.

1.5. Характеристики «новой экономики» нефтегазового сектора

Нефтяные и газовые компании за свою многолетнюю историю почти всегда были инвестиционно привлекательными. После очередного нефтяного (ценового) шока они неизменно находили внутренние резервы для возвращения к тому

уровню эффективности функционирования, который демонстрировали в периоды относительной стабильности экономики. Неизменным оставался вопрос – что необходимо сделать нефтяным компаниям, чтобы эффективно работали важнейшие принципы образования стоимости. Эти фундаментальные принципы можно представить в виде пяти правил так называемой «Новой экономики» и оценить с точки зрения их интеграции в нефтедобывающей промышленности [5].

Характеристики «новой экономики»

Хотя термины «e-business» и «новая экономика» являются частью современного лексикона, однако их использование будет менее востребованным из-за изменчивости смысла самих понятий. То, что сегодня понимается под термином «e-business», становится просто «бизнесом». Следовательно, концепция «Новой экономики» непрерывно меняется. В бизнес-среде происходят резкие изменения, которые будут продолжаться и, в конечном счете, продвигают бизнес к некоторому новому уровню развития. Проиллюстрируем основные правила «Новой экономики» и возможности их применения в нефтедобыче, а также охарактеризуем динамику получаемой при этом добавленной стоимости.

«Новая экономика» (НЭ) представляет собой радикальные изменения способов ведения бизнеса. Этот процесс касается всех участников и отражает многие аспекты деятельности, а не только технологию. Реально существующая «Новая экономика» характеризуется пятью характерными чертами:

- мега-тенденции – такие как консолидация, глобализация и слияния;
- широкомасштабная цифровизация и всеохватная интеграция, в частности, таких технологий, как Интернет, прикладные сервисные провайдерские системы и прогрессивные телекоммуникации;
- смещение центра доминирования от поставщиков продукции и услуг к их потребителям;
- растущий акцент на такие неосязаемые активы, как взаимоотношения контрагентов, профессиональные знания и лидерство;
- различие в мышлении двух различных поколений, вступающих в бизнес, и борьба за таланты придают все возрастающую роль более интеллектуальным аспектам бизнеса.

Другими словами, развитие Новой экономики изменяет методы работы и формы ведения бизнеса.

Какое влияние оказывает Новая экономика на нефтедобывающую промышленность?

Логической точкой отсчета при ответе на этот вопрос является оценка масштабов и темпов роста нефтяного бизнеса. Глобальный нефтяной рынок становится огромным. Около десятка мировых мейджоров и свыше 50 независимых компаний действуют в промышленности, которая существует уже более 100 лет. В этих 60 компаниях работают более миллиона специалистов, они владеют активами стоимостью более одного триллиона долларов и оперируют с капиталом

более 150 млрд долларов в год. Здесь не учтены национальные нефтяные компании, которые также имеют огромное влияние в отрасли. Общие масштабы нефтяной отрасли трудно представить. Только 60 самых крупных компаний имеют совместную капитализацию около 1,5 трлн долл. Их совокупная стоимость больше, чем валовой внутренний продукт шести самых развитых стран.

Но в последнее время независимые компании не предлагают инвесторам привлекательные инвестиционные возможности из-за снижения многих показателей. Причем невысокие показатели присущи не только независимым компаниям, но и всей отрасли в целом. Это означает, что нефтедобывающая промышленность не полностью воспользовалась потенциалом и выгодами Новой экономики.

Для того чтобы понять, почему лишь отдельные компании добиваются хороших результатов, необходимо рассмотреть концепцию образования стоимости в Новой экономике. Известно, что текущая стоимость компании и способность создавать новую стоимость основываются на портфеле активов компании. Другими словами, «компания – это её активы». В литературе были сформулированы четыре важнейших тезиса с позиций создания стоимости новой компании; они сводятся к следующим основным положениям:

- неосязаемые активы – двигатель роста стоимости компании;
- успехи компании в большей степени определяются портфелем ее активов, чем отраслевой конъюнктурой;
- компании с небольшими физическими активами способны обеспечивать большие прибыли с меньшим риском;
- большинство лидеров в бизнесе придерживаются мнения, что бизнес-среда изменяется стремительно, но не регулярным образом.

В *Новой экономике* следует выделять *четыре фундаментальных элемента*, которые необходимо учитывать бизнес-лидерам, стремящимся к достижению успеха:

- ✓ оптимальная реализация стоимости (т.е. потоки наличности и денежные поступления) зависит от портфеля активов компании и помогает определить модель бизнеса компании;
- ✓ новые активы, создающие стоимость, часто являются неосязаемыми и требуют новых подходов;
- ✓ успешная бизнес-модель в *Новой экономике* позволяет расширить границы механизма контроля и направлена на изменение практики управления рисками;
- ✓ для выживания и процветания бизнес нуждается в новых механизмах управления активами и новых инструментах, базирующихся не только на внутренней информации, но и на внешней рыночной информации, которая должна быть доступной в реальном времени (при помощи корпоративной сети).

Эксперты сформулировали пять правил, которые ведут к успеху в *Новой экономике*:

- бизнес должен концентрироваться как на создании стоимости, так и на ее реализации;

- новые модели бизнеса, в основном, базируются на комбинации активов;
- новые модели бизнеса создают новые бизнес-риски;
- необходимы новые процессы и инструменты для управления этими моделями;
- прозрачность информации жизненно необходима для создания стоимости.

Очевидно, что в нефтедобывающей промышленности есть немалые резервы для улучшения функционирования. Каждая компания самостоятельно решает, где она может наиболее полно реализовать свой потенциал, чтобы соответствовать условиям отрасли и идеальным сценариям развития.

Естественно, возникает вопрос, что необходимо сделать нефтяным компаниям для того, чтобы стать активными участниками Новой экономики?

Для преодоления разрыва между менеджментом нефтяных компаний и достижениями *Новой экономики* может быть использована динамика стоимости. Процесс, которому необходимо следовать нефтяным компаниям, включает в себя следующие шаги:

- конструирование бизнес-модели;
- управление рисками;
- управление портфелем активов;
- использование информации для создания стоимости.

Эти четыре этапа не существуют в отдельности, а связаны друг с другом и работают совместно. Первый шаг к успеху – создание бизнес-модели для оптимизации создания стоимости (реализация стоимости последует автоматически). Необходимо определить сильные и слабые стороны компании, её возможности. Это может включать понимание и осознание своих конкурентоспособных активов. При этом компании должны решить:

- Какие активы они используют и какую стоимость они привносят?
- Какие активы им необходимы для успешной деятельности в Новой экономике?
- Какие стратегии, относящиеся к портфелю активов, они должны использовать для достижения успеха?

Но даже адекватные ответы на эти вопросы и следование инструкциям не исключают неизбежного риска нефтегазовых операций. Компании могут лишь управлять ожидаемыми рисками. Нефтегазовым компаниям в *Новой экономике* необходимо управлять портфелем активов, что включает в себя развитие, управление, поддержание и увеличение всей их совокупности. Более того, важны правильное размещение и ликвидация активов по мере исчерпания их потенциала. Помимо процедуры управления активами, важной также является процедура измерения реальной рыночной стоимости активов во времени. Предоставление такой информации необходимо не только руководству компании, но и инвесторам, которым необходимо знать реальную стоимость компании.

1.6. Участие государства в секторе апстрим

Большую часть последних двух десятилетий доходы международных нефтегазовых компаний неуклонно росли, чему способствовали рост спроса и, длительное время, стабильно высокие цены на нефть. Общий объем поступлений в отрасль к 2013 году вырос более чем на 750% до величины в \$3 трлн. Однако с середины 2014 года снижение цен на сырую нефть сильно ударило по отрасли. Выручка снизилась на 36%, и компании резко сократили издержки. К 2015 году капитальные затраты на геологоразведку и добычу (сектор «E&P») упали на 22% по сравнению с уровнем 2014 года.

Однако один из видов затрат компаниям не удалось сократить: «участие государства» или долю доходов от нефти и газа, которые получают правительства принимающих стран. Государственные сборы отличаются от налогов на топливо в розничной торговле, в том числе от акцизов и налогов на добавленную стоимость, которые субсидируются в некоторых странах. Доля участия государства в добыче полезных ископаемых особенно важна, поскольку она определяет конкурентоспособность страны для международного рынка геологоразведки и разработки и формирует мировые цены на нефть. Если участие государственных ведомств слишком обременительно, компании предпочтут проводить поиски и разведку в других районах, оставив в результате потенциально прибыльные запасы неиспользованными. Доля участия государства становится еще более важной в условиях, когда цены на нефть падают, компании сокращают капитальные затраты, и принимающие страны вынуждены конкурировать за привлечение все меньшего объема капитала.

Участие государства заключается в разработке и установлении фискального режима, где подробно описаны типы платежей, которые должны производить компании (например, платежи за использование природных ресурсов, корпоративные подоходные налоги, плата за услуги и распределение прибыли, а также их общая сумма). Эти платежи, как правило, дополняют другие требования, такие как соблюдение правил локализации и обязательства по проведению НИОКР.

Участие государства, безусловно, составляет наибольшую часть расходов для компаний сектора «E&P». Поскольку в течение последних десяти лет высокие и стабильные цены увеличивали потенциальную стоимость запасов, правительства ужесточали свои требования. С 2000 по 2014 годы принимающие страны увеличили свою долю с \$9,90 за баррель нефтяного эквивалента (б.н.э.) до \$30,40, то есть на \$20,20 в расчете на баррель. В период с 2009 по 2014 годы правительства получали в среднем 52% доходов, а в таких странах, как Алжир и Индонезия, отчисления в пользу государства достигали более 80%. Оффшорные операторы несут несколько более высокую нагрузку, несмотря на их более высокие затраты. В 2014 году правительства получали почти \$30 на б.н.э. по оффшорным инвестициям по сравнению с \$29 на инвестиции внутри страны. Несмотря на то, что эти увеличения в указанный период сопровождались ростом

цен на нефть, в изменившихся условиях более низких цен они стали серьезной проблемой для компаний (рис. 1.46).

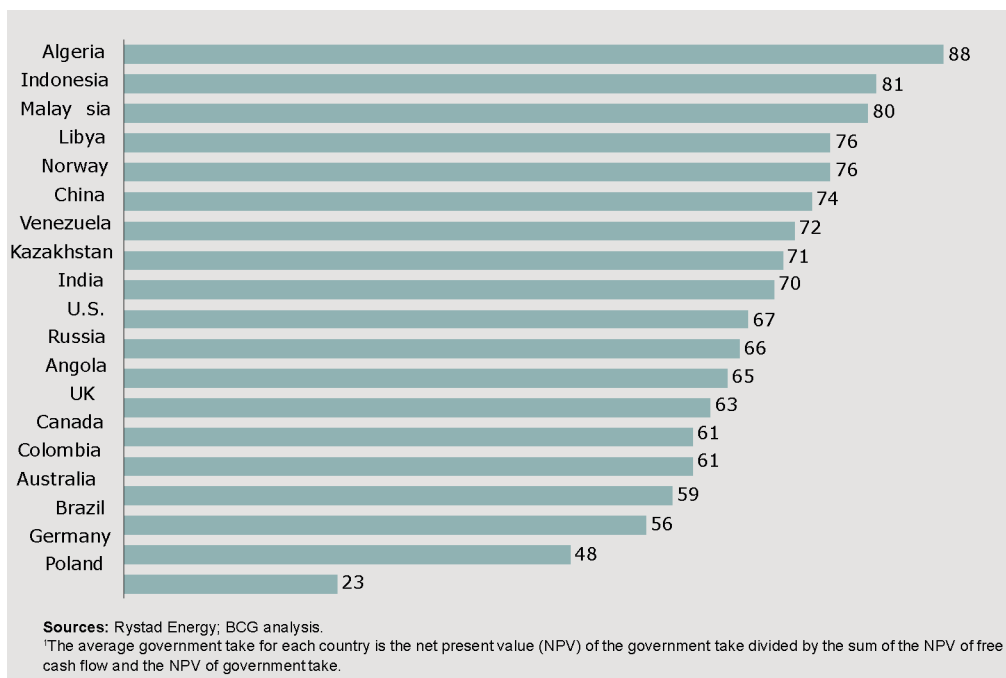


Рис. 1.46. Доля нефтяных доходов в пользу государства варьирует в широких пределах

Ситуация в условиях изменения рынка углеводородов

В период с 2000 по 2014 годы правительства ряда стран увеличили свое участие по нескольким причинам; одной из них, очевидно, был рост цен на нефть. Некоторые страны также осознали, что существующие финансовые условия, которые они устанавливали для компаний-операторов при ценах нефти \$20 за баррель, плохо работают на нефтяном рынке, когда цена приближалась к \$100 за баррель и превышала эту сумму. Правительственные органы также отметили активизацию конкуренции между компаниями, которые хотели бы инвестировать в нефтегазовый сектор, и восприняли это как сигнал к ужесточению финансовых условий. В то же время многие правительства ввели более жесткие эксплуатационные требования, такие как ужесточение правил «локализации», обязательств по финансированию в развитие инфраструктуры и агрессивные внутригосударственные требования к НИОКР.

Эти операционные требования были благими намерениями: они являлись частью амбициозных программ по национализации, направленных на поощрение национального развития энергоресурсов и поощрение занятости. Однако эти изменения увеличили затраты компаний, создали рыночную неэффективность, и сегодня рассматриваются как несовместимые с рынком.

Некоторые налоговые условия связаны с ростом и падением цен на нефть; в таком случае отказы правительства происходят без каких-либо правительственных действий. Такое снижение уже привело к сокращению в 2015 году средних эксплуатационных затрат в размере около \$9 за баррель. Однако необходимы дальнейшие действия со стороны правительств; их реакция на падение цен на нефть оказалась более замедленной, чем при росте цен. В некотором смысле, устойчивость в корректировке налоговых режимов с целью отражения более низких рыночных цен является понятной. Правительства, в конце концов, хотят убедиться, что нефтедобывающие компании сделали все возможное, чтобы сократить расходы, прежде чем согласиться на получение меньшего дохода.

Тем не менее, налоговые реакции на ситуацию были ограничены несколькими хорошо изученными и разрабатываемыми бассейнами, которые сталкиваются с самым серьезным давлением с точки зрения роста затрат.

Снижение цен на нефть – не единственная причина, по которой правительства испытывают давление в сторону сокращения прибыли. Страны, которые вводят в разработку нефтяные и газовые ресурсы, используют привлекательные финансовые условия для привлечения инвестиций. Например, Мозамбик предложил выгодные условия для привлечения инвестиций в геологоразведку, в результате чего были открыты месторождения с запасами более 100 трлн куб. фут. газа. С тех пор страна ужесточила условия, что может сделать инвестиции менее привлекательными на фоне снижения цен на нефть.

Несмотря на это давление, некоторые правительства по-прежнему рассчитывают на значительную долю доходов от нефти и газа в качестве способа укрепления государственных финансов. И Россия не является здесь исключением [6].

Определение соответствующего уровня государственного участия

Как правительства, так и нефтяные компании выигрывают от определённого уровня участия государства, которое более соответствует сегодняшним рыночным условиям. Налоговые режимы, которые идут вразрез с доходами отрасли, ограничивают нефтяные компании, не позволяя им реализовать жизнеспособные проектные возможности. В результате этих упущенных возможностей в долгосрочной перспективе государственные доходы будут падать. Чтобы предотвратить возникновение этого сценария, правительствам следует скорректировать свои налоговые условия. Например, Бразилия за последние годы значительно увеличила долю участия своего правительства в глубоководных проектах. Согласно оценкам, возвращение к историческому уровню в 50% может мобилизовать дополнительные капиталовложения в размере от \$80 до \$85 млрд в ближайшие годы.

Перед лицом беспрецедентного снижения доходов от нефтяного сектора правительства и нефтедобывающие компании должны работать сообща, чтобы выработать справедливые ответы в отношении налогообложения и других форм участия правительства. Обе стороны должны продемонстрировать приверженность к стабильности и неприкосновенности существующих контрактов при

принятии компромиссных решений в таких вопросах, как улучшение денежного потока, поддержание уровней производства и стоимости в долгосрочной перспективе и сохранение рабочих мест.

Три шага к более сбалансированному диалогу

Обсуждая участие государства, нефтедобывающие компании и правительственные ведомства должны работать совместно и предпринимать следующие три вида действий:

Провести стратегический обзор конкурентоспособности страны, ориентированной на освоение ресурсов.

Правительство и нефтедобывающие компании должны объективно оценивать конкурентоспособность страны в отношении ее ресурсов и ее нынешнего уровня по четырем измерениям (рис. 1.47) [7]:

- привлекательность ресурсов страны;
- текущее финансовое соглашение о типе контракта;
- текущие эксплуатационные требования;
- оценка институциональной стабильности в стране.



Рис. 1.47. Тип контракта определяет преимущества и риски

При необходимости рассмотреть возможность адаптации налогового режима страны.

Концессионные соглашения, которые предлагаются собственником запасов нефти, являются наиболее эффективным способом привлечения инвестиций в

геологоразведку, поскольку они имеют потенциал получения крупных прибылей. Хотя Колумбия, Норвегия, Великобритания и США добились успеха в этом подходе, концессионные соглашения могут подвергать компании политической и финансовой нестабильности, поскольку правительства нередко принимают решения по корректировке и адаптации параметров соглашения к новым условиям. Такой риск может вызывать дополнительную неопределенность для нефтяных компаний и недоверие к правительству.

Контракты СРП могут предлагать адекватную прибыль для обеих сторон. Например, в СРП Анголы есть границы уровня доходности, которые обеспечивают справедливую прибыль для нефтяных компаний, избегая при этом чрезмерной отдачи на инвестиции в случае значительного увеличения цен на сырьевые товары или улучшения продуктивности залежей. Инвесторы также считают привлекательными характеристики стабильности СРП, учитывая, что они регулируются принципами международных коммерческих контрактов.

Сервисные контракты, как правило, менее привлекательны, поскольку они ограничивают потенциальные выгоды и сводят нефтяные компании к роли подрядчиков. Эти контракты часто применяются в ситуациях, когда конкуренция за доступ к ресурсам недр является достаточно жесткой. Например, контракты на техническое обслуживание использовались в послевоенном Ираке. Для обеспечения более сбалансированного диалога некоторые страны разработали и эффективно адаптировали свои контракты. Бразилия использует относительно привлекательные лицензии на концессию для проектов внутри страны и контракты СРП для разведки таких бассейнов, как Сантос и другие стратегические районы. Ангола придерживается аналогичного подхода, используя концессионные соглашения для своих унаследованных операций Cabinda и СРП для более поздних глубоководных разработок. Между тем Иран, привлекая международных инвесторов, заменил свои контракты на выкуп (1990 г.) на краткосрочные контракты на обслуживание с более привлекательными «интегрированными нефтяными контрактами», которые имеют сходные черты с другими региональными СРП.

Работая совместно и с большей настойчивостью, правительства и менеджмент компаний могут сформировать более подходящий уровень государственного управления, что будет взаимовыгодным и гарантирует, что добыча нефти и газа принесет пользу национальной экономике независимо от уровня цен на сырую нефть. Методические аспекты решения этой задачи излагаются в разделе 3.4.

2. НЕФТЕГАЗОВЫЕ РЕСУРСЫ И ИНВЕСТИЦИИ В РАЗВИТИИ МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

2.1. Инвестиции в мировой нефтегазовый апстрим

Доверие инвесторов к нефтяному сектору апстрим (upstream) продолжает восстанавливаться в ответ на рост нефтяных цен и устойчивый рост спроса. Вслед за падением инвестиций в апстрим более чем на 40% между 2014 и 2016 гг., в 2017 г. инвестиции несколько возросли (на 4% – до \$450 млрд в номинальном выражении), и в 2018 г. – в соответствии с планами компаний, должны вырасти еще на 5% (до \$472 млрд) (рис. 2.1).

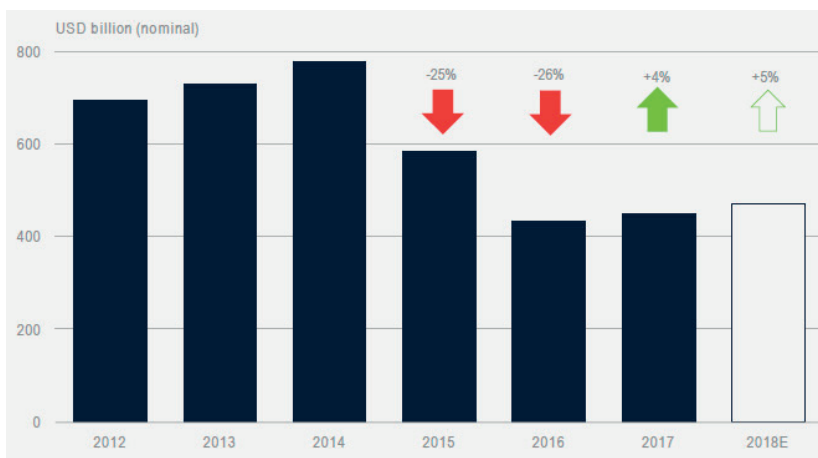


Рис. 2.1. Мировые инвестиции в сектор апстрим

Примечание: E – ожидаемое. Базируется на планах затрат компаний, май 2018 г.

Источник: we1, 2018 [8]

Инвестиции в апстрим в 2018 г. немного выросли в ответ на рост цен и спроса на нефть

Общий тренд скрывает большие различия по видам активов и в географическом разрезе. Затраты на нефтяные сланцы в США продолжают быстрый рост, как и в 2017 г.; инвестиции в материковые месторождения, с акцентом на уже эксплуатируемые (brownfields), несколько возрастут за счет деятельности национальных нефтяных компаний (ННК), инвестирующих в основные добывающие страны, такие как Ближний Восток, Россия, а также Китай. Инвестиции на шельфе с более длительным временным лагом в 2018 г. вновь отметят сокращение, поскольку за последние три года к вводу в разработку было санкциониро-

вано лишь несколько новых проектов, хотя у инвесторов отмечаются отчетливые признаки возобновления интереса к этому сектору. С конца 2017 г. США остаются мотором инвестиционного роста благодаря ожидаемому в 2018 году увеличению совокупных капитальных затрат в сланцевые плеи и традиционные ресурсы примерно на 10%.

Сланцевый сектор остается главным драйвером этого роста. В Европе на фоне сокращения затрат вновь отмечается интерес к району Северного моря с запуском некоторых новых проектов, в основном, компанией Equinor (бывшая Statoil) и другими операторами. На Ближнем Востоке, где затраты были наименьшими вследствие падения цен в 2015–16 гг., растет уверенность, что худшая стадия нефтяного цикла осталась позади. В этом году планируется небольшой рост инвестиций, со смещением акцента в некоторых странах от нефти к газу, учитывая быстрый рост внутреннего спроса, сопровождаемый ростом инвестиций в сектор даунстрим и нефтехимический сектор с целью получения более высокой добавленной стоимости в нефтяном бизнесе (см. ниже). Наблюдается также растущий акцент на проекты brownfield с целью сглаживания естественного падения добычи по действующим месторождениям и увеличения коэффициента извлечения нефти (район имеет наибольшую долю активов, которые использовали современные технологии и методы управления добычей на протяжении более 40 лет). За эти годы Ближний Восток пользовался широким потоком частных и иностранных инвестиций в отдельных сегментах нефтегазового сектора; но возник новый тренд, характерный отчетливым отходом от прошлого – недавнее решение некоторых крупных добывающих стран, таких как Саудовская Аравия и Арабские Эмираты, разрешить не местным компаниям владеть акциями в активах национальных компаний в размере 40% от суммарных инвестиций.

Сектор шельфа, следуя в первую часть десятилетия тенденции непрерывного роста, затем изменил этот тренд, и его доля в суммарных инвестициях стала резко падать; вероятно, она достигнет минимума в 2018 году, поскольку недавний всплеск активности требует времени, чтобы трансформироваться в конкретные затраты. Инвестиции в сланцевые активы, вначале в газовом секторе, а затем в месторождения легкой нефти плотных пород (ЛНПП), начиная с 2007–2008 гг., быстро возрастали и достигли почти четверти от суммарных инвестиций 2018 года. Быстрый рост доли сланцев в суммарных инвестициях означает, что отрасль не только сместилась в сторону проектов с более коротким временным циклом, способным быстрее генерировать денежные потоки, но и все более полагается на активы, характеризующиеся крутыми кривыми падения, частично изменяя традиционный характер инвестиционного цикла нефтегазового сектора с длительными временными лагами (рис. 2.2).

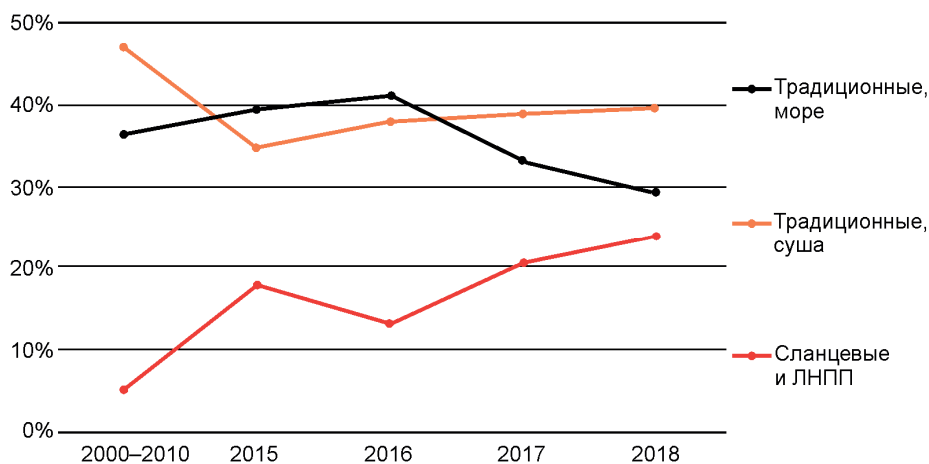


Рис. 2.2. Доля мировых инвестиций по типам активов [8]

Примечание: Е – ожидаемое. Базируется на отчетах компаний и данных Rystad Energy (2018).

Глобальные инвестиции апстрим мигрировали в направлении более краткосрочных проектов и активов с высокими темпами падения добычи.

Сокращение инвестиций в 2015–16 гг., больший акцент на дисциплину капитальных вложений и растущая значимость сланцевого сектора стимулировали также отдельные добывающие страны к пересмотру фискальных и регулирующих режимов в секторе апстрим, с тем чтобы улучшить бизнес-среду для привлечения иностранных инвестиций.

Наиболее успешным примером важности проводимых реформ с целью активизации инвестиций является Мексика. Открытие своего нефтегазового сектора для национальных и зарубежных компаний, отказ от монополии национальной компании Petroleos Mexicanos (PEMEX), привлекательный фискальный и регуляторный режимы и впечатляющие открытия новых месторождений в значительной мере стимулировали активность действующих в стране зарубежных компаний. С целью поддержания устойчивости инвестирования в ГРП и добычу нефти и газа правительство Великобритании снизило дополнительную налоговую нагрузку на деятельность компаний как на шельфе, так и на суше с 20% до 10%. Ирак в ходе пятого лицензионного раунда в апреле 2018 года ввел новую модель нефтяных контрактов, включающую больше элементов традиционных соглашений о разделе продукции. Индонезия также пытается стимулировать иностранные инвестиции в апстрим в стремлении возродить этот сектор, в котором отмечались высокие темпы падения добычи на действующих месторождениях. Правительство рассматривает дальнейшие изменения в новой модели, принятой в начале 2017 года, основанной на разделе валовой добычи между государством и нефтяными операторами. Ангола в попытке изменить наблюдаемое падение добычи недавно снизила налоги на добычу по месторождениям с

запасами менее 300 млн баррелей. Изменение фискального режима для компании Total в мае 2018 г. по проекту разработки глубоководного месторождения Zinia2 позволит обеспечить производственную мощность в добыче в размере 40 000 бар. в сут.

Рост затрат в апстрим по различным типам компаний

Тенденции инвестиций в апстрим сильно варьируют в зависимости от типа компаний. После падения цен в 2014–16 гг. все инвесторы придерживаются жесткой финансовой дисциплины, но при этом сохраняются большие различия в финансовой рентабельности их инвестиций (рис. 2.3). В период 2014–2017 гг. мейджоры вдвое сократили объем инвестиций, и в 2018 году ожидается сохранение этого уровня.

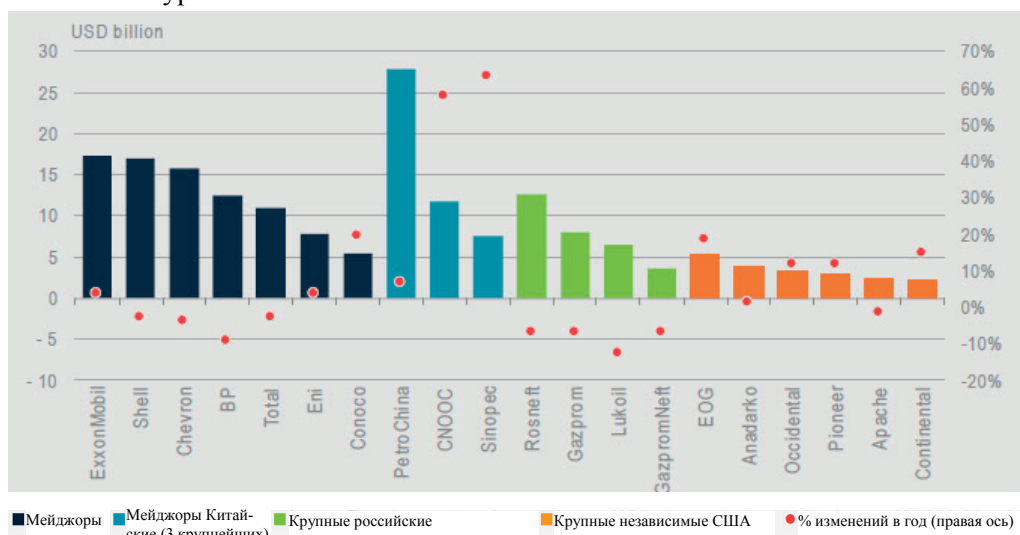


Рис. 2.3. Инвестиции в апстрим, заявленные крупнейшими компаниями на 2018 год и изменения в сравнении с 2017 г.

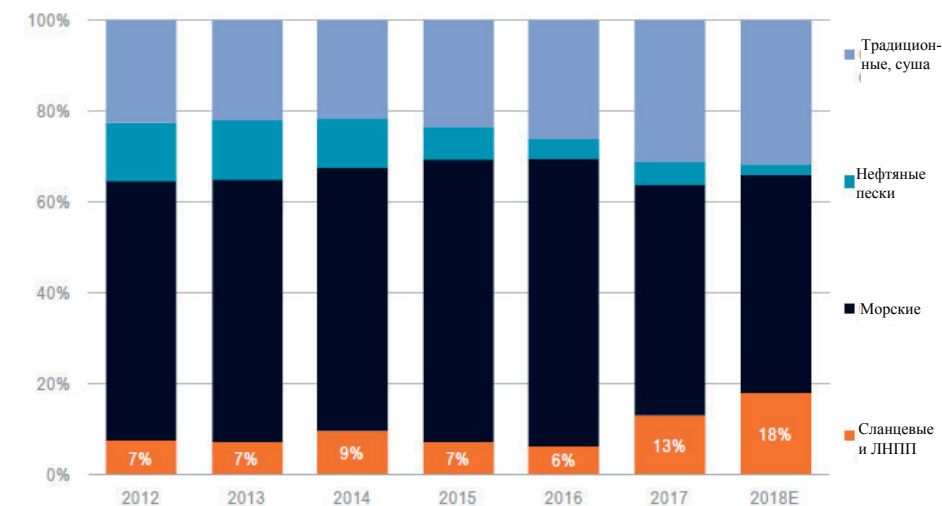
Примечание: CNOOC – Китайская офшорная нефтяная корпорация; (YoY) = изменения за год. Базируются на заявленных планах затрат на май 2018 г. На некоторые результаты оказало влияние движение валютных курсов, в частности, доллара США по отношению к евро и рублю

Величина рентабельности инвестиций в 2018 г. различается по типам компаний; наибольший прирост инвестиций отмечен у китайских компаний и независимых сланцевых компаний США.

Сдвиг затрат в сторону инвестиций с более короткими циклами, отмеченный *WEI 2017*, продолжается и ускоряется в 2018 году. Компании предпочитают инвестировать в уже действующие месторождения (*brownfield*) (см. ниже) – и в некоторых случаях расширили операции в сланцевой индустрии США, где инвестиционные циклы относительно более короткие (около 80% суммарной добычи приходится на первые два года эксплуатации). Chevron объявила о том,

что основная часть ее инвестиций в 2018 г. будет направлена на краткосрочные проекты, включая разработку brownfield и добычу в сланцах Пермского бассейна, где она намерена утроить объемы инвестирования к 2022 г. Ранее в 2018 г. ExxonMobil объявила об агрессивном плане развития с целью увеличить объемы добычи в сланцевых отложениях до 800 тыс. бар. в сут., а также ускорить завершение своих глубоководных проектов.

Акцент на краткосрочные проекты привел к сдвигу основной части инвестиций от районов шельфа и проектов освоения нефтяных песков в сектор сланцевой добычи в США. Доля сланцевых инвестиций, составлявшая 13% в 2017 г., в 2018 г. достигнет 18% – что в три раза больше, чем два года назад (рис. 2.4).



ки
Рис. 2.4. Инвестиции в апстрим крупнейших компаний по типам активов, скорректированные за инфляцию

Примечание: E – ожидаемые

Источник: отчеты компаний и данные Rystad Energy (2018) [9]

Мейджоры продолжают переориентировать инвестиции в направлении проектов с более короткими инвестиционными циклами, в частности, в сланцы США, стремясь сократить период окупаемости и снизить долгосрочные риски.

Поскольку некоторые мейджоры за последние два года продали основную часть своих активов в нефтяных песках Канады, доля нефтяных песков упала примерно с 13% от суммарного объема инвестиций до ожидаемых 2% в 2018 г. Однако ожидается, что инвестиции в канадский сектор апстрим в 2018 г. останутся неизменными, хотя это составит примерно половину от их уровня в 2014 г., поскольку большая часть проданных мейджорами активов была приобретена местными компаниями.

Становятся заметными последствия мер, принятых мейджорами за последние несколько лет с целью роста эффективности и реструктуризации операций.

Финансовые результаты за первый квартал 2018 г. показывают серьезное улучшение основных финансовых показателей. Существенно улучшились также операционные показатели. Несмотря на падение инвестиций в секторе апстрим в период 2014–2018 гг. на 49%, суммарная добыча нефти и газа, как ожидается, продолжит рост с темпом 11%.

В отличие от мейджоров, другие международные компании и крупные ННК расширяют инвестиции в газовом секторе. В особенности это характерно для китайских компаний Petrochina, CNOOC и Sinopec, каждая из которых планирует удвоить рост затрат в 2018 г.; в целом для этой группы увеличение составит 24%, хотя это значительно ниже уровня, достигнутого четыре года назад. Отмечается значительное смещение акцентов в инвестициях китайских компаний в сторону природного газа.

На Ближнем Востоке и в России инвестиции ННК растут более умеренно в сравнении с китайскими компаниями, поскольку крупные компании придерживаются осторожных стратегий. Затраты также снижались из-за дефляции и роста эффективности за последние несколько лет. В США сланцевые операторы пересмотрели свои инвестиционные планы на 2018 г. в сторону увеличения, в основном, благодаря более высоким ценам и улучшению финансовых условий. Однако масштабы роста для этой группы компаний – меньшие в сравнении с 2017 г., когда инвестиции в сланцы «взлетели» на 50%. Ключевой стимул – рост приоритета доходности акционеров и меньший акцент на рост добычи. Большинство сланцевых операторов в 2018 г. держат ориентир на достижение нулевого или положительного значения свободного кэшфлоу, исходя из цен в размере \$50 за баррель.

Исходя из объявленных компаниями инвестиционных планов, доминировать по-прежнему будут ННК. Прогнозируется, что их доля в общем размере инвестиций в 2018 г. в течение трех последовательных лет сохранится на высоком уровне и будет составлять 44% от суммарного объема (рис. 2.5). Доля независимых компаний США, которая в 2016 г. снизилась на 10%, возрастет на 14%, в то время как доля мейджоров продолжит уменьшаться (сокращение на 16%).

Национальные нефтяные компании (ННК) доминируют в глобальных инвестициях, в то время как доля мейджоров продолжает падать.

Активность в сегменте ГРП остается низкой, с небольшими объемами открытий

Геологоразведочные работы на нефть и газ были сегментом, который в наибольшей степени затронут падением цен на нефть в 2014–2016 гг. и бумом в сланцевой отрасли. С ростом добычи в сланцах и ограничением бюджетов вследствие финансового давления компании резко сократили поисково-разведочную деятельность. В 2018 г. мировые инвестиции в ГРП составят \$51 млрд, что на 6% меньше, чем в 2017 г. Это составляет лишь 11% от суммарных затрат в апстрим, что является наименьшей долей за весь исторический период. Однако падение скрывает небольшое восстановление активности в ГРП,

поскольку дефляция во всем секторе привела к снижению тарифов на бурение и затрат на сейсмику.

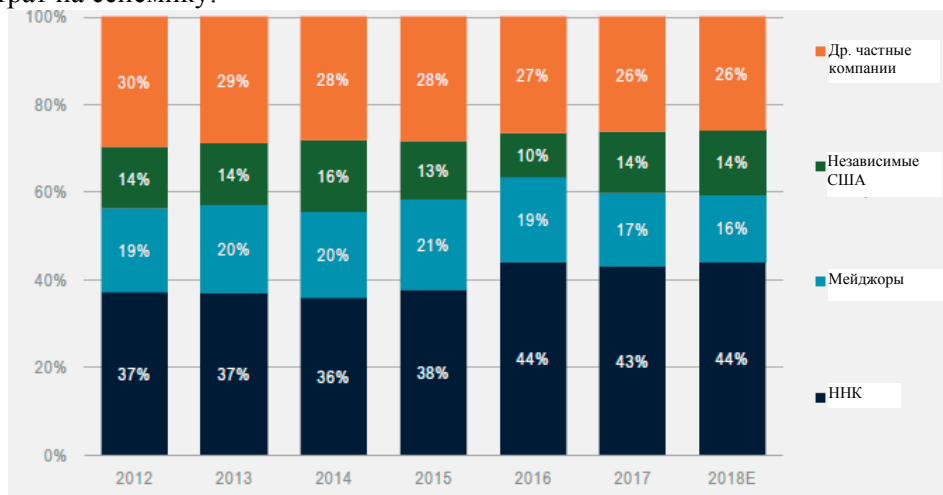


Рис. 2.5. Мировые инвестиции апстрим по типам компаний

Источник: отчеты компаний и данные Rystad Energy (2018) [9]

В прошлом году был отмечен наименьший прирост запасов по открываемым месторождениям в традиционных ресурсах. Он снизился до 6,8 млрд бар. в сравнении с 7,2 млрд бар. в 2016 г. Это составляет лишь одну четверть от среднего объема в 26 млрд бар., открываемых ежегодно на протяжении 15 лет с 2000 г. (рис. 2.6). В 2017 году нефть составила основную долю в открытиях: 7 из 10 открываемых месторождений были нефтяными. Основная часть открытий пришлась на морские месторождения. Крупнейшее открытие (месторождение Yakaar) с запасами 15 трлн куб. фут. было сделано компаниями BP и Kosmos в глубоководной зоне Сенегала.

Открытия в нетрадиционных ресурсах в 2017 г. упали до исторического минимума, поскольку доля затрат на ГРП в суммарных инвестициях апстрим на протяжении 8 лет непрерывно сокращалась.

Сокращение затрат на ГРП также частично повлияло на снижение прироста новых запасов у мейджоров. Их суммарные доказанные запасы (порядка 87,5 млрд б.н.э.) в 2016 и 2017 годах были наименьшими, начиная с 2001 г., и на 11% ниже, чем пиковое значение, достигнутое в 2013 г. в размере 99 млрд б.н.э. И хотя объем доказанных запасов традиционно был ключевым показателем, отслеживаемым инвесторами, в настоящее время акцент делается на затратах освоения существующих запасов и на продуктивности залежей и месторождений. Несмотря на общее улучшение условий бизнеса благодаря повышению цен и росту спроса на нефть, компании планируют поддерживать затраты на ГРП близкими к их уровню 2018 года. Ожидается, что активность ГРП будет поддерживаться в районах с уже доказанными перспективами нефтегазоносности и

там, где фискальный режим считается приемлемым для компаний. В первую очередь, это Мексика и шельфовые зоны Бразилии и Гайаны, где недавно были сделаны крупные открытия.

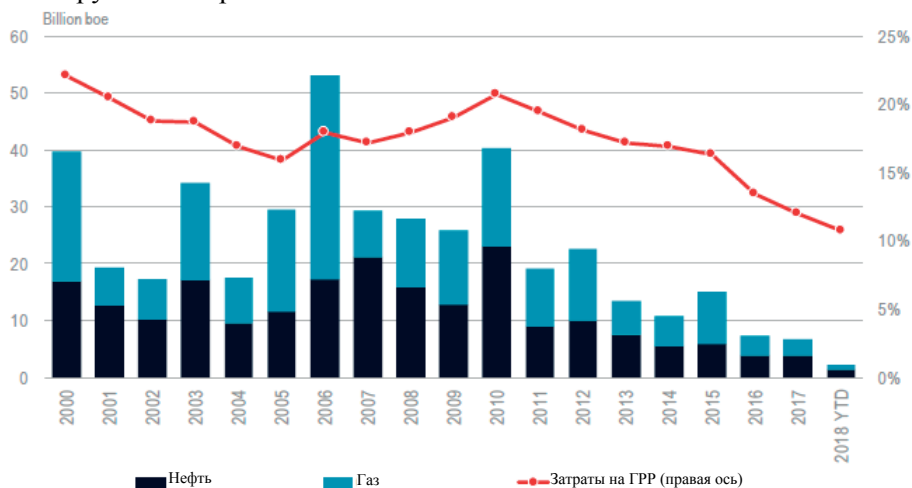


Рис. 2.6. Прирост запасов в мире в традиционных ресурсах и доля ГРП в суммарных инвестициях сектора апстрим

Примечание: YTD – год отсчета

Источник: Rystad Energy (2018). [10]

Инвестиции в традиционные ресурсы сместились в сторону проектов brownfield

Глобальные инвестиции в традиционные ресурсы нефти и газа слабо восстанавливаются до их уровня, достигнутого в 2016 году. Объем традиционных ресурсов нефти и газа, санкционированный к освоению в 2017 г., вырос на 20% (до 18 млрд б.н.э.) – и в 2018 году ожидается его небольшое увеличение. С учетом сокращения затрат за последние несколько лет, компании имеют стимулы приступить к новым проектам или одобрять проекты, которые были отложены после коллапса нефтяных цен в 2014 г. Однако существуют большие различия в том, как отрасль отвечает на недавнее восстановление нефтяных цен в сравнении с предыдущими их всплесками. Большая часть проектов, санкционированных за последние три года – это проекты расширения, или новые стадии на уже существующих добывающих мощностях, так называемые проекты «brownfield» – реализуемые с целью поддержания добычи и минимизации начальных капитальных затрат. Из 30 крупных проектов в нетрадиционных ресурсах, одобренных в 2017 г., лишь третья часть представляла проекты поисков новых месторождений («greenfield»).

Сдвиг инвестиций к проектам brownfield объясняется неприятием риска крупных капиталовложений с длительным периодом окупаемости. Проекты brownfield обычно требуют меньших первоначальных инвестиций и имеют более короткие сроки окупаемости, тем самым снижая долгосрочные риски инве-

стиций. В начале первого десятилетия были санкционированы несколько новых крупных проектов, которые при высоких ценах нефти могли обеспечить комфортную доходность. В период 2010–14 гг. ежегодно санкционировались к вводу в разработку месторождения с запасами более 30 млрд б.н.э., с примерно равной долей нефти и газа. Это приводило к непрерывному росту доли суммарных инвестиций апстрим, направляемых в проекты greenfield, которые в 2013 и 2014 годах достигли пика в размере 42%. Резкое падение цен привело к U-образному поведению компаний, 50%-му спаду в объемах традиционных ресурсов, санкционированных в среднем в период 2015–17 гг. и перенаправлению ограниченных инвестиций на поиски и разведку. В результате доля инвестиций, направляемых в 2018 г. в проекты greenfields, снизится примерно на одну треть от общего объема вложений (рис. 2.7).

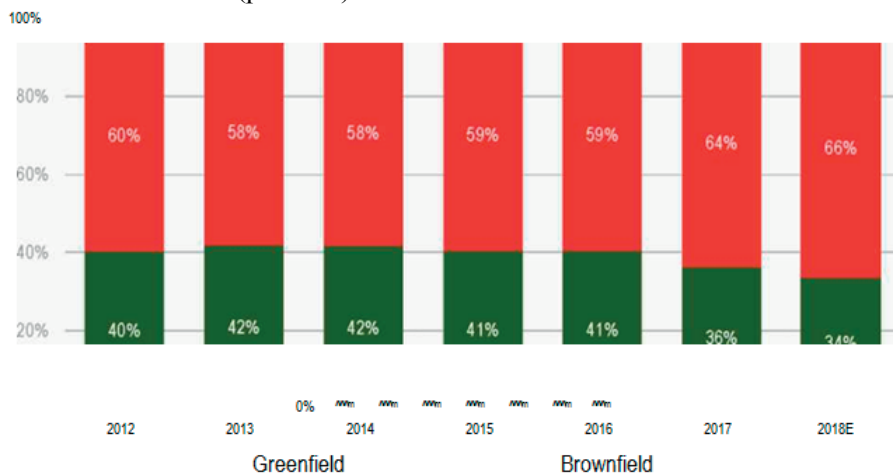


Рис. 2.7. Доля проектов greenfield и brownfield в мировых нефтегазовых инвестициях по традиционным ресурсам сектора апстрим

Источник: IEA analysis of data from company reports and Rystad Energy (2018) [10]

Поскольку на протяжении последних трех лет были отложены или отложены несколько новых проектов, доля инвестиций, направляемых в проекты greenfield, в 2018 г. будет снижаться.

Заметным следствием этого тренда было замедление в темпах падения на зрелых месторождениях. При сокращении инвестиций после 2014 г. оказалось, что по этим уже действующим активам, в частности, тем, что уже прошли пик добычи, темпы ее падения будут ускорены. Однако сочетание низких затрат и переключение на инвестиции в проекты brownfield, ведущие к небольшим новым инвестициям в выбранные активы с целью максимизации краткосрочной доходности, привели к уменьшению «последипиковых» темпов падения добычи от средней их величины 7% в 2010–14 гг. до более низкой величины 5,7% в 2017 г. (IEA, 2018).

Этот тренд, по-видимому, проявляется в краткосрочном периоде, что вызывает проблемы, связанные с долгосрочными перспективами производственных

мощностей, учитывая, что ежегодно мировая нефтяная промышленность должна замещать около 3 млн бар. в сут (mb/d) объемов добычи вследствие естественного ее падения на действующих месторождениях (IEA, 2018). Учитывая временной лаг между окончательным инвестиционным решением (FID) и фактическим началом инвестирования, а также два года сильно урезанных инвестиций в проекты greenfield и отсутствие признаков сдвига интереса к таким проектам в этом году, добыча по объектам greenfield не сможет быстро расти в ближайшее время. Поскольку проекты brownfield обеспечивают увеличение добычи в краткосрочном периоде, фактически смещая будущую добычу к настоящему моменту, проекты greenfield будут необходимы для увеличения мощности в среднесрочном и долгосрочном периодах. Кроме того, снижение темпов падения добычи по зрелым месторождениям генерирует ускорение падения добычи на второй стадии. В условиях ожидаемого роста спроса на нефть и газ в последующие несколько лет, текущий тренд в сторону инвестиций brownfield может привести к напряженности в предложении нефти в среднесрочном периоде.

Российские операторы в секторе апстрим для компенсации падения добычи отдадут предпочтение проектам brownfield

Поскольку российские компании на протяжении последнего десятилетия использовали долгосрочные выгоды от инвестиций в greenfield, в настоящее время они нацелены на максимизацию доходов от активов brownfield. Хотя некоторые компании увеличили капитальные затраты в 2017 г., большинство из них в 2018 г. придерживаются консервативной стратегии с сохранением суммарных инвестиций в апстрим примерно на том же уровне. Большая часть этих затрат направляется на сглаживание темпов падения добычи по западно-сибирским brownfield (рис. 2.8).

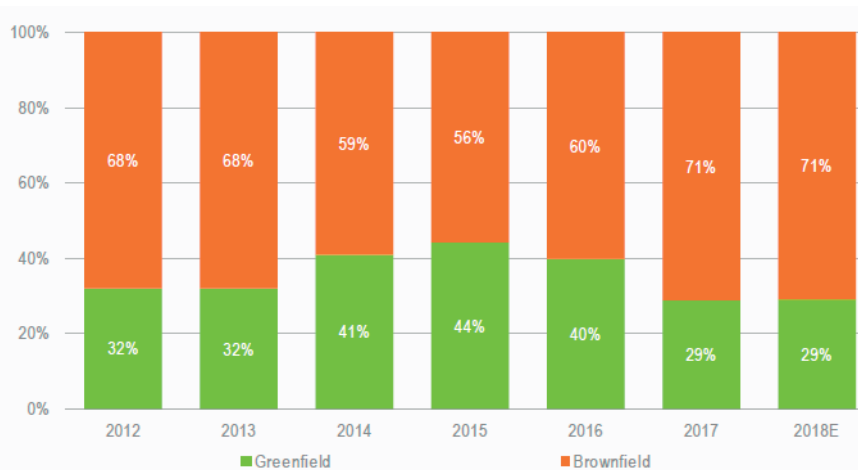


Рис. 2.8. Российские инвестиции в традиционные ресурсы нефти и газа сектора апстрим по проектам greenfield и brownfield

Источник: Анализ IEA по отчетам компаний и данные Rystad Energy (2018)

Для целей компенсации падения добычи российские компании направляют больше инвестиций в brownfield.

Большой акцент на проекты brownfield обуславливает рост объемов горизонтального бурения на зрелых месторождениях. Это выразилось в 10%-м росте суммарного объема проходки бурения в России в 2017 году. Несколько факторов являются драйверами сохранения этой тенденции с большим привлечением необходимых технологий, включая буровые станки, импортируемые из Китая. Во-первых, в апреле 2018 г. Антимонопольный комитет дал разрешение компании Шлюмберге на приобретение миноритарного пакета акций компании Eurasia Drilling Company, одной из крупнейших российских сервисных компаний, открыв двери для дополнительной поддержки российских компаний в модернизации сервисных операций и повышении эффективности освоения традиционных ресурсов нефти и газа. Во-вторых, нефтяные компании в ответ на санкции ориентируются на замещение импорта. В этой области лидером является компания Газпромнефть, реализующая стратегию цифрового преобразования и тестируя возможности новых технологий при освоении ТРИЗ.

Ситуация отличается для российского газового сектора, учитывая наличие в нем свободных мощностей порядка 100–150 млрд м куб. в год. Стратегия Газпрома состоит в том, чтобы быть гибким в выборе объемов добычи, не игнорируя новые крупные проекты апстрим. В настоящее время компания концентрирует инвестиции на экспортных газопроводах. Так, в 2018 г. она инвестирует \$3,9 млрд в строительство газопровода «Сила Сибири» в Китай, \$3,2 млрд в «Турецкий Поток» и \$1,9 млрд – в «Северный Поток-2» в Германию. Другие крупные производители газа, включая Роснефть и НОВАТЭК, стремятся расширить активность в сфере сжиженного газа. НОВАТЭК планирует к концу 2018 г. запуск второй линии СПГ на Ямале; далее планируется расширение арктических проектов СПГ.

Правительство законодательно вводит новый налог на добавленный доход (НДД) для новых месторождений, включая сланцевые, глубоководные и арктические ресурсы. Налог НДД обеспечит дополнительные финансовые стимулы для освоения более сложных отложений нефти и газа. Однако новый налоговый механизм может оказаться более дорогостоящим для государства.

Тренд в сторону традиционных проектов brownfield в некоторой степени отражается в сокращении затрат по отдельным проектами при освоении новых ресурсов нефти и газа. Анализ всех крупных проектов, санкционированных с 2010 года, показал, что средние объемы инвестиций в традиционные ресурсы по проектам за последние годы снизились, в особенности начиная с 2016 года. В течение 2010–2014 гг. при высоких ценах и быстро растущих затратах средние капитальные затраты по проекту составляли менее \$5 млрд. К 2017 году средние затраты по проекту снизились до \$3,4 млрд и ожидается, что этот тренд сохранится в 2018 г. (рис. 2.9). Подобный тренд очевиден в отношении инвестиций в расчете на баррель нефтяного эквивалента (б.н.э.) вводимых в разработку месторождений. Затраты снизились со средней их величины \$8 за б.н.э. в 2010–2014 гг. до \$6 за б.н.э. в 2017 году.

Ключевой вопрос, который остается открытым: если уже санкционированные новые проекты с упрощенным подходом по цепочке разбивать на стадии – не приведет ли это к росту удельных затрат на второй стадии реализации проектов?

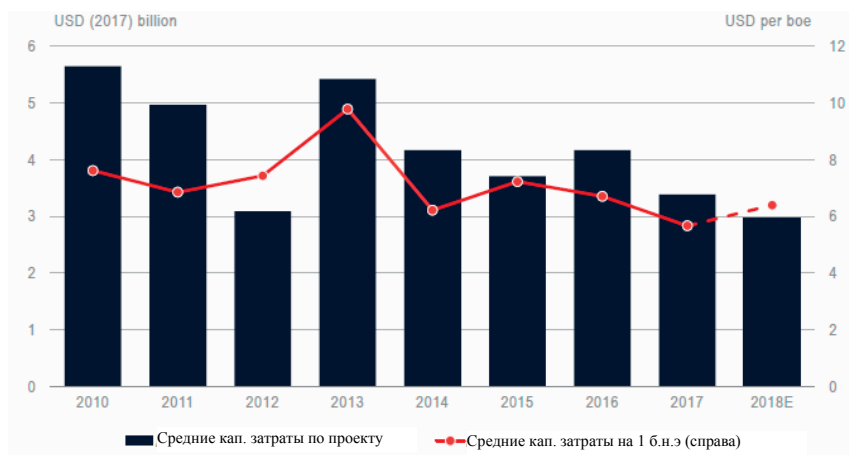


Рис. 2.9. Средние капитальные затраты по крупным проектам

в традиционные ресурсы и инвестиции на единицу ресурсов, вводимых в освоение

Примечание: Сарех – капитальные затраты. В данные по 2018 г. включены проекты, санкционированные к середине мая 2018 г.

Источник: отчеты компаний и данные Goldman Sachs 2018.

Дисциплина инвестиций, дефляция издержек и технологический прогресс обусловили снижение средних капитальных затрат по крупным проектам, санкционированным к вводу и в расчете на единицу ресурсов.

2.2. Новые районы, привлекательные для инвестирования

2017 год, возможно, станет поворотным моментом в освоении морских месторождений.

В то время как планы инвестиций на 2018 г. свидетельствуют о продолжении акцента на сланцы и месторождения традиционных ресурсов, для оффшорного нефтегазового сектора 2017 год характеризовался как поворотный момент. Однако эта тенденция еще не означает взлета инвестиций в освоение морских месторождений в 2018 году, поскольку масштабы развития остаются скромными, а затраты по новым проектам – недостаточными для преодоления падения активности, определяемой завершением проектов, санкционированных до 2014 года и введенных в разработку в течение нескольких последних лет. Тем не менее, ресурсы, санкционированные к освоению в 2017 г. в размере 8 млрд б.н.э., достигли наибольшего объема с 2013 года, причем основная их доля приходится на нефтяные месторождения (рис. 2.10). Основной вклад сделала Бразилия, где

сочетание огромного потенциала надсолевых ресурсов и политики проводимых в секторе апстрим регуляторных реформ, включая новые формы проведения аукционных торгов, облегчило требования к локализации и устранило исключительные права компании Petrobras на управление освоением надсолевых ресурсов, создав условия нескольким международным нефтяным компаниям для инвестирования в эту страну. Благодаря серии инвестиционных решений, сделанных в предыдущие годы, ожидается, что в 2018 и 2019 гг. в надсолевых отложениях будут готовы к эксплуатации несколько новых морских платформ для хранения и отгрузки сырой нефти, что делает Бразилию одним из крупнейших и быстро растущих производителей нефти.

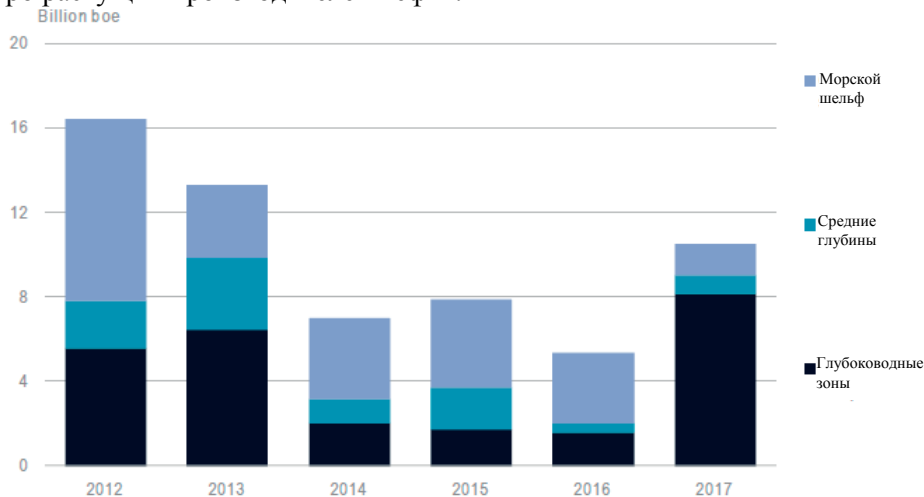


Рис. 2.10. Реализуемые мировые оффшорные проекты по интервалам глубин
 Источник: отчеты компаний и данные Rystad Energy (2018)

За счет эффекта существенного сокращения затрат, приросты запасов в глубоководных зонах месторождений, введенных в освоение в 2017 г., почти достигли их уровня в период, предшествовавший падению цен.

Наблюдаемое в последнее время оживление активности работ на море характеризуется двумя основными трендами. Во-первых, компании продолжают избегать вхождения в мегапроекты, с тем чтобы ограничить риски и уязвимость инвестиций. Все недавно санкционированные проекты, – включая такие гигантские месторождения, как бразильское Libra, гайанское Liza, а также газовые – израильское Leviathan и египетское Zohr – характеризуются разделением на отдельные этапы разработки с целью сократить начальные инвестиции, перенести начало добычи на будущие периоды и снизить долгосрочные проектные риски. Кроме того, в традиционных добывающих районах, таких как Северное море и Мексиканский залив, операторы, преследуя цели снижения затрат, также стремятся повысить эффективность существующей вместо строительства новой инфраструктуры путем ее рациональной системной увязки. Во-вторых, операторы за последние три года используют выгоды от почти двукратного сокращения за-

трат на разработку месторождений глубоководных зон, фиксируя более низкие затраты и тарифы в своих контрактах с сервисными компаниями и поставщиками материалов и оборудования. Они также стремятся упростить и стандартизировать проекты с целью дальнейшего сокращения издержек. Так, например, компания Shell, наряду с другими крупнейшими операторами, полностью реструктурировала свой проект и достигла 70%-го сокращения суммарных затрат и снижения цен пороговой рентабельности («breakeven price») ниже уровня \$35 за баррель. Добыча по этому проекту начнется уже в 2021 году, т.е. через три года после одобрения проекта, что подтверждает тенденцию к ускорению реализации крупных проектов.

Мейджоры остаются основными действующими лицами в оффшорном секторе, будучи вовлеченными в большинство проектов, одобренных в 2017 и в начале 2018 гг. Компании BP и Equinor были наиболее активными, реализуя несколько проектов в Норвегии, Мексиканском заливе, Тринидаде и Тобаго. Оффшорный сектор остается критически важным для мейджоров, которые имеют основные запасы и добычу в этих зонах. Но проекты с ускоренным вводом – это проекты с высококачественными ресурсами, пригодные для использования современных технологий разработки и, в некоторых случаях, – с благоприятными фискальными режимами. Исходя из текущих планов, 48% инвестиций, намеченных мейджорами в 2018 году в секторе апстрим, пойдут на оффшорные проекты, что значительно выше среднемировой величины.

По данным компании Rystad Energy, в период с 2018 по 2020 год будет санкционирована разработка 50 нефтегазовых месторождений, расположенных в Юго-Восточной Азии. Их суммарные ресурсы оцениваются в 4 млрд б.н.э. Некоторые из этих 50 месторождений уже обустроены и введены в разработку; для них уже существует развитая инфраструктура. В оставшийся временной интервал (до 2020 г.) они перейдут на более позднюю стадию разработки. Ожидается, что из всего объема намечаемых к освоению ресурсов УВ около 85% составит газ. Самый крупный прирост запасов ожидается во Вьетнаме при реализации проекта по Блоку В. Основные объемы газа, который предстоит добывать в Малайзии и Индонезии, явятся сырьем для действующих заводов СПГ.

С момента принятия окончательного инвестиционного решения (FID) и до получения первого газа капитальные затраты на разработку месторождений в неосвоенной перспективной зоне достигнут \$28 млрд. При этом потребуются еще более крупные капиталовложения в подготовленные к разработке месторождения в рамках действующих проектов, связанные с их техническим обслуживанием, бурением уплотняющих скважин и т.д.

Индонезия

Лидером среди перспективных территорий выступает Индонезия, где открыто 19 месторождений, и где ожидается наибольшее количество FID. Если же судить по величине совокупных ожидаемых запасов, то по этому показателю

лучше других выглядит Малайзия (с ее совокупными ресурсами в размере 37%). Их освоение и промышленная разработка потребуют около 42% от суммарных капитальных затрат по рассматриваемому региону. Экономическое развитие региона обусловило устойчивый рост спроса на местный газ. На фоне быстрого роста цен на газ и в условиях прогрессивного загрязнения окружающей среды нефтегазовые операторы и правительственные ведомства заинтересованы в скорейшем освоении газовых месторождений. Такие страны, как Мьянма, на шельфе которой имеются значительные ресурсы газа, намерены их использовать как для развивающегося национального рынка, так и для экспортных нужд.

Правительство Индонезии одобрило проект BIG компании Premier Oil в Южно-Китайском море на Блоке А. Компания заключила с подрядчиками все основные договоры и планирует добыть первый газ в 2019 году. Добыча газа поможет компании выполнить действующие договоры по поставке газа в Сингапур и на внутренний рынок.

Индия

Компании BP и Reliance Industries Ltd (RIL) утвердили разработку глубоководного газового месторождения R-Series на Блоке KG D6 на шельфе восточного побережья Индии. Проект разработки месторождения R-Series (D34) предусматривает добычу сухого газа на акватории с глубиной воды более 2000 м на расстоянии 70 км от берега. Разработку планируется осуществлять шестью скважинами. Реализация проекта, по расчетам, начнется в 2020 году. Объемы добычи газа должны составить до 12 млн м³/сут.

Это первый из трех запланированных проектов на Блоке KG D6. Предполагается, что разработка по данным проектам будет осуществляться комплексно и объемы добычи обнаруженных запасов газа составят около 84 млрд м³. Разработка трех проектов с общим объемом инвестиций около \$6 млрд обеспечит добычу природного газа из собственных месторождений в размере около 30–35 млн м³/сут. Работа будет проводиться поэтапно в период с 2020 по 2022 годы.

Добыча природного газа путем комплексной разработки поможет Индии сократить зависимость от импорта и в 2022 году покрыть 10% от прогнозируемых объемов потребления газа.

Акватории

Ожидаемое количество проектов в Юго-Восточной Азии, по которым будет принято FID в период с 2018 по 2020 год*, показано в табл. 2.1.

Китай

Компания CNOOC в 2018 г. планирует начать добычу на шельфе Китая на нефтяном месторождении Weizhou 6–13, а также добычу на газовых месторождениях Dongfang 13–2 и Wenchang 9–2/9–3/10–3.

Страна	Число проектов	Год принятия FID						Всего
		2018		2019		2020		
		Ресурсы млн бар. р.н.э.						
		Жидкие УВ	Газ	Жидкие УВ	Газ	Жидкие УВ	Газ	
Малайзия	11	61	512	17	66	38	770	1464
Индонезия	19	34	61	165	540	80	130	1010
Вьетнам	10	53	680	30	83	9	0	855
Мьянма	4	0	58	0	379	0	0	437
Таиланд	4	86	52	0	0	3	16	157
Бруней	1	19	7	0	0	0	0	26
Филиппины	1	0	0	0	0	16	0	16

По состоянию на январь 2018 года.

Источник: Rystad Energy UCube

CNOOC уже начала добычу на нефтяном месторождении Weizhou 12–2 в рамках Фазы 2 по проекту в заливе Бейбу в Южно-Китайском море. В настоящее время работают семь скважин, которые дают около 6400 барр./сут. нефти. В этом году оператор планирует достигнуть максимальных показателей добычи нефти в 11 800 бар./сут.

Основные формы доступа к ресурсам недр, используемые китайскими национальными компаниями, представлены на рис. 2.11.



Рис. 2.11. Китайские компании успешно используют комплексные сделки для получения доступа к ресурсам в Африке

Малайзия

Компания Hess совместно с малазийской Petronas начала добычу нефти в рамках проекта разработки месторождений в бассейне North Malay в Сиамском заливе. Разработка ведется на девяти месторождениях Блока РМ 302, общий объем извлекаемых запасов на котором составляет более 84 млрд м³ газа и 20 млн барр. конденсата. Работы ведутся в 300 км от газового терминала Terengganu на акватории с глубиной воды 55 м.

Австралия

Компания Cooper Energy приняла FID для реализации газового проекта Sole в бассейне Gippsland на шельфе штата Виктория. Предполагаемый объем инвестиций достигнет \$605 млн, из них \$355 млн – в разработку морского месторождения Sole и \$250 млн – в модернизацию газоперерабатывающего завода Orbost. Добычу предполагается начать в середине 2019 года.

Компания Woodside Petroleum Ltd реализовала проект Greater Enfield, который уже завершен на 43%. Первая нефть ожидается в середине 2019 года. Двух-летняя буровая программа и монтажные работы под водой, по прогнозам, начнутся в 2018 году.

Фаза 2 проекта Greater Western Flank завершена на 74%. Реализация проекта продолжится в первой половине 2019 года. В проект входят восемь добывающих скважин. Они соединены с действующей платформой Goodwyn A подводным трубопроводом длиной 35 км. Строительные работы на шельфе планируется начать в первой половине года. Монтажные работы под водой и ввод в эксплуатацию инфраструктуры, по прогнозам, начнутся во второй половине 2018 года и займут около пяти месяцев.

По проекту СПГ в прошлом году был получен первый газ. Оператор проекта компания Chevron ожидает, что производство СПГ на технологической линии 2 начнется во втором квартале 2018 года.

Различные страны используют разнообразные способы вхождения в зарубежные проекты. Так, государственные компании обычно пользуются государственной поддержкой собственной страны, которая может принимать различные формы в зависимости от вида заключаемого соглашения. Наиболее употребительные варианты вхождения российских нефтяных компаний в зарубежные проекты – это создание партнерств на основе обмена долей с международными компаниями, заключение стратегических соглашений с национальными компаниями, опирающиеся на межгосударственные связи и соглашения, создание консорциума российских компаний по инвестициям в инфраструктуру в обмен на долевое участие в добыче и ряд других (рис. 2.12).

Наиболее широкий спектр различных стимулирующих мер, предлагаемых принимающим странам, используют китайские национальные компании. И меры эти зачастую оказываются столь эффективными, что, например, в орбите влияния Китая оказалась значительная часть «нефтяной и газовой» Африки.

ПОДХОДЫ ДЛЯ ВХОЖДЕНИЯ В ЗАРУБЕЖНЫЕ ПРОЕКТЫ

Партнерства

- Обмен долей с международными компаниями в проектах ГРП на доступ к технологиям и крупным международным проектам на стадии разработки и добычи*



Вхождение в проекты при поддержке РФ

- Заключение стратегических соглашений с национальными компаниями в рамках межгосударственных договоренностей

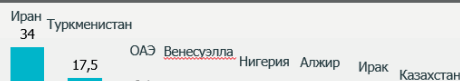
Запасы нефти потенциальных стран-партнеров, млн. т.



Вхождение в комплексные проекты

- Создание консорциума российских компаний для заключения комплексных сделок по инвестициям в инфраструктуру развивающихся стран в обмен на долю в крупных проектах

Запасы газа потенциальных стран-партнеров, трлн. м. куб



ИСТОЧНИК: BP Statistical Review of World Energy June 2015; Exxon; НК Роснефть; анализ McKinsey, Bain, PFC

Потенциальные участники консорциума

Рис. 2.12

Следует отметить, что оценка вариантов вхождения в новые проекты является обоюдно, поскольку национальные компании также используют определенный набор критериев для выбора зарубежных партнеров или операторов [11], и поэтому претендентам на вхождение в проекты надо отчетливо сознавать приоритетные интересы принимающих стран.

На рис. 2.13 показаны различные примеры подходов, использованных российскими компаниями, при реализации проектов с зарубежными нефтегазовыми компаниями:

ПРИМЕРЫ ПОДХОДОВ ДЛЯ ВХОЖДЕНИЯ В ЗАРУБЕЖНЫЕ ПРОЕКТЫ

Партнерства

В январе 2011 года ExxonMobil подписала с российской компанией «Роснефть» соглашение о совместном освоении углеводородных запасов на шельфе Черного моря.

В 2013 году дочерняя компания ОАО «НК «Роснефть», приобретает 30% долю участия в 20 глубоководных блоках ExxonMobil в Мексиканском заливе для проведения геологоразведочных работ в соответствии с подписанным соглашением. ExxonMobil сохраняет 70% долю участия в этих блоках и является оператором.

Из-за санкций компании не удалось получить разрешение правительства США на продолжение работы с «Роснефтью». С середины октября 2014 года эта деятельность компании приостановлена и персонал вывезен.



Вхождение в комплексные проекты

Каспийский трубопроводный консорциум (КТК) – крупнейший международный нефтегазопроводный проект с участием России, Казахстана, а также ведущих мировых добывающих компаний, созданный для строительства и эксплуатации магистрального трубопровода протяженностью более 1,5 тыс. км.

Сегодня акционерами КТК являются Российская Федерация (представленная «Транснефтью» – 24% и «КТК Компани» – 7%) – 31%; Республика Казахстан (представленная «КазМунайГазом» – 19% и Kazakhstan Pipeline Ventures LLC – 1,75%) – 20,75%; Chevron Caspian Pipeline Consortium Company – 15%, LUKARCO B.V. – 12,5%, Mobil Caspian Pipeline Company – 7,5%, Rosneft-Shell Caspian Ventures Limited – 7,5%, BG Overseas Holding Limited – 2%, Eni International N.A. N.V. – 2% и Oryx Caspian Pipeline LLC – 1,75%.



Некоторые примеры участия российских нефтяных компаний в зарубежных проектах приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2

УЧАСТИЕ РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ В ЗАРУБЕЖНЫХ ПРОЕКТАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Страна	Российская компания-участник	Проект (доля российской компании / ий)	Статус проекта
АМЕРИКА			
Боливия	Газпром	Блоки Ипати и Акийо (20%)	ГРП
		Блок Асеро (22.5%)	ГРП
Бразилия	Роснефть	Бассейн Солимоинс (45%)	ГРП
Венесуэла	Газпром	Блок Урумако-1 (100%)	ГРП
		месторождение Робало (возможность создания СП)	ГРП
	Газпромбанк	Petrozamora (40%)	Добыча
	Роснефть	Petromonagas (17%)	Добыча
		Petroperija (40%)	Добыча
		PetroVictoria (40%)	Добыча
ННК (Роснефть — 24%, Газпром нефть — 8%, ЛУКОЙЛ — 8%)	Voquerón (27%)	Добыча	
	Petromiranda (40%)	Добыча	
Канада	Роснефть	Харматтан (30%)	ГРП
Куба	Зарубежнефть	Блок L	ГРП (заморожено)
США	Роснефть	проект La Escalere и блоки в Мексиканском заливе (30%)	ГРП
	МГК ИТЕРА	Dune Energy (контрольный пакет) СП с Queil Energy	Добыча Добыча

2.3. Подходы к оценке инвестиционной привлекательности нефтяной промышленности отдельных стран

Нефтяная промышленность по-прежнему остается привлекательным сектором для инвестиций, поскольку текущие запасы нефти в мире и производство нефти продолжают демонстрировать восходящую тенденцию, несмотря на то, что нефть является невозобновляемым ресурсом. Существуют различные методы оценки стоимости и риска инвестиций, направляемых в нефтедобывающую отрасль; их описание можно найти в работах Stedman A. [12], Зубаревой В. [13], Schiozer [14], Конопляника А. [15]. Однако эти оценки часто проводятся отдельно в отношении стоимости и рисков, что приводит к двум различным перспективам инвестирования в страну. Желательно представить изучение стоимости и риска в виде единого результата, чтобы нефтяные компании могли объективно анализировать и сопоставлять привлекательность рассматриваемых стран для инвестирования. Для оценки странового риска используются два подхода с совершенно разными ресурсами и методологиями. Во-первых, это метод оценки странового риска, который фокусирует внимание на индексах странового риска, отмечаемых независимыми сторонами, таких как легкость вхождения в бизнес,

коррупция, терроризм, и т. д. Второй метод – подход, предложенный Дамодараном [16], опирается на данные о состоянии финансового рынка страны, такие как волатильность на рынке ценных бумаг и процентный коэффициент дефолта по кредитам в стране. В итоге становится возможным сравнивать результаты стоимости и риска и анализировать вопрос о том, будут ли результаты двух методов совпадать или противоречить друг другу.

Нефтяная компания, которая выступает в качестве инвестора в нефтяной промышленности, имеет варианты выбора страны, в которую она хотела бы инвестировать, в то время как принимающие страны формируют свои суждения о выборе компаний, которым будут предоставлены лицензионные блоки с потенциальными запасами нефти. Однако рассмотрение вопроса об инвестировании в страну зависит не только от объемов и качества запасов нефти. Стоимость инвестиций в нефтяную промышленность будет также определять инвестиционные затраты, эксплуатационные расходы и фискальные условия. С другой стороны, необходимо учитывать риски, связанные с инвестициями, поскольку они могут снизить стоимость результатов инвестирования, что обусловлено не только техническими рисками, но также политическими рисками, рисками безопасности, социальными и прочими многочисленными рисками.

Во многих случаях технико-экономическое обоснование проводится отдельно для показателей отношения «стоимость/вознаграждение» и для показателей, характеризующих риски, что в итоге приводит к двум различным перспективам инвестиционного выбора. Это может помочь в оценках, поскольку нефтяная компания заинтересована иметь четкое представление о величине создаваемой стоимости и сопутствующих рисках как отдельных факторах влияния на принимаемые решения. Однако для сравнения вариантов инвестиционных альтернатив, которые дают более четкий результат по сравнению с выбором на основе отдельных оценок показателей стоимости и риска, необходима интеграция результатов, характеризующих величину стоимости и уровень рисков. Но агрегирование результатов стоимости и риска инвестиций часто не выполняется из-за отсутствия надежной методологии и широкой интерпретации менеджментом содержания риска. Одним из методов, который используется для включения риска в стоимость инвестиций, является определение дисконтированного денежного потока, когда стоимость инвестиций уменьшается вследствие влияния коэффициента дисконтирования, учитывающего риски, связанные с инвестициями.

Прежде чем принимать решение об инвестировании по блоку нефтяных месторождений в конкретной стране, нефтяной компании необходимо провести тщательное исследование с тем, чтобы в итоге инвестировать в «нужную» страну, которая в будущем обеспечит желаемую доходность инвестиций с приемлемым уровнем риска. Одной из проблем, которые при этом могут возникнуть, является ограничение времени для оценки альтернатив инвестирования. Для тщательного изучения этого вопроса необходимо более продолжительное время; во многих случаях это не соответствует реальной ситуации, поскольку нефтяная

компания может конкурировать с другими компаниями по лицензионным блокам с указанным в заявке сроком операций. С другой стороны, принимающая страна может также оценить свою позицию относительно позиций соседних стран. Такая информация способна помочь ей улучшить свое положение, чтобы привлечь больше инвестиций.

Общая схема методического подхода, который использован для оценки инвестиционной привлекательности страны в работе [17], показана на рис. 2.14.



Рис. 2.14. Схема методического подхода для оценки инвестиционной привлекательности страны

Анализ экономических результатов для компании и страны включает в себя следующие этапы:

- а. сбор статистических данных и предположений, необходимых для экономического анализа нефтяной промышленности страны и рассматриваемой компании;
- б. проверку и уточнение фискальной системы в нефтяной промышленности рассматриваемой страны;
- в. расчеты экономических результатов инвестирования;
- г. сравнение и ранжирование экономических результатов нефтяной компании.

Комплексный рейтинговый индекс для инвестиций в апстрим устанавливает баланс между нижним уровнем рисков (политических, налоговых, экологиче-

ских) и верхним потенциалом доходности или размером покрытия (высокий ресурсный потенциал, низкие затраты на разведку и разработку, высокий уровень финансовых результатов). Для этого необходимо проанализировать риски и финансовую информацию, публикуемую энергетическими агентствами в области стандартов, и сконструировать некоторый «Индекс привлекательности проектов апстрим», который интегрирует апробированные рейтинги и индексы ранжирования риска и его покрытия, используемые финансовыми институтами для установления степени предпочтения проектов. В частности, рекомендуемый в литературе «Индекс привлекательности проектов» (ИПП) в секторе апстрим [18] представляет 5-уровневую безразмерную «ступенчатую» систему с уровнями от 1 до 5, в которой 1 – представляет наиболее привлекательный вариант инвестиций, а 5 – вариант с наибольшим риском. ИПП определяется из соотношения:

$$\text{ИПП} = \text{Сумма риска} / \text{Сумма покрытия},$$

или:

$$(w_1 \times PR + w_2 \times FR + w_3 \times ER) / (W_4 (RI + CI + PI)),$$

где:

PR – политический риск. В системе Petroleum economics & Policy Solution (PEPS) [19] суммарный политический риск складывается из 4-х политических видов риска (с весом 60%), 4-х социально-экономических видов риска (с весом 20%) и 3-х коммерческих видов риска (с весом 20%).

FR – налоговый риск, который включает в себя условия и привлекательность налоговых режимов в секторе апстрим, предлагаемых отдельными странами; он базируется на нескольких экономических критериях, оцениваемых с позиции как инвестора, так и принимающей страны. Рассматриваемый анализ включает в себя фискальный риск, ранжируемый по системе IHT Energy*s PEPS. Ранжирование фискального риска по системе PEPS осуществляется по взвешенным экономическим показателям.

ER – риск окружающей среды. Существуют два самостоятельных показателя этого риска, имеющих различные перспективы. Один из показателей оценивает риск, исходя из частоты возникновения аварийных ситуаций в нефтяной промышленности. Другие показатели измеряют состояние окружающей среды в стране, подверженность персонала изменениям в ОС, социальные и институциональные способности справиться с вызовами ОС. Этот индекс называется «индексом устойчивости ОС»; он разработан Мировым экономическим форумом (World Economic Forum).

w_1 , w_2 , w_3 – взвешивающие коэффициенты на шкале от 0 до 1, отражающие, каким образом каждый из компонентов риска в прошлом оказывал влияние на инвестиции в глобальном масштабе. Эти три коэффициента обычно корректируются пользователями с целью их адаптации к собственным сценариям.

Показатели, представленные в знаменателе формулы (покрытие риска):

RI – индекс запасов со шкалой от 1 до 5; он указывает на потенциальные запасы проекта в стране (в млн б.н.э.). Статистика позволяет дать следующую оценку величины этого индекса за период 2007–2011 гг.: менее 40 млн б.н.э. = 1; более 500 млн б.н.э. = 5.

СІ – показатель затрат на разведку и разработку (ЗРР); представляет средне-взвешенную величину затрат за 3-хлетний период по региону. Верхний и нижний квартили значений, представленных в статистике EIA [20] за период 2008–2010 гг., соответствуют следующим оценкам: менее \$7;43/б н.э. = 1; более \$4,37/б н.э. = 5.

PI – показатель эффективности, отражающий финансовую рентабельность 20 крупнейших нефтяных компаний. Он получается на основе анализа доходности в секторе апстрим, определяемой как величина кэшфлоу (CF) в процентах от величины затрат. Верхний и нижний квартили доходности за 5-летний период в период 2006 – 2010 гг. составили: менее 123% = 1; более 195% = 5.

W4 – взвешивающий коэффициент в масштабе от 0,5 до 1, который позволяет скорректировать степень влияния величины покрытия на величину рисков.

Для тестирования предлагаемого метода необходимо проанализировать зависимости между запасами, разведкой и разработкой и финансовыми показателями компаний. Это позволит определить соответствующие значения индекса привлекательности проектов (ИПП) в интервале от 1 до 5.

2.4. Риски и рейтинговая оценка инвестиционной привлекательности проектов в мировом нефтегазовом секторе

Многочисленные риски инвестиционных решений в нефтегазовом комплексе широко обсуждаются в научной литературе (см., например, [13, 19]). Их можно объединить в три больших категории: страновые, политические и связанные со спецификой проекта. Каждая из этих категорий, в свою очередь, может быть разбита на отдельные группы, отражающие содержательный характер рисков. Пример такой категоризации и описания рисков представлен в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Категории и описание рисков

Политика	Риски
Страна	<ul style="list-style-type: none"> • Качество и работоспособность политических учреждений и правовых систем. • Конфликты или общественные беспорядки, влияющие на безопасность производственных объектов и персонала. Возможность экспроприации или национализации. • Международные вопросы, в особенности в случае необходимости транзита через третью страну для сбыта продукции.
<i>Политические меры и нормативные акты</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Надежность и долгосрочность программ энергетической политики или схем поддержки. • Несоответствие возможной политики в области экономической конъюнктуры или защиты окружающей среды, например, ценообразование на выбросы углерода или новые нормы выбросов.

Политика	Риски
	<ul style="list-style-type: none"> • Последовательность и стабильность правовой или налоговой базы для инвестиций. • Сложность деловой среды (например, выдача разрешений, лицензирование, применение местных комплектующих и материалов) и прозрачность ведения бизнеса. • Ограничения конвертируемости валюты или переводов денежных средств.
Экономика	Риски
<i>Рынок</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Цены для конечных потребителей, удерживаемые ниже затрат на производство (субсидии). • Сдвиги в абсолютных или относительных ценах, которые создают угрозы для доходов. • Снижение спроса на конкретные виды топлива или технологии. • Конкуренция со стороны альтернативных поставщиков или технологий.
Макроэкономика	<ul style="list-style-type: none"> • Нестабильная или инфляционная экономическая среда. • Резкие колебания валютных курсов, особенно там, где издержки/платежи и доходы рассчитываются в разных валютах.
Финансы	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение процентных ставок, если долг рассчитывается на основе плавающей процентной ставки или подлежит рефинансированию.
Специфика проекта	Риски
Строительство и затраты	<ul style="list-style-type: none"> • Задержки при завершении проекта, низкое качество производства, инфляция стоимости или перерасход.
Партнеры	<ul style="list-style-type: none"> • Надежность и производительность членов консорциумов или поставщиков. • Способность потребителей выполнять свои обязательства по оплате производимой энергии. • Несоответствие мотивации и горизонтов расчета, например, между арендаторами и владельцами собственности для инвестиций в повышение эффективности.
Человеческие ресурсы	<ul style="list-style-type: none"> • Наличие необходимых знаний и квалифицированной рабочей силы.
Экология и социальная обстановка	<ul style="list-style-type: none"> • Возможные влияния климата, например, недостаток воды. • Локальное загрязнение или другое ухудшение состояния окружающей среды. • Общественная оппозиция и отношения с местным сообществом.
Эксплуатация	<ul style="list-style-type: none"> • Геологические риски, например, более истощенные или сложные для добычи ресурсы, чем предполагалось (по проектам добычи). • Неопределенные будущие затраты по выводу из эксплуатации или ликвидации скважин.
Технологии	<ul style="list-style-type: none"> • Более низкая, чем ожидалось, производительность (например, с точки зрения эффективности, надежности) выбранных технологий.

Специфика проекта	Риски
Оценка (проекты повышения эффективности использования энергии)	<ul style="list-style-type: none"> • Выявление и количественная оценка экономии, связанной с инвестициями в эффективность использования энергии.

Источник: составлено автором

Одной из профессиональных организаций, определяющих рейтинг инвестиционной привлекательности нефтегазовых проектов в различных странах, является Институт Фрезера (Frazer Institute. Global petroleum investment survey) [20]. Основой для такой оценки является анкетный опрос профессионалов, связанных с реализацией проектов. Опрос разрабатывается с тем, чтобы узнать мнение менеджеров и руководителей относительно уровня инвестиционных барьеров в конкретных юрисдикциях, с которыми сталкиваются их компании. Респондентам предлагается указать, в какой мере каждый из нижеперечисленных 16 факторов оказывает влияние на решение компании инвестировать в рассматриваемой юрисдикции.

1. *Финансовые условия* – включают в себя лицензии, арендные платежи, роялти, другие производственные налоги и издержки, связанные с получением валового дохода, исключая корпоративные и личные подоходные налоги, налоги на прирост капитала или налоги с продаж.

2. *Налогообложение в целом* – налоговое бремя, в том числе личное, корпоративное, начисления на заработную плату, а также налоги на капитал с учетом сложности выполнения налоговых обязательств; они не включают в себя лицензии и сборы в секторе разведки и добычи нефти, плату за аренду земли и роялти и другие сборы, напрямую связанные с добычей нефти.

3. *Экологические требования* – стабильность требований, последовательность и своевременность процесса регулирования и пр.

4. *Правоприменение регуляторными органами* – неопределенность в юрисдикциях, с которыми сталкивается менеджмент при управлении операциями, интерпретации, стабильности или контроле исполнения существующих правил.

5. *Затраты на соблюдение требований* – повторное заполнение заявок о разрешении на природопользование, участие в слушаниях и пр.

6. *Защитные зоны* – неопределенность в отношении защищаемых зон, например, дикой природы или парков, морских природных заповедников или мест археологических раскопок.

7. *Торговые барьеры* – тарифные и нетарифные ограничения торговли и ограничения репатриации прибыли, валютные ограничения и пр.

8. *Правила организации труда и трудовые договоры* – воздействие трудового законодательства, договоры найма, трудовая активность/прекращение работы и местные требования по найму.

9. *Качество инфраструктуры* – включает в себя доступ к дорогам, энергооборуженность и пр.

10. *Качество геологической базы данных* – включает в себя качество, детализацию и простоту доступа к геологической информации.

11. *Доступность труда и навыки* – обеспечение и качество труда, мобильность, требуемая от работников.

12. *Спорные земельные претензии* – неопределенность неразрешенных претензий со стороны аборигенов, иных групп или частных лиц.

13. *Политическая стабильность*.

14. *Безопасность* – физическая безопасность персонала и активов.

15. *Дублирование нормативов и их несоответствия* (в том числе федеральные/провинциальные, федеральные/относящиеся к штату, межведомственные и пр.)

16. *Юридическая система* – юридические процессы: справедливые, прозрачные, свободные от коррупции, эффективно управляемые и пр.

По каждому из 16 факторов респондентам предлагается выбрать один из следующих пяти вариантов ответов, который наилучшим образом характеризует каждую юрисдикцию, с которой они знакомы:

1. Стимулирует инвестиции.

2. Не сдерживает инвестиции.

3. Мягко сдерживает инвестиции.

4. Существенно сдерживает инвестиции.

5. Инвестировать не планируется, что обусловлено данным критерием.

На основе ответов на вопросы анкеты был проведен анализ инвестиционных предпочтений. Для каждой юрисдикции рассчитано процентное соотношение отрицательных оценок по каждому из 16 факторов. Негативные баллы присваивались относительно количества случаев, когда респонденты присваивали какому-либо фактору оценку «мягко сдерживает инвестиции», «существенно сдерживает инвестиции» или указывали вариант «инвестиции не планируются» в юрисдикции в связи с проблемами, связанными с данным фактором. Затем был разработан индекс для каждого фактора, исходя из того, что юрисдикции с максимальным процентом негативных отзывов присваивается значение 100, а другим юрисдикциям – минимальные значения в соответствии с их показателями. Юрисдикции с самыми низкими значениями индекса считаются наиболее привлекательными для инвестиций в ГРП; таким образом, более высокий статус присваивается юрисдикциям, имеющим перевес негативных оценок.

За последние годы были включены в ранжирование лишь юрисдикции, оцененные по всем 16 факторам не менее чем 10 респондентами. Это позволило по результатам анкетирования составить очередность приоритетов для 157 юрисдикций. Среднее число ответов на все вопросы среди всех юрисдикций составило 24,5.

Для каждой юрисдикции был рассчитан процент отрицательных баллов по каждому из 16 факторов. (Отрицательные баллы определялись по количеству случаев, когда респонденты ранжировали фактор по следующим градациям: «незначительные препятствия для инвестиций», «сильные преграды для инвестиций» или указывали, что они не стали бы инвестировать в данной юрисдикции из-за проблем, связанных с данным фактором.)

Индекс оценки геополитической ситуации (Policy Perception Index)

Величина индекса оценки геополитической ситуации для каждой юрисдикции выводится из равновзвешенной балльной оценки, достигнутой по всем 16 факторам.

Этот индекс отражает суждения менеджмента в отношении размера инвестиционных барьеров для области факторов и условий, которые оказывают влияние на инвестиционные решения, а также учитывают широкий спектр факторов энергетической геополитики. Это наиболее полная мера инвестиционных барьеров в пределах каждой юрисдикции, и основная дискуссия, приведенная ниже, базируется на индексной оценке юрисдикции и ранжирования, проведенного на ее основе. Высокий балл по этому показателю указывает на то, что инвесторы рассматривают данную юрисдикцию как относительно не привлекательную для инвесторов.

Индекс общеэкономических условий (Commercial Environment Index)

Этот индекс ранжирует юрисдикции по пяти факторам, которые оказывают влияние на величину после налогового денежного потока и на затраты соответствующих операций в ГРП и разработке:

- фискальные условия;
- налогообложение в целом;
- торговые барьеры;
- качество инфраструктуры;
- наличие и квалификация рабочей силы.

Для каждой юрисдикции балльная оценка для этого индекса рассчитывалась путем усреднения отрицательных баллов по каждому из этих пяти факторов. Высокое значение индекса указывает на то, что руководители компаний считают, что условия бизнеса, отражаемые этим показателем, представляют значительные барьеры для инвестиций.

Индекс регулирования общеэкономического климата (Regulatory Climate Index)

Этот индекс характеризует балльную оценку, присваиваемую юрисдикциям по следующим шести факторам.

- Затраты на поддержание соответствия регулятивным нормам.

- Наблюдение за выполнением.
- Регулирование окружающей среды.
- Регулирование рабочей силы и соглашений в области занятости.
- Регулирование в области тиражирования и несоответствий.
- Правовая система.

Относительно высокое значение *Индекса регулирования климата* указывает на то, что регулирование, требования и соглашения в данной юрисдикции представляют значительные барьеры для инвестирования, что находит свое отражение в относительно низком рейтинге.

Индекс геополитических рисков

Этот индекс представляет балльную оценку риска, присваиваемую юрисдикции за ее стабильность и безопасность. Эксперты полагают, что эти факторы труднее преодолеть, чем любые другие регулятивные или экономические барьеры, поскольку для достижения значительного прогресса обычно необходимы изменения в политической обстановке.

Высокая оценка *Индекса геополитических рисков* указывает на то, что инвестиции в рассматриваемой юрисдикции сравнительно не привлекательны из-за политической нестабильности – или же проблем безопасности, которые осложняют проблемы физической безопасности персонала или представляют риски для производственных объектов инвесторов.

Наилучшие практики инвестирования («Best practices»)

Включение в исследование вопроса о том, в какой степени могли бы возрасти инвестиции в ГРП и разработку, если бы полностью удалось перейти к использованию «наилучших практик» (в отношении основных драйверов инвестиционных решений), позволило бы измерить потенциальный вклад принятия наилучших практик в привлекательность инвестиций в каждой юрисдикции.

В качестве примера на рис. 2.15 [21] представлены результаты рейтинговой оценки инвестиционной привлекательности нефтегазовых проектов в различных странах в зависимости от действующей в них фискальной системы. Как видно из рис. 2.15, наиболее привлекательными с точки зрения налогового режима являются ряд штатов США, Новая Зеландия, Австралия, а наименее интересными для инвесторов – Венесуэла, Аргентина, Россия.

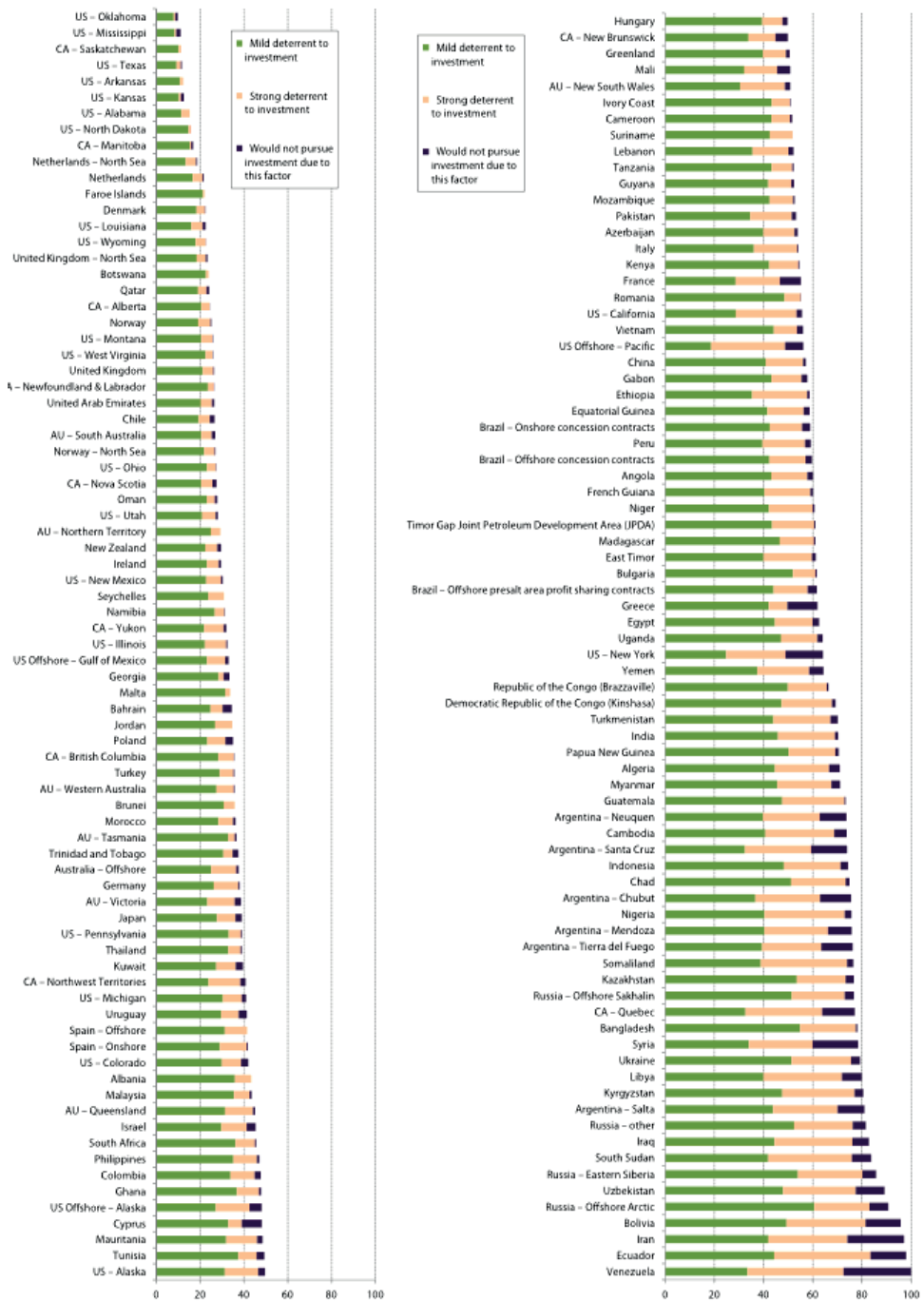


Рис. 2.15. Ранжирование стран для нефтегазовых проектов по привлекательности фискальной системы

Источник: Fraser Institute Global Petroleum Survey, 2013

2.5. Правовые проблемы взаимоотношений между инвестором и государством в международных инвестиционных проектах

Российским компаниям, впервые получающим допуск к крупным запасам нефти и газа и выходящим на мегапроекты за рубежом, полезно знать причины возникновения конфликтных ситуаций в отношениях партнеров и то, как складывается борьба интересов между странами, богатыми запасами УВ, и иностранными компаниями, которых они приглашают с целью добычи и реализации запасов УВ. Опыт показывает, что нередко характер этих отношений складывается таким образом, что рискует поставить под сомнение экономическую эффективность международных проектов по производству УВ.

В международном нефтегазовом бизнесе заметны две разнонаправленных тенденции. Одна из них – отмечаемый в последнее время рост процессов национализации, конфискации и изменений в налогообложении, в ставках лицензионных платежей, в условиях репатриации дивидендов и в налогообложении стран, производящих УВ.

Другая тенденция – потребность открывать и добывать большие объемы нефти и газа на экономически приемлемых условиях, чтобы удовлетворить рост глобального энергопотребления.

Модели поведения конфликтующих сторон («правила игры»)

Несмотря на то, что на первоначальной стадии реализации любого проекта инвестором и государством оговариваются сроки и условия его реализации, в ходе осуществления проекта, как правило, возникают новые условия и возможности, которые, в свою очередь, вынуждают ту или иную сторону искать изменения в соглашениях.

Для того, чтобы установить согласованную модель разрешения различных спорных ситуаций, которые могут возникнуть в международных проектах, большинство стран и инвесторов в мире предпочитают подписывать двусторонние и многосторонние инвестиционные соглашения (ДИС и МИС). Эти соглашения разработаны для того, чтобы предоставить зарубежным инвесторам «единое игровое поле» при инвестировании за рубежом.

Например, если инвестор из США хочет вкладывать капитал непосредственно в зарубежную страну, у которой есть инвестиционное соглашение с США, то этому инвестору, как правило, предоставляются такие же условия, какие имеют компании-представители этой страны в зарубежных странах.

Некоторые из этих соглашений, таких как Северо-Американское Соглашение о Свободной Торговле, хорошо известны инвестиционному сообществу. Как правило, национализация может привести к международному арбитражу, который регулируется двумя документами: во-первых, соответствующим инвестиционным соглашением; и во-вторых, фактическим инвестиционным контрактом, подписанным инвестором с государством.

Число площадок для международного арбитража растет. Некоторые наиболее известные площадки – Международный Центр по урегулированию инвестиционных споров (МЦУИС), Международный арбитражный суд международной торговой палаты (МТП), Лондонский суд международного арбитража (ЛСМА), и Постоянный арбитражный суд (ПАС). Другие площадки для международного арбитража были созданы в Объединенных Арабских Эмиратах, Египте, Китае, Африке и России.

Арбитражный процесс

Международный инвестиционный арбитраж как правило, долгий и потенциально дорогой процесс. Средний отрезок времени от регистрации до первой выплаты компенсаций в МЦУИС составляет 3–4 года, и он повышается до 5–8 лет, если есть какой-либо тип апелляции по выплатам компенсаций. Затраты на оплату услуг профессиональных поверенных и экспертов, связанных с трехлетним или пятилетним процессами, могут быть довольно крупными; МЦУИС также требует дополнительных выплат в качестве компенсаций арбитрам. В результате неудивительно, что на весь процесс урегулирования споров в МЦУИС тратятся миллионы (в том числе на выплаты профессиональным поверенным и экспертам).

Претенденты (компании-инвесторы) и ответчики (государства) обычно делают выплаты компенсаций согласно инвестиционному арбитражу в пропорции 50/50. Это дает компаниям прецедент при оценке шансов на выплаты компенсаций; успешный результат составляет приблизительно 28%. Ясно, что международный инвестиционный арбитраж – не самый лучший вариант для инвесторов.

Важнейшим вопросом для энергетических компаний, сталкивающихся с международным инвестиционным арбитражем, является размер премии, которую можно ожидать по итогам процесса. Исторически, когда арбитры МЦУИС предоставляли выплаты претенденту, эта сумма составляла примерно треть от суммы, затребованной инвестором, или приблизительно 0,33 долл. США на 1 долл. США в соответствии с инвестиционным арбитражем. В 2009 году этот процент увеличился до 41%. В случаях, связанных с экспроприацией, когда трибуналы МЦУИС действовали в рамках интересов этих компаний, претенденты получали в среднем 55% от затребованной суммы.

Однако самая большая выплата МЦУИС, когда-либо предоставленная, составила 185 млн долл. США в 2001 году по итогам арбитража между компанией «Azurix» и правительством Аргентины. По сравнению с первоначально затребованной суммой убытков в размере более чем 600 млн долл. США, выплата в 185 млн долл. США составила примерно 30%. Однако данное решение было опротестовано – и окончательный вердикт, подтверждающий необходимость выплаты компенсаций, был вынесен 1 сентября 2009 года, что означает, что процесс занял почти восемь лет – от регистрации до завершения.

Влияние арбитража на инвестиции

Тот факт, что за последние семь лет в международных арбитражах было зарегистрировано споров больше, чем за прошедшие 32 года – является хорошим индикатором для оценки инвесторами «международного климата».

Это увеличение отражает и возрастающую тенденцию национализаций и другие действия правительств стран, которые могут отмечать отрицательный эффект от иностранных инвестиций.

Арбитраж и инвестиционное решение

В то время как стратегический интерес для иностранных инвестиций связан с удовлетворением спроса сектора даунстрим, их инвестиции являются прямыми и не обязательно регулируются международным арбитражем. В таком случае арбитражный риск может иметь весьма ощутимый эффект при анализе «пороговой ставки». Уровень «пороговой ставки», как правило, отражает норму доходности, требуемую энергетической компанией по своим инвестициям, с положительным экономическим эффектом, включающим в себя стоимость капитальных затрат и альтернативных издержек.

Норма доходности по данному проекту – результирующая многих переменных, где преобладающими являются время и размер ожидаемых потоков наличности от инвестиций. Когда энергетические компании договариваются о международных инвестициях в зарубежных странах, практически всегда наблюдаются крупные затраты, такие как: цена приобретения концессии или лицензии от правительства, геологические и геофизические затраты, любые экологические требования, которые озвучиваются правительством принимающей страны, затраты на поисково-разведочное и эксплуатационное бурение, а также стоимость всей необходимой инфраструктуры, требуемой для производства и транспортировки УВ, которая часто отсутствует в развивающихся странах.

И лишь после столь крупных инвестиций, сделанных за первые несколько лет жизни проекта, энергетические компании получают положительные потоки наличности от производства и продажи запасов. Обычно запасы также связаны с роялти, налогами, тарифами или некоторой комбинацией трех составляющих, которые выплачиваются правительству принимающей страны. Этот анализ очень осложнен угрозой национализации или других неблагоприятных действий со стороны правительства принимающей страны, и усилен перспективами международного арбитража. Рассмотрим некоторые варианты.

1. Для проекта с 3-хлетним периодом инвестирования, 20-летним периодом положительного притока наличности и ставкой роялти 12,5% резкое изменение структуры налогообложения приводит к существенному изменению нормы доходности компании.

2. Если национализация – существенный риск для компании, она может сократить срок экономической эффективности проекта до 5 лет. Из них только 2 года – с положительными потоками наличности, которые должны возместить 3-хлетний период отрицательных потоков наличности.

3. Если происходит национализация, и компания предполагает, что за это получит компенсацию в МЦУИС, то, согласно статистике, она может получить в среднем 55% от своей первоначальной суммы требований. Однако когда оценивается ожидание по компенсациям, исходя из 28%-го коэффициента успешности претендента, получающего премию, и 55%-ой ставки компенсации, ожидаемая величина компенсации до процесса международного арбитража составляет примерно 15% от ожидаемых требований. Эта ожидаемая ставка по выплате компенсаций, как правило, незначительна в сравнении с вложенными средствами.

4. Даже если компания предполагает получить компенсацию и в итоге она ее получает, то по последним данным, она сталкивается с возвратом лишь 55% от первоначально затребованной суммы. Статистически этот показатель равен 33%.

5. Наконец, компания должна будет ждать в среднем 3–5 лет до выплаты компенсации и потенциально столкнется с годами слушаний по апелляциям, прежде чем получит эту компенсацию от государства.

Бесспорно, национализация отрицательно влияет на норму доходности инвестиционного проекта. Однако поскольку национализация исторически происходит после того, как было принято решение вложить капитал, то неизвестно, как это повлияет на ожидаемую норму доходности проекта компании. Из-за роста числа национализаций в энергетике во всем мире весьма разумно и эффективно для компаний – рассматривать этот риск при оценке инвестиционных проектов и в ходе переговоров о сроках инвестирования с правительствами принимающей страны.

В совокупности это должно побуждать компании повторно рассчитывать свою норму доходности для иностранных инвестиций. Учитывая, что МЦУИС никогда не осуществлял выплату компенсаций, исчисляемых в миллиардах долларов, у энергетических компаний есть законное беспокойство, особенно в 2011–2012 гг., когда должны быть вынесены правовые решения о ключевом споре по национализациям в Венесуэле. Многие из требований по компенсациям перед МЦУИС, связанных с национализациями в Венесуэле, измеряются в миллиардах долларов. Если суды МЦУИС продолжат решать такие споры по привычной, исторически сложившейся схеме, то это вызовет негативную реакцию в международном инвестиционном сообществе.

Оборотной стороной 15%-ой доли выплат компенсаций компаниям по результатам международного арбитража является сумма выплат противоположной стороне в размере 85% (без затрат на арбитраж). Даже если рассматриваемая страна проиграет на каждой стадии в арбитраже и должна будет заплатить премию, то национализация будет стоить ей всего лишь 0,55 долл. США на 1 долл. США (историческая статистика). Очевидно, что большинство инвесторов согласится с тем, что покупка добывающих активов за 55% их стоимости – весьма прибыльная схема.

Будущее международных инвестиций и арбитража

Вопрос, стоящий перед энергетическими компаниями, сегодня в том, как защитить их инвестиции в этом правовом поле. Ниже приведены несколько основных доступных компаниям способов.

1. Первая очевидная возможность для того, чтобы улучшить экономику международных инвестиций, состоит в том, чтобы договориться о более низких платежах государству по концессиям или лицензиям, сократить и упростить экологические требования, снизить ставки роялти или другие взносы, связанные с объемами производства, и стабилизировать налоговые режимы. На практике осуществить это крайне сложно. Энергетические компании соперничают друг с другом за концессии в зарубежных странах из-за необходимости доступа к новым месторождениям, и поэтому ведут агрессивные переговоры по инвестициям, зачастую неэффективные на ранних стадиях. Переговоры по лицензионным платежам также представляются малоэффективными, но возможные изменения в политических режимах, экономических факторах, ценах или в регламентах по охране окружающей среды могут изменить ситуацию. Наконец, налоговые режимы в странах со стабильным режимом изменяются без уведомления. Маловероятно, что обещания развивающейся страны о налоговой стабильности вносят какую-нибудь долгосрочную уверенность.

2. Вторая альтернатива предполагает своего рода договорный арбитраж через специальный арбитражный пункт в инвестиционном контракте. Сюда можно отнести и соглашения относительно общей учетной ставки, рассматриваемой ежегодно и требующей оценки инвестиций и рассмотрения правительством принимающей страны. Точно так же, договариваясь о ряде корректировок потока наличности, которые использовались бы обеими сторонами для оценки – компании могли бы устранить некоторые из переменных, которые зачастую являются дискуссионными в международном арбитраже. Другие возможности включают в себя более сжатые сроки на проведение арбитража.

3. В-третьих, энергетические компании могут рассчитывать на то, что международные арбитражные суды смогут вынести негативные решения на процессы, связанные с национализацией в странах, в которые привлекаются инвестиции. Если затраты на национализацию становятся чрезмерно крупными в связи с тем, что выплаты в арбитраже могут оказаться для этих стран выше, нежели выплаты компаниям по национализированным активам, то это также замедлит уровень национализаций. Одним из важнейших моментов в процессе национализации различных активов для принимающей страны является причина и необходимость, по которой привлекались международные инвестиции. Как правило, такая надобность возникает в случаях привлечения необходимого капитала и использования технологий, которых нет на внутреннем рынке. Реже данный процесс связан с увеличением эффективности или необходимостью обеспечения охраны окружающей среды.

Исторический опыт выплаты компенсаций, присуждаемых в международном арбитраже, дает нефтегазовым компаниям слабую надежду на полные компенсации.

Инвестиционное соглашение между ExxonMobil и ОАО «НК «Роснефть»» может быть примером зарубежного инвестора, пытающегося достигнуть двух целей. Первой является историческая цель международных энергетических компаний обеспечить запасы для последующей разведки и добычи и реализовать эти УВ через различные дочерние компании. Вторая цель заключается в том, чтобы достигнуть некоторой стабильности в инвестициях, вкладывая капитал в сотрудничество с нефтегазовой компанией, частично находящейся в собственности государства. Это уникальная и своевременная стратегия, которая могла бы быть реализована и другими международными нефтегазовыми компаниями.

2.6. Поиски, разведка и разработка месторождений как многофазная система управления активами

Минерально-сырьевая база нефтяной и газовой отрасли представляет собой сложную многофазную систему. Ее удобно рассматривать в виде «конуса движения ресурсов» в процессе их трансформации в запасы и последующую добычу, в котором в начале каждой фазы (этапа) существует фильтр, отбраковывающий объекты, не удовлетворяющие минимальным пороговым требованиям к эффективности (объектов с «некондиционными» параметрами).

Нефтяные компании оценивают непрерывный рост инвестиционного портфеля активов, производя их отбор с использованием «воронки управления активами» (рис. 2.16). На первой стадии в эту воронку (в ее верхней части) поступает большое количество активов; далее они проходят через серию проверочных тестов с целью оценки на соответствие определенным инвестиционным критериям.



Рис. 2.16. Стратегическая оценка активов с использованием «воронки возможностей»

В итоге лишь небольшое количество активов может пройти все фильтры и получить положительную оценку с целью включения в портфель компании.

Определив идеальную конфигурацию цепочки, компания может сравнить ее с фактическим набором альтернатив, которыми она располагает. Обычно существует большое расхождение между идеальной и фактической ситуацией. Например, компания может испытывать дефицит неразбуренных лицензионных площадей и в то же время располагать большим количеством активов в виде эксплуатируемых месторождений. В таком случае сравнение реальной и «идеальной» цепочек будет побуждать менеджеров направлять ресурсы для улучшения лицензионной позиции компании или пересмотра своих целей.

Идеальная конфигурация цепочки для конкретной компании определяется ее целями (например, объемами годовой добычи или приростом стоимости компании за год) и оценкой опыта компании (или всей отрасли).

Второй вид анализа позволяет сравнивать подобные цепочки для различных регионов в рамках компании, с тем, чтобы определить, в каком из них существует нехватка или избыток активов в общем портфеле, которым располагает компания. Этот анализ приводит к перераспределению ресурсов между регионами, исходя из различий между фактической цепочкой компании и идеальной конфигурацией ее портфеля.

Исследования показывают, что информация и процессы, которые необходимы для управления разведкой и добычей, исходя из некоторой КЦП, на практике встречаются сравнительно редко. Большинство компаний очень «не систематичны» в своей оценке инвестиционных альтернатив. Однако если созданы условия для применения данного метода, то «портфель возможностей» должен со временем прийти в соответствие с целями компании и помочь сформировать структуру недорогих по затратам активов.



Рис. 2.17

Важно отметить, что активы могут входить и выходить в такую конусообразную цепочку управленческих альтернатив и выходить из нее в любом ее сегменте путем операций приобретения или продажи, представляющих собой две из рассмотренных выше четырех возможностей роста стоимости компании. Если инвестиции в бурение и добычу уже произведены, это выражается соответствующим сужением цепочки возможностей (рис. 2.17).

Пропорции по отдельным стадиям анстрим

В отрасли действует принцип опережения в создаваемых заделах предшествующих звеньев над последующими. Для поддержания роста и восполнения запасов (по крайней мере, на 100%, как это требуют инвесторы) компаниям необходимо включать большее количество менее «зрелых» активов (на стадии региональных поисков, предварительной оценки, начальной стадии разработки) по сравнению с активами, находящимися на стадии добычи.

На практике это требование не соблюдается, и особенно заметным является отставание заделов поискового и начального поискового этапов. Так, в последние годы в России на 1 разведочную скважину приходится примерно 1 поисковая (вместо рациональных пропорций 2:1, а за рубежом это соотношение 3:1). При этом объемы поискового бурения в 15 раз меньше эксплуатационного (хотя рациональным считается соотношение 1:5).

2.7. Пример расчета показателей инвестиционной привлекательности для портфеля проектов

Обратимся к методам выбора управленческого портфеля и рассмотрим критерии выбора решений для проектов разведки и добычи. Эти критерии достаточно хорошо известны.

Внутренняя норма рентабельности (ВНР), рассчитываемая в реальных ценах.

Срок окупаемости, рассчитываемый в реальных ценах.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) – норма дисконта зависит от странового риска.

Индекс доходности, ИД (или рост капитала): отношение величины ЧДД к величине инвестиций для нормы дисконта $i = 0\% - X\%$.

Рост капитала за счет осуществления проекта: отношение ЧДД к финансовому риску проекта.

Пороговая (минимально допустимая) цена нефти (газа) для $i = 0\% - X\%$.

Сравнительный финансовый риск в рассматриваемой стране, оцененный по всей совокупности операций.

Рассмотрим упрощенную, но одновременно близкую к реальной ситуацию, с которой сталкиваются менеджеры компаний. Пусть нефтедобывающая компания предполагает реализовать 9 проектов.

Проект 1 связан с реконструкцией трубопроводной системы компании. Капитальные вложения осуществляются в течение одного года; предполагается, что прирост продукции, обеспечиваемый за счет сокращения числа разливов и аварий, позволит окупить его за несколько ближайших лет.

Проект 2 связан со строительством очистных сооружений. Его реализация необходима для соблюдения нормативных требований местного природоохранного комитета. Капиталовложения в этот проект также осуществляются в течение первого года. Данный проект имеет низкие (нередко отрицательные) значения чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и индекса доходности (ИД), а также достаточно большой срок окупаемости, так как положительный поток денежной наличности обусловлен, главным образом, снижением текущих издержек на проведение мероприятий по охране окружающей среды или выплачиваемых штрафов за ее загрязнение.

Проект 3 направлен на интенсификацию добычи за счет уплотнения сетки скважин. Срок его реализации сравнительно небольшой – пять лет, а период окупаемости является самым коротким для проектов рассматриваемого портфеля. Капиталовложения осуществляются в течение первого года, а приросты добычи обеспечивают генерацию прогрессивно снижающегося годового чистого дохода.

Проект 4 имеет целью внедрение новых технологий для увеличения нефтеотдачи на эксплуатируемых месторождениях. Он требует относительно небольших капиталовложений.

Проект 5 предусматривает проведение геологоразведочных работ. Его успешное завершение обеспечит компании значительный прирост запасов. Это наиболее длительный по продолжительности проект, характеризующийся типичной динамикой окупаемости затрат и поступления чистых доходов за вычетом налогов, определяемых динамикой добычи и уровнем цен на нефть. В целях упрощения данный проект, как и остальные, рассматривается за период 15 лет.

Проект 6 – компания предполагает также осуществить проект разработки небольшого нефтяного месторождения, расположенного недалеко от района ее основной деятельности. Из-за наличия необходимой инфраструктуры требуемый объем капиталовложений в разработку этого месторождения невелик, и они позволяют достаточно быстро обеспечить денежные поступления.

Проекты 7–9 связаны с разработкой месторождений, расположенных в районах, характеризующихся разным уровнем развития инфраструктуры, удаленностью месторождений и качеством запасов, которые и обуславливают разный объем и структуру капиталовложений. Для этих проектов характерна невысокая величина ЧДД и ИД, так как они долгосрочные. Срок их реализации значительно превышает 15 лет.

Анализ показателей по проектам в условиях ограниченного бюджета

Итак, нефтедобывающая компания предполагает реализовать девять проектов, при этом ее бюджет допускает инвестирование в размере 750 млн долларов,

в то время как общий объем капиталовложений по всем проектам значительно выше.

Структура капиталовложений и генерируемого денежного потока в течение 15 лет приведены в таблице 2.4. Для всех проектов были рассчитаны ЧДД при ставках дисконтирования, равных 10% и 15%, а также индекс доходности инвестиций (ИД), ВНР и обычный срок окупаемости проекта.

Таблица 2.4

Потоки денежной наличности по девяти инвестиционным проектам (млн долл.)

Годы	Поток денежной наличности								
	Проект 1	Проект 2	Проект 3	Проект 4	Проект 5	Проект 6	Проект 7	Проект 8	Проект 9
0	-140	-27	-100	-60	-5	-100	-200	-350	-300
1	30	4	70	25	-10	-40	-150	-170	-200
2	30	4	55	25	-20	-20	-80	-100	-80
3	30	4	45	25	-30	30	-50	-40	-30
4	30	4	37	20	-40	32	50	-20	50
5	30	4	30	20	-50	34	70	30	60
6	30	4		19	-10	40	80	100	90
7	30	4		19	10	45	80	130	110
8	30	4		18	30	50	120	150	140
9	25	4		17	50	50	120	170	160
10	25	-2		16	70	50	160	180	170
11	20	4		14	90	50	160	200	210
12	20	4		14	110	50	160	280	210
13	20	4		10	120	50	160	280	210
14	18	4		8	130	50	160	280	210
15	18	4		8	130	40	160	280	210
Итого	246	27	137	198	575	411	1000	1400	1220
ЧДД ₁₀	68,51	1,11	86,80	86,79	116,86	92,77	126,18	103,54	113,81
ЧДД ₁₅	23,95	-5,09	68,12	57,85	38,24	22,35	-50,29	-147,49	-108,17
ИД	1,49	1,04	1,87	2,45	2,00	1,61	1,29	1,16	1,20
ВНР	19%	11%	47%	37%	20%	17%	13%	12%	12%
Срок окупаемости (годы)	6,57	13,44	1,78	2,84	11,51	8,83	12,01	13,50	12,85

ЧДД₁₀ имеет положительные значения для всех проектов. Значения ЧДД₁₅ – отрицательные для проектов, связанных со строительством очистных сооружений, а также для проектов, предусматривающих разработку нефтяных месторождений, расположенных в удаленных и труднодоступных районах. Это подтверждает тот факт, что, как правило, проекты, связанные с проведением природоохранных мероприятий, редко бывают рентабельными. Что касается трех проектов разработки месторождений, то отрицательные значения ЧДД₁₅ здесь обусловлены, главным образом, тем, что в данном случае рассматривается не пол-

ный срок реализации данных проектов, а только первые 15 лет. Предполагается, что ЧДД, рассчитанный на основе денежных поступлений, полученных за весь срок реализации этих проектов, является положительным. Как видно из таблицы 2.4:

проект 2 характеризуется самыми низкими значениями ЧДД, ВНР и ИД. Тем не менее, компания вынуждена реализовывать данный проект, так как его осуществление обусловлено требованиями экологической политики и природоохранных органов.

Проект 5, который также характеризуется невысокими значениями финансово-экономических критериев, должен быть реализован компанией для поддержания необходимого уровня запасов и обеспечения ее устойчивого развития.

Среди остальных проектов наилучшие показатели имеют **проект 1** (реконструкция трубопроводов), **проект 3** (уплотнение сетки скважин) и **проект 4** (внедрение новых технологий).

Срок окупаемости этих проектов небольшой, и они не требуют значительных капиталовложений, поэтому они, скорее всего, будут приняты компанией.

Среди проектов, связанных с разработкой новых месторождений, наиболее приемлемым является проект 6, так как он расположен в районе, имеющем хорошо развитую инфраструктуру, что позволит при небольших инвестициях быстро получить доход. Можно сказать, что здесь наблюдается эффект синергии, когда проект, сам по себе не являющийся высокоэффективным, имеет значительный экономический эффект при включении его в портфель данной компании.

Таким образом, исходя из стратегических соображений, менеджеры компании в первую очередь отберут для реализации первые 6 из 9 описанных проектов, суммарный объем капиталовложений по которым в 0-й год составит 432 млн долларов. Что касается реализации Проектов 7–9, то для принятия решения о том, какие из них стоит выбрать и в какой доле финансировать, необходимо использовать более тонкие методы при условии соблюдения определенных бюджетных ограничений. Именно здесь на помощь приходят методы портфельного анализа.

2.8. Сценарий экономической оценки проектов поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений

Рассмотрим вкратце этапы и методы, используемые зарубежными компаниями при обосновании программ разведки и освоения нефтяных месторождений. Исходные экономические данные для проведения анализа включают в себя динамику цен, темпы инфляции, норму дисконта (табл. 2.5).

Таблица 2.5

Данные по месторождению

Показатели	№	Мин.	Мода	Макс.
Затраты на ГРП (100%-ая доля компании – налоги)		–	–	–
Чистые затраты на поиски, на б.н.э.				
Затраты на оценку		–	–	–
Затраты на разработку	(1)	–	–	–
Добыча «на плато» (млн б.н.э./сут)	(2)	–	–	–
Затраты на оценку/ разработку, на б.н.э.	(3)	–	–	–
Эксплуатационные расходы, б.н.э.	(4)	–	–	–
Производственные затраты, б.н.э.	(5)=(3) + (4)	–	–	–
Уд. затраты на разработку, млн б.н.э./сут.	(6) = (1)/(2)			

Эксперты различают геологическую и коммерческую вероятности успеха. Геологическая вероятность успеха (ВУ) определяется из статистики поисково-разведочных скважин по месторождению. Коммерческую ВУ можно определить из распределения размеров месторождения и минимально рентабельного размера запасов. Однако относительное влияние низких значений ВУ в сочетании с более высокими величинами запасов (в особенности для модального и среднего значений) в определенной степени нейтрализуют друг друга, и поэтому некоторые компании рассматривают лишь геологическую ВУ.

При определении ценности разведочного проекта для каждого момента распределения (мини, моды, макс) рассчитываются ожидаемые величины ЧДД и ВНР. Полученные оценки являются некоторым приближением, поскольку ВУ рассчитывается в целом для всего распределения, а не для отдельных его моментов. Ожидаемое значение ЧДД (ОЧДД) определяется из выражения:

$$\text{ОЧДД} = 1/3(\text{ОДЧД мини} + \text{ОДЧД мода} + \text{ОДЧД макс}); \text{ или:} \\ 0.3 \text{ ОДЧД мини} + 0.4 \text{ ОДЧД мода} + 0.3 \text{ ОДЧД макс}.$$

Отметим, что не существует «интегральной» величины ВНР.

Менеджмент должен оценить следующие характеристики результатов ГРП:

- показатели безрискового «полного» проекта (при условии успеха, с включением этапа ГРП);
- показатели эффективности решения о вводе в разработку (при условии успеха, с включением только этапа разработки);
- показатели эффективности решения о поисках и разведке.

Для всех трех показателей рассчитываются минимальные, модальные и максимальные значения (табл. 2.6).

Показатели эффективности для трех моментов распределения

Показатели	мини	мода	макси
ВНР	–	–	–
Срок окупаемости	–	–	–
ЧДД ($i=0\%$)	–	–	–
ЧДД ($i = x\%$)	–	–	–
Прибыль от проекта без дисконта ($i = 0\%$)	–	–	–
Прибыль от проекта с дисконтир. ($i = x\%$)	–	–	–
Экономический порог запасов (отдельно для этапов ГРР и разработки)	–	–	–

Кроме того, рассчитывается показатель ОДЧД ($i = 0\%$) = $1/3(\text{мини} + \text{мода} + \text{макси})$; и

$$\text{ОДЧД } (i=x\%) = 1/3(\text{мини} + \text{мода} + \text{макси}).$$

Исходя из этого, рассчитывается минимальная рентабельная цена («цена отсечения» для $i=0\%$.)

Помимо традиционных критериев эффективности рассчитываются:

- рост стоимости капитала: ЧДД/величина финансовых обязательств по проекту;
- пороговая цена нефти (газа) без и с учетом дисконтирования ($i=0\%$; $i=x\%$);
- корпоративные финансовые обязательства с учетом всех операций в рассматриваемой стране.

Процесс принятия решений в разведке и разработке во многом сходен, поскольку в обоих случаях используются общие экономические критерии. Оба вида анализа базируются на сценарных моделях, ведущая роль при этом принадлежит геологической науке, обычно используется интегрированный подход.

В то же время нельзя упускать из виду основные отличия экономики проектов ГРР от экономики проектов разработки (табл. 2.7).

Для принятия решений по проектам разработки характерны:

- неопределенности: геологическая (неоднородность пластов и т. д.), эволюция технологий, неконтролируемые внешние параметры (цены, доступ к рынкам и т. д.);
- вероятностный подход при оценке запасов (как следствие, проведение анализа чувствительности);
- решения, базирующиеся на интервальной оценке запасов 2Р и аналогичных схемах;
- проекты должны оставаться выгодными для запасов категории 1Р, даже при маргинальных экономических параметрах при условии высоких значений «upside» (возможного потенциального выигрыша).

Таблица 2.7

Различие характеристик проектов ГРП и разработки

	<i>Проекты ГРП</i>	<i>Проекты Разработки</i>
Степень неопределенности	высокая	относительно небольшая
Характеристика проектов	изменчивость параметров, виртуальный	материальный
Оценка параметров	большая вариация	ограниченная в разумных пределах
Размер инвестиций	относительно невысокий рискованный капитал	крупные с высоким капиталом риска
Финансирование	акционерный капитал	в основном, кредиты
Влияние на финансовую устойчивость	списание затрат для безуспешных программ в зависимости от режима налогообложения	отсроченный положительный приток наличности
	геофизические методы ограничивают объемы бурения	массовое бурение, промышленное обустройство

Из этого следует, что влияние неопределенности должно компенсироваться за счет выбора выгодных контрактных условий и нивелироваться за счет разделения цикла на этапы.

Ограничение риска достигается путем управления портфелем и использования стимулов «не технического» характера. Так, ограничение финансового риска достигается за счет соответствующего выбора контрактных условий – моментов входа и выхода из проекта, распределения обязательств по этапам, применения бонуса добычи, управления параметрами в СРП. Распределению риска также способствуют партнерство, совместные предприятия, проведение мониторинга, использование «интеллектуальных» систем, позволяющие находить адекватный ответ на стратегии конкурентов. Плюс к этому, необходим согласованный анализ рисков и использование портфельного подхода.

Основные постулаты теории портфеля состоят в следующем: невозможно достичь низко рискованного портфеля без потери значительной части его ожидаемой стоимости. Неизбежным следствием в поведении проектанта, не склонного к риску, является существенная и часто не регистрируемая потеря стоимости.

Необходим крупный поисковый портфель для того, чтобы получить статистически приемлемый финансовый риск. Однако такие крупные поисковые портфели могут быть не совместимы с общей позицией менеджеров, которая часто характеризуется краткосрочными целями и результатами, высокой надежностью геотехнологий, незаинтересованностью в партнерстве.

Некоторые способы ранжирования перспективных площадей состоят в построении кривых вероятности распределения запасов и накопленного распределения запасов. При этом рассчитывается чистая маржа в расчете на доллар затрат на ГРП.

Оценку эффективности использования финансовых средств для ожидаемого прироста запасов формулируют в виде отношения «рискованной» маржи к затратам на ГРР.

С этой целью рассчитывается «индекс привлекательности ГРР», цель которого с использованием ограниченных данных получить оценку «квази ЧДД» по рассматриваемым площадям.

«Индекс привлекательности» может быть рассчитан по формуле:

$$\left[\frac{\text{Объем запасов} \times \text{коэффициент успешности} \times \{\text{прибыль на 1 б.н.э.} - \text{инвестиции на 1 б.н.э.} - \text{эксплуатационные издержки на 1 б.н.э.}\}}{\text{стоимость бурения} \times \text{коэффициент успешности}} \right] * 0.67$$

С целью выбора наилучшей последовательности операций и проектов широко используются традиционные методы построения сценариев с помощью «деревьев решений». Оценку активов, представленных запасами в недрах, проводят в соответствии со следующими этапами.

1. Классификация и группировка активов по полигонам, геологическим горизонтам, основным районам деятельности, ближайшим объектам работ, нерентабельным, истощенным, труднодоступным объектам. Включение в рассмотрение новых приобретений (новых блоков, арендуемых участков), а также предоставление объектов в пользование (продажа, сдача в аренду). База данных по активам представляет собой постоянно обновляемую информацию о геологических и экономических параметрах рассматриваемых площадей.

2. Разработка и выбор критериев оценки. Геологическое ранжирование проводится по множеству специальных критериев. Общее ранжирование оцениваемых участков включает в себя более широкий круг критериальных показателей: ранжирование с позиций геологических перспектив, уровня экономических показателей, степени жесткости контрактных условий, определяемых видом соглашений с принимающей стороной и т.д. При этом должны быть рассмотрены и другие проблемы, учитывая, что «не существует универсального критерия ранжирования». В таких случаях полезным оказывается построение характеристических графиков, отражающих разные стороны соизмерения затрат и результатов программы. Среди наиболее часто используемых критериев оценки можно назвать такие как анализ ЧДД, интегральная («holistic») оценка, метод «Монте Карло», оценка риска и неопределенности, портфельный анализ, теория опционов, теория полезности, количественные и качественные оценки. Исследования показали [22], что наблюдается хорошая корреляция между выбранной совокупностью критериев принятия решений и успешностью инвестиционных проектов. Как правило, компании достигают наиболее высокого рейтинга, если они используют широкий спектр критериев выбора на систематической основе (в порядке возрастания их сложности).

3. Определение степени соответствия активов бизнес-стратегии компании. Такое соответствие стратегическим целям можно характеризовать следующим примерным перечнем показателей:

- приемлемый уровень финансового риска в каждой стране деятельности компании;
- наличие явно выраженной связи с приобретением запасов;
- возможность эффективного операционного управления;
- благоприятные условия для формирования альянсов и партнерств;
- учет специфики газового сектора с точки зрения развития рынка, степени возможной интеграции;
- «социально-культурные» связи с представителями принимающей страны и ее НК;
- уровень бюрократизации;
- выработка рекомендаций по формированию базы активов компании, исходя из триады решений: «инвестировать – удерживать – продавать».

По завершении перечисленных этапов компания разрабатывает план внедрения схемы управления активами. При этом следует учитывать, что у нее могут быть некоторые основания для оценки активов выше величины ожидаемого чистого дисконтированного дохода (ОДЧД). Среди них можно выделить группу факторов производственного характера, таких как:

- установление определенного бонуса (премии) за оцениваемую площадь, с учетом «целевых» для компании размеров запасов, относительно низкого риска и т.д.;
- оценка величины запасов, которая превышает «среднее» значение;
- высокий верхний потенциал выигрыша («upside potential»).

Из экономических факторов, которые могут обусловить повышенную по сравнению с формально рассчитываемой оценкой активов, можно назвать более низкий уровень ожидаемых затрат, меньшую норму дисконтирования и некоторые другие.

И, наконец, отклонения расчетной и принимаемой компанией оценки активов могут быть обусловлены факторами стратегического характера. Например: локализация перспективной площади в пределах «района базовой деятельности» компании, дополнительный выигрыш от более раннего по сравнению с конкурентами выхода на перспективную территорию («премия для первого входящего»), возможность более быстрой реализации эффекта от совокупного портфеля и др.

3. МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОБОСНОВАНИЯ РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА

3.1. Создание стоимости: факторы, влияющие на эффективность

В нефтяной отрасли создание стоимости заключается в наращивании дохода сверх инвестированного капитала на всех стадиях нефтяной цепочки, в особенности на стадии апстрим, на которую приходится около 70% инвестиций. На рисунке 3.1 представлена система факторов, оказывающих влияние на создание стоимости в нефтяном секторе.

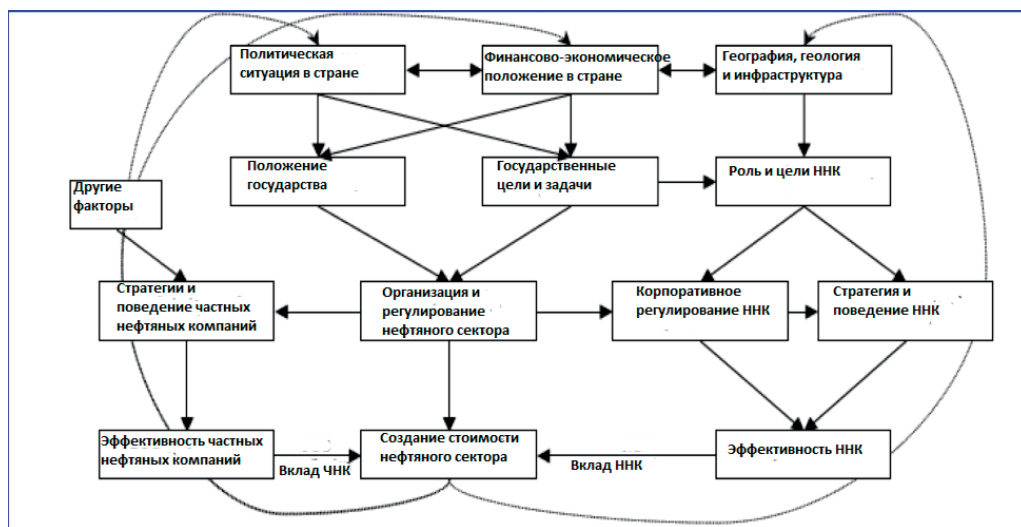


Рис. 3.1. Система факторов, влияющих на создание стоимости в нефтяной отрасли
Источник: Центр энергетической экономики, Университет Техаса [23]

В создание стоимости национальных нефтяных компаний (ННК), кроме наращивания прибыли, входит также эффективное развитие углеводородного сектора страны и ее социальное и экономическое развитие. Большая часть ННК характеризуются: ограниченной отчетностью и непрозрачностью (не считая ННК с некоторой долей публичных акций отечественного или международного выпуска), широкой вариацией структуры затрат в зависимости от ННК, большими финансовыми вложениями в суверенную власть, большими трудовыми ресурсами, сильной корреляционной зависимостью между корпоративным управлением/налоговым режимом/коммерциализацией и созданием стоимости ННК.

Движущими силами роста добавленной стоимости ННК являются такие факторы, как география и геология, государственное регулирование, организа-

ция и регулирование нефтяного сектора, стратегия и поведение ННК и корпоративное регулирование. В табл. 3.1 приведены составляющие компоненты этих аспектов.

Таблица 3.1

Движущие факторы создания стоимости ННК

Фактор	Компоненты
География и геология	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ресурсная база (млрд барр.)
Государственное регулирование	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Индексы Мирового Банка в голосовании и подотчетности, политическая стабильность, эффективность государства, качество регулирования, верховенство закона, контроль коррупции ▪ Доход н/г отрасли в процентах от общих государственных доходов ▪ Доход отрасли в процентах от ВВП ▪ Членство в ВТО ▪ Членство в ОПЕК ▪ Чистый экспорт нефти ▪ Профицит/дефицит госбюджета в процентах от ВВП ▪ Механизмы стабилизации (нефтяные фонды и т.п.)
Организация и регулирование нефтяного сектора	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Публичная прозрачная национальная политика принятия решений в нефтегазовом секторе ▪ Наличие конкретных целей и разделов управления ▪ Процент добычи нефти и газа (без ННК) ▪ Процент переработки продуктов (включая ННК) ▪ Роялти ННК, налоги на добычу, налоги на прибыль/выручку в секторе апстрим ▪ Оценки института Фрейзера: качество финансовых условий; налоговый режим; соблюдение нормативных требований; экологические нормы ▪ Наличие четко определенных, публично раскрытых поставленных целей, ранжируемых по приоритетности и публично измеряемых для ННК
Стратегия и поведение ННК	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Доля в секторе апстрим, контролируемая ННК ▪ Доля в секторе нефтепереработки, контролируемая ННК ▪ Капитальные затраты в секторе апстрим в процентах от общего объема капитальных затрат ▪ Капитальные затраты на переработку в процентах от общего объема капитальных затрат ▪ Международные доходы ННК в процентах от общего объема доходов ▪ Совместные предприятия ННК и другие партнерства
Корпоративное регулирование ННК	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Организационная структура ННК и структура собственности ▪ Процент негосударственной собственности ННК ▪ Процент независимых членов Совета директоров ННК ▪ Назначение полномочий председателя Совета директоров ▪ Независимость капитала и бюджетных процессов ННК ▪ Финансовая прозрачность ННК ▪ Прозрачность данных о запасах на стадии добычи

Создание стоимости ННК включает в себя три компонента: операционную эффективность, финансовую эффективность и эффективность реализации «национальной миссии» (рис. 3.2).

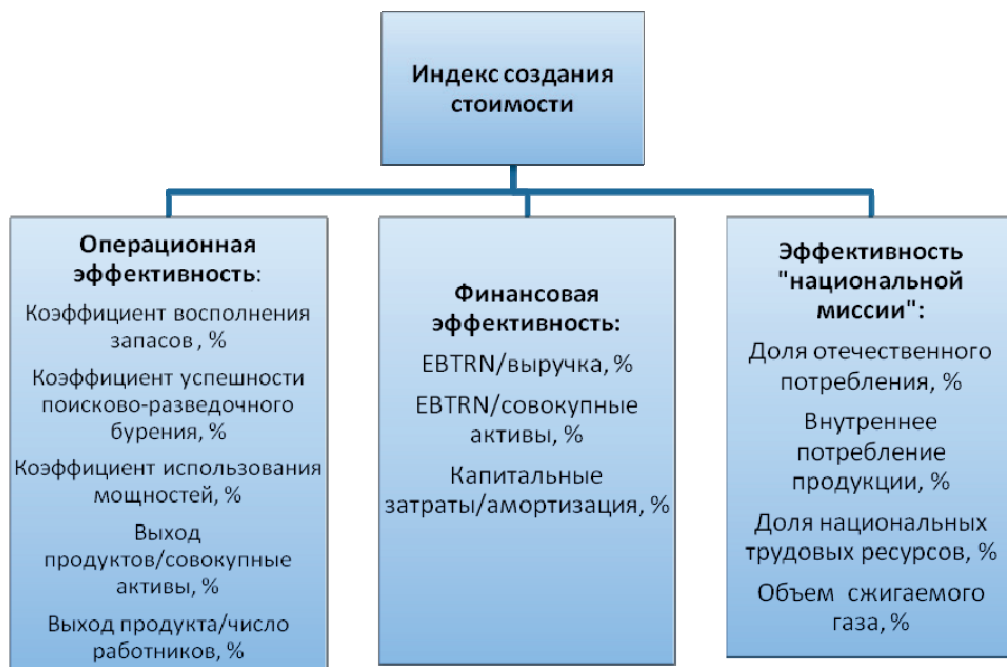


Рис. 3.2. Компоненты создания стоимости ННК

Индекс создания стоимости (VCI) за период 2006–2011 гг. с учетом этих трех критериев для представительной выборки ННК с учетом и без учета налоговых платежей представлен на рис. 3.3 и 3.4.

Доля фискальных отчислений этих компаний от общей выручки показана на рисунке 3.5. В фискальные отчисления входят общие налоги, роялти, дивиденды и другие платежи. Стоит заметить, что некоторые из ННК проводят специфические некоммерческие расходы, связанные с национальной миссией. Стоимость, связанная с этими льготами, не учитывалась.

Большие фискальные отчисления государству не снижают стоимость и не являются потерей стоимости, поскольку государство – собственник ННК. Индекс создания стоимости имеет тесную корреляционную связь со всеми движущими силами прироста стоимости.

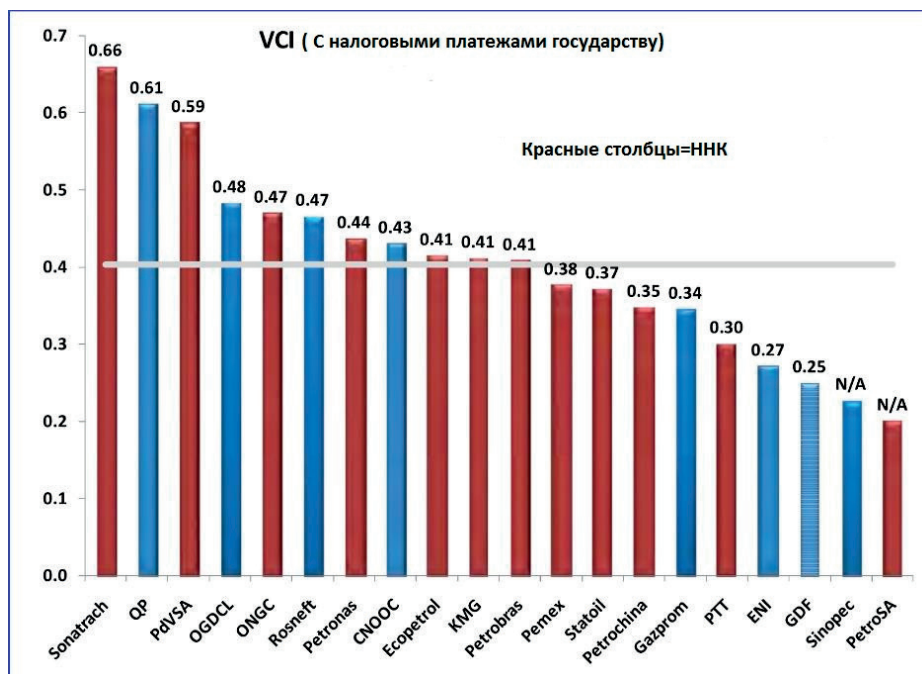


Рис. 3.3. Индекс добавленной стоимости для ННК с учетом финансовых отчислений государству, в среднем за 2006–2011 гг.

Источник: публикация Центра энергетической экономики, Университет Техаса [23]

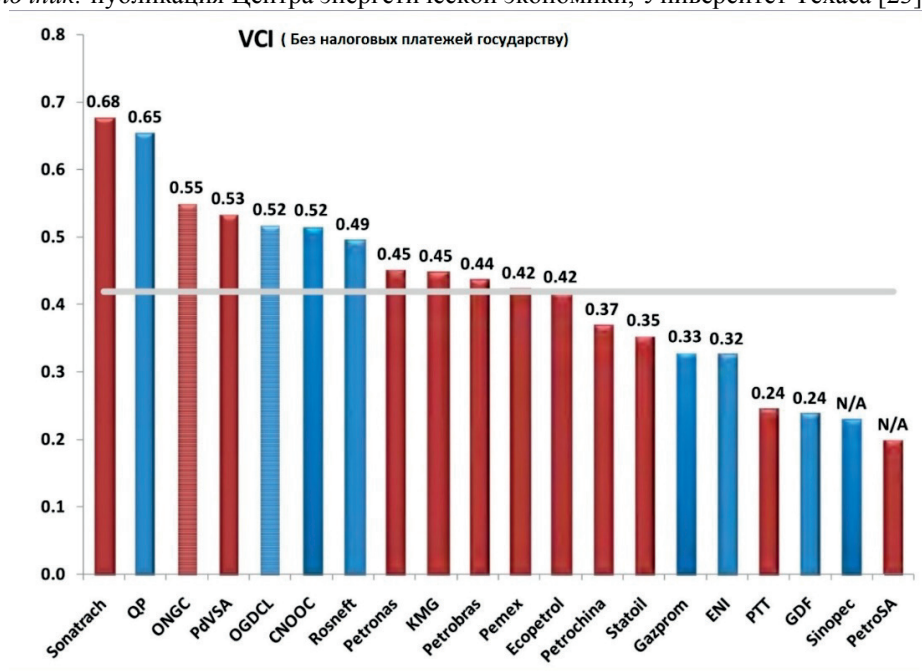


Рис. 3.4. Индекс добавленной стоимости для ННК без учета финансовых платежей государству, в среднем за 2006–2011 гг.

Источник: публикация Центра энергетической экономики, Университет Техаса [23]

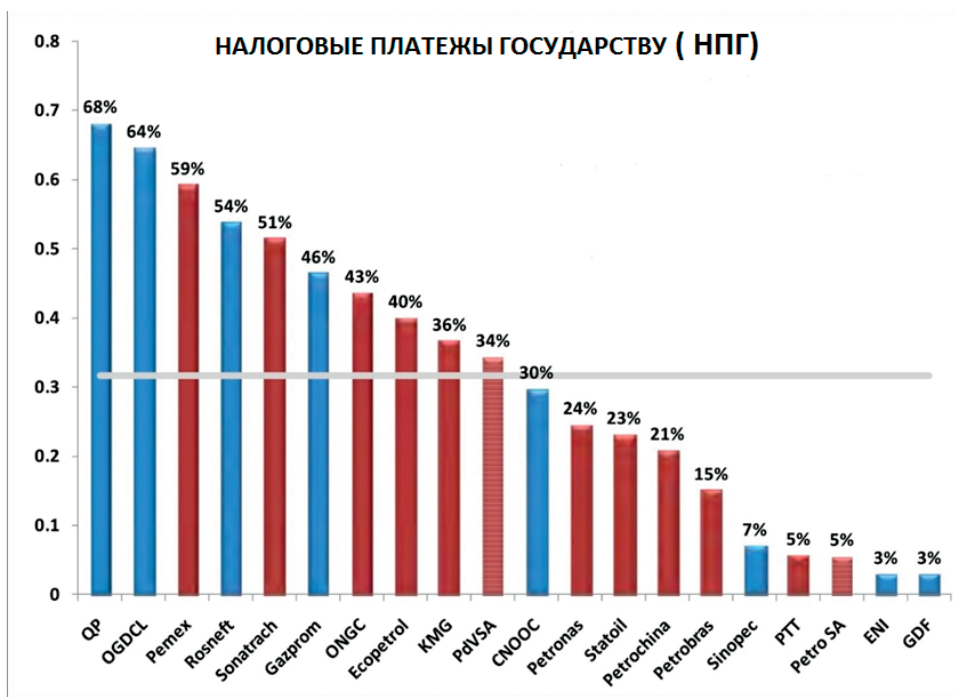


Рис. 3.5. Фискальные платежи НКК государству, в среднем за 2006–2012 гг.

Источник: публикация Центра энергетической экономики, Университет Техаса [23]

3.2. Предельно допустимые затраты нефти и газа в секторе апстрим

В условиях резких колебаний рыночной конъюнктуры и в связи с изменением динамики показателей деятельности компаний с ростом истощения ресурсной базы важно определить уровень предельно допустимых затрат на производство, при достижении которого деятельность компаний становится убыточной. Широко используемое в отраслевой литературе понятие затрат безубыточности («breakeven costs»), как правило, не сопровождается необходимыми пояснениями в отношении его экономического содержания и области использования.

В табл. 3.2 приведен перечень некоторых определений предельно допустимых затрат (ПДЗ), или «затрат безубыточности», которые обеспечивают нормальное вознаграждение на вложенный капитал и представляют собой предел затрат для рентабельного выпуска продукции. Среди представленных ниже определений предпочтительным, по мнению экспертов, является определение, выделенное жирным шрифтом.

Таблица 3.2

Различные варианты определения предельно допустимых затрат

Предельно допустимые затраты	Определение	Комментарий
Бухгалтерские ПДЗ (наиболее распространенный подход)	Затраты на добычу + транспортные затраты + затраты на амортизацию (DD&A*)	Это определение ПДЗ исходит из чисто бухгалтерского подхода
ПДЗ полного цикла (основное в секторе апстрим)	Затраты на добычу на баррель + затраты на ГРП и Р на баррель	Оно является частичным, т.к. исключает SG&A, транспортные затраты и WACC
ПДЗ полного цикла (исключая WACC)	Затраты на добычу на баррель + затраты на ГРП и Р на баррель + SG&A** + транспортные затраты	Исключает доходность капитала
ПДЗ полного цикла (включая WACC)	Затраты на добычу на баррель + затраты на ГРП и Р на баррель + SG&A + транспортные затраты + WACC	Дает оценку для полного энергетического цикла. Затраты включают в себя нормальную рентабельность. Это определение затрат охватывает все долгосрочные затраты. Если эти затраты не покрываются в долгосрочном периоде, то производственная деятельность неустойчива
Затраты + прямые налоги на добычу («Cash Cost»)	Затраты на добычу + SG&A	Если компании покрывают эти потоковые затраты, они могут продолжать производство с этим активом. Однако возмещение лишь этих затрат не обеспечивает устойчивости в долгосрочном периоде, поскольку не учитывается резерв на возмещение капитала или на доходность капитала

*DD&A** – расходы на обесценивание, истощение и амортизацию нематериальных активов;
*SG&A*** – коммерческие, общепроизводственные и административные расходы

Важность показателя предельно допустимых затрат в разведке и добыче нефти и газа.

В рамках долгосрочной перспективы нефтяная и газовая промышленность должна постоянно осуществлять капитальные затраты на поиски, разведку и разработку месторождений нефти и газа. Полный перечень затрат отрасли, необходимых для поддержания или наращивания добычи, называют «полный цикл затрат».

Как правило, если цены на сырую нефть или природный газ превышают затраты полного цикла (ЗПЦ), компании имеют стимулы для поддержания инвестиций и проведения операций в секторе апстрим. Однако если разница между ЗПЦ и ценами на УВ в течение длительного периода времени сужается, компании считают, что устойчивость процесса инвестирования не может поддерживаться, и в результате капитальные затраты, добыча и восполнение запасов начинают падать.

Многие эксперты утверждают, что высокий и растущий уровень затрат в отрасли за последнее десятилетие стал одной из главных причин, по которой маркерная цена на нефть поддерживалась на уровне свыше 100 долларов за баррель.

Поэтому понимание того, какие виды издержек должны включаться в полный цикл затрат на нефть и газ, является центральным моментом для прогнозирования динамики цен на нефть и газ в будущем, а также для оценки перспектив добычи нефти и газа, восполнения запасов и прогноза капитальных затрат в отрасли.

Ниже рассматривается методология оценки затрат для минимально рентабельного уровня производства, или затрат полного цикла в добыче нефти и газа. Такой подход обеспечивает четкое понимание элементов затрат в нефтяной и газовой промышленности и будет стимулировать обсуждение вопросов, связанных с поведением цен на нефть и газ.

Ключевые элементы полного цикла затрат

С точки зрения независимой нефтяной компании и обеспечения ее безубыточной деятельности в средне- и долгосрочной перспективе, рекомендуется возмещать следующие важнейшие элементы затрат.

SG&A: коммерческие, общепроизводственные и административные расходы.

Расходы на приобретение нефтяных участков: расходы на приобретение участков с недоказанными запасами, являющихся составной частью нефтегазового бизнеса.

Затраты на поисково-разведочные работы: компания должна покрывать расходы на геологические и геофизические работы (G&G), лицензирование и расходы на бурение поисково-разведочных скважин.

Затраты на разработку: компания должна покрывать расходы на приобретение, строительство и установку производственных объектов бурения и разработки месторождений. В международной практике затраты на поиски и разработку часто группируются совместно и обозначаются термином *F&D (finding & development)*. В российской аббревиатуре – затраты на ГРП и Р.

Издержки на добычу нефти и газа: также известны как «затраты на извлечение» (*lifting cost*). Это расходы на эксплуатацию и обслуживание скважин и сопутствующего оборудования и сооружений, включая амортизацию и расходные операционные затраты на ремонт и содержание оборудования и промышленных сооружений и другие расходы на содержание и эксплуатацию скважин.

Транспортные расходы: компания должна покрывать затраты на транспортировку своей продукции, поставляемой на рынки сбыта.

Налоги на добычу: компания должна платить налоги на добычу или роялти в пользу принимающей страны. Это может быть фиксированная ставка роялти в % от объемов добычи или рассчитываться по более сложной схеме в соглашениях о разделе продукции.

Рентабельность капитала: МНК должна, как минимум, покрывать стоимость капитала в среднесрочной перспективе. В противном случае она разрушает ценность (величину распределяемых доходов) для своих акционеров. Целевая доходность капитала вычисляется для каждой компании на основе стоимости долга и стоимости собственного капитала.

Премия за риск: компании обычно предусматривают премию за риск сверх стоимости капитала для покрытия возможного ущерба в условиях неопределенности, характерной для инвестиций в нефтегазовый сектор.

Вышеперечисленные элементы затрат составляют **полный цикл затрат** на поиски, разработку и добычу нефти и газа.

Методы расчета отдельных элементов затрат

SG&A – эти расходы не учитываются отдельно для сектора апстрим вертикально интегрированных компаний, поэтому за основу берется значение затрат SG&A на баррель на базе представительной выборки чисто добывающих компаний в своей базе данных.

Затраты на приобретение участков с недоказанными запасами. Эти затраты отражаются компаниями в соответствии с требованиями Комиссии по ценным бумагам США (SEC).

F&D расходы. Эти расходы рассчитываются на основе отчетности SEC по затратам на поиски, разведку и разработку, а также затрат на приобретение участков с недоказанными запасами, которые делятся на величину открытий, изменений запасов (поскольку они являются частью долгосрочного периода восполнения запасов) и на величину запасов, полученных за счет МУН.

Затраты на добычу или затраты на подъем жидкости регистрируются для представления в SEC.

Транспортные расходы отражаются компаниями различными способами, но если они известны, включаются при расчете ПДЗ.

Налоги на добычу, в том числе роялти, налоги на добычу (severance taxes), эксплуатацию недр и налоги, уплачиваемые при разделе продукции или в концессионных соглашениях, сообщаются компаниями в Комиссию по фондовому рынку и ценным бумагам США (SEC).

Рентабельность капитала – вычисляется для каждой компании как средне-взвешенная стоимость капитала. Стоимость собственного капитала рассчитывается с помощью модели ценообразования капитальных активов (безрисковая ставка + бета x премия за рыночный риск) (Capital Asset Pricing Model (Risk free

rate + beta x market risk premium). При оценке стоимости долга рассчитываются процентные расходы плюс капитализированные проценты, деленные на общую сумму долга.

Премии за риск. Экспертами разработан уникальный рейтинг странового риска, отражающий уровни риска в разных странах. Он может включать в себя технические и коммерческие премии за риск, которые могут потребоваться дополнительно и зависят от индивидуальных условий.

Некоторые подводные камни расчета затрат

Расчет стоимости элементов 1 барреля связан с рядом проблем, описанных ниже.

Искажения расходов за баррель, обусловленные крупными переоценками запасов, вызванными исключительными ревизиями, или сокращением ресурсной базы, вызванной колебаниями цен.

Например, в конце 2012 года многие американские компании инициировали крупные списания запасов газа из-за снижения внутренних цен на природный газ. Эти эффекты можно сгладить, используя скользящие средние трехлетние значения параметров.

Искажения затрат на баррель из-за различий времени «букирования» запасов. Расходы на ГРП и Р, понесенные в один год, могут привести к букированию запасов в будущие периоды. В этом случае использование скользящих средних значений за 3-хлетний период также позволит смягчить эффекты несинхронности затрат и результатов.

Использование данных о затратах ГРП и Р по запасам категории 1Р означает, что вычисляемые затраты на поиски и разведку оказываются консервативными и существенно более низкими, чем в случае, когда при расчете стоимости восполнения запасов учитываются запасы категорий 2Р.

Компании не проводят различий в стоимости сырой нефти и стоимости природного газа. Хотя они и разграничивают изменения запасов между нефтью и газом, затраты сырой нефти в компании не учитываются отдельно от расходов, связанных с природным газом. Существует методика, основанная на опыте компаний с различной долей нефти в суммарных ресурсах УВ, позволяющая корректировать данные по затратам, так что в итоге полный цикл затрат для сырой нефти может быть отделен от затрат для природного газа.

Анализ цен безубыточности для сланцевой нефти и газа

С падением цен на нефть в июле 2014 г. ЦБУ сланцевой нефти стала основной темой для обсуждения среди аналитиков, т.к. данный параметр позволял оценить реакцию североамериканских сланцевых операторов на падение нефтяных котировок. ЦБУ покрывает затраты полного или половины цикла. Затраты полного цикла включают в себя полные издержки по проектам освоения нетрадиционных ресурсов. Данный показатель включает в себя издержки на поиски и

разработку (finding and development (F&D)), такие как покупка или аренда земельного участка и проведение сейсмических испытаний. Также в данный показатель включаются соответствующие значения внутренней нормы доходности (IRR) и налогов. Затраты половины цикла относятся к предельным издержкам бурения и добычи из дополнительной скважины, когда затраты на землю и другие невозвратные издержки («sunk cost») уже были понесены.

Следует заметить, что цены безубыточности не являются одинаковыми для всех компаний по разведке и добыче и зависят от ряда переменных. Две компании, добывающие на одном и том же плее, могут иметь разные цены безубыточности из-за качества площадей (земли), даже если они работают на одной и той же формации. Например, в Пермском бассейне существует ряд формаций, таких как Глориента-Йесо, Або-Йесо, Спроберри и Бон Спринг, которые имеют разные ЦБУ. Согласно данным Департамента минеральных ресурсов Северной Дакоты, ЦБУ варьируют в пределах от \$30 до \$75 в разных частях плеча Баккен, тогда как затраты половины цикла могут составлять всего \$15. Следовательно, порог рентабельности для добычи сланцевой нефти может варьировать в широких пределах. В настоящее время ЦБУ для сланцевых плеев США колеблется от \$10 до \$55 за баррель. Согласно Rystad Energy, средняя величина ЦБУ в период с 2013 по 2016 гг. снизилась на 22% (рис. 3.6). На наиболее продуктивных скважинах данная цена составляет от \$25 до \$30 за баррель. Наибольшее снижение ЦБУ среди ключевых сланцевых плеев наблюдалось на Пермском бассейне Мидлэнд (рис. 3.7) – падение составило 33% за данный период.

С начала падения цен на нефть в июне 2014 г. сланцевые операторы значительно сократили издержки путем экспериментов с новыми методами и технологиями повышения добычи, что привело к снижению цены безубыточности. За последние годы технологии, применяемые на американских сланцевых залежах, продвигались намного быстрее, чем в любом другом сегменте энергетической отрасли. Сосредоточение бурения в наиболее продуктивных зонах, называемых «sweat spots», наряду с улучшением эффективности вследствие технологических инноваций, играет ключевую роль в снижении цены безубыточности.

На рис. 3.8 приведено сравнение месячного значения средней цены безубыточности на Мидлэнд с долей пробуренных скважин, находящихся на участках «sweat spots». Из него следует, что концентрация бурения на участках «sweat spots» обеспечила существенное снижение цен безубыточности¹.

Что касается технологических улучшений, то, во-первых, все главные сланцевые месторождения увеличили эффективность бурения, и в среднем в настоящее время одна буровая установка может пробурить до 16 горизонтальных

¹ Permian Midland Review: Acreage high grading and breakeven prices // Rystad Energy [Электронный ресурс] URL: <https://www.rystadenergy.com/NewsEvents/Newsletters/UsArchive/shale-newsletter-march-2017> (access date: 21.03.2017)

скважин в год общей глубиной 15000 футов. На плее Ниобара одна буровая установка может бурить до 27 горизонтальных скважин (рис. 3.8)².

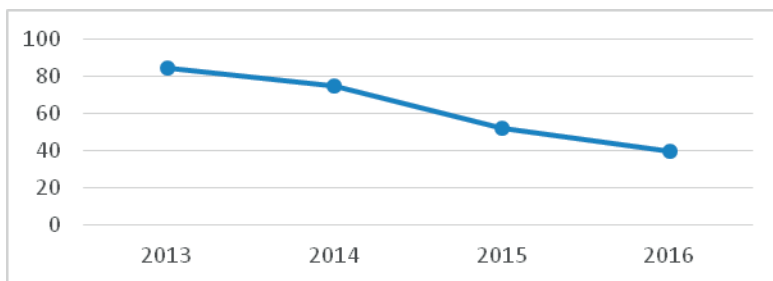


Рис. 3.6. Средняя величина ЦБУ в пермском сланцевом бассейне, \$/бар.

Источник: Rystad Energy[24]

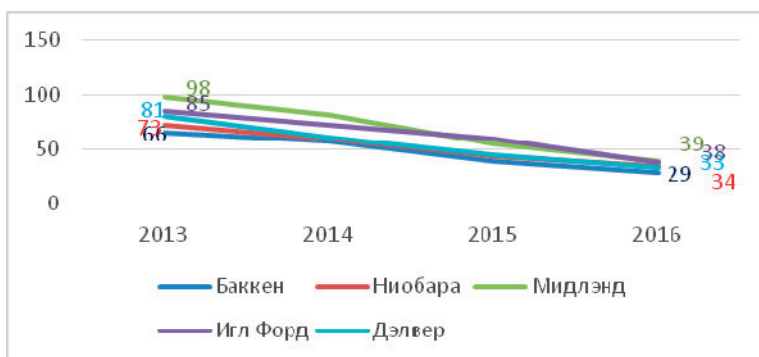


Рис. 3.7. Цена безубыточности в разрезе основных сланцевых плеев США, \$/бар.

Источник: Rystad Energy [24]

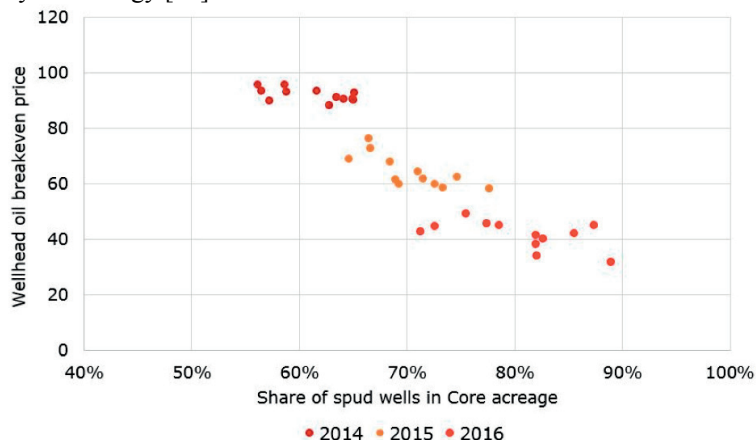


Рис. 3.8. Зависимость между скважинами на участках «sweat spot» и ЦБУ

Источник: Rystad Energy

² Shale efficiencies reached record high in 2015, what about 2016? // Rystad Energy [Электронный ресурс] URL: <https://www.rystadenergy.com/NewsEvents/Newsletters/UsArchive/shale-newsletter-december-2015> (access date: 21.03.2017)

Во-вторых, все основные сланцевые месторождения увеличили среднюю длину боковых стволов. Длинные боковые стволы требуют большего объема пропантов и более крупных стадий. Следовательно, наблюдается больший контакт с коллектором, который приводит к высокой добыче нефти. Это можно наблюдать на скважинах Пермского плеча, где небольшое увеличение в длине стволов привело к значительному росту использования пропантов. Баккен является плечом с наиболее длинным боковым стволом на скважину, в основном, благодаря скважинам, пробуренным такими компаниями как Anadarko, Bill Barret и Noble Energy.

В-третьих, благодаря улучшению технологий на всех сланцевых месторождениях наблюдается улучшение показателя начальной добычи.

В итоге непрерывный процесс улучшения применяемых на сланцевых плечах технологий по добыче нефти приводит к снижению цен безубыточности. Для значительной части сланцевых скважин Пермского бассейна в 2015 г. ЦБУ оказались ниже \$50 за бар.

В отличие от нетрадиционных залежей, где темпы падения добычи составляют около 6% в год, типичные темпы падения добычи для сланцевых скважин составляют 60% в первый год и 25% во второй год. Следовательно, для поддержания стабильного уровня добычи необходимо непрерывно инвестировать в новые скважины. Такое быстрое снижение объемов производства означает, что проекты очень сильно зависят от уровня цен на нефть в течение первого года эксплуатации. Обычные месторождения, напротив, характеризуются более длительными периодами времени как инвестирования, так и эксплуатации. Издержки добычи сланцевой нефти специфичны для каждой отдельной скважины, учитывая большую дифференциацию промыслово-геологических характеристик каждого пласта.

Помимо состояния ресурсной базы нефтегазовых компаний и продуктивности залежей, большое значение в достижении ими целевой рентабельности инвестиций имеет характер заключаемых ими соглашений с принимающими странами или их национальными компаниями. Поэтому в следующем разделе рассматриваются различные типы договорных отношений между владельцами недр и субъектами недропользования.

3.3. Сравнение нефтяных соглашений и достижение условий сбалансированности

Каждое нефтяное соглашение имеет определенные достоинства и недостатки. Преимущество концессии – в том, что это прозрачная и доказавшая свою эффективность система. Там, где существует закон о концессиях, правительство может опираться на законодательную базу страны для получения дополнительных преимуществ. Но концессионная система – недостаточно гибкая.

В сравнении с ней, соглашения о разделе продукции с их «обоюдоострым мечом» раздела продукции и налогообложения имеют преимущество. Недостаток СРП состоит в том, что несмотря на наличие механизма адаптации к изменению цен на нефть, иностранная нефтяная компания может быть как в выигрыше, так и нести убытки.

Рисковые сервисные контракты имеют то преимущество, что позволяют устанавливать больший контроль, однако это неприемлемо для компаний, которые хотели бы получать вознаграждение в виде сырой нефти, а не в денежном выражении.

В итоге каждая страна должна найти тип соглашения или комбинацию соглашений, которые наилучшим образом подходят к их национальным особенностям.

Важнейшие характеристики двух основных форм соглашений в области недропользования в мировой нефтяной промышленности приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Нефтяные соглашения компаний с государством

Лицензии (аренда, разрешения, концессии)	Контракты (СРП)
Компания имеет исключительные права на поиски, разведку и разработку нефтяного и газового месторождения.	Права на поиски, разработку и добычу получают на основе соглашений с государством.
Все операции финансируются компанией, которая имеет лицензию.	Все операции финансируются подрядчиком.
Вся продукция является собственностью держателя лицензии и может быть продана по рыночным ценам.	Затраты на поиски, разработку и добычу покрываются из соответствующей доли продукции («затратной» нефти).
Налоги и роялти выплачиваются государству, исходя из объемов добычи и прибыли.	Оставшаяся продукция («прибыльная нефть») делится между подрядчиком и государством по определенной шкале.
Часто является обязательным государственное участие. Оно «проводится» иностранной компанией на стадии ГРП (т.е., ННК не несет затраты).	Компания из своей прибыли выплачивает корпоративный налог.

Сравнительный перечень основных характеристик для трех типов основных соглашений в мировой нефтедобыче представлен в таблице 3.4.

Таблица 3.4

	Система «Налог+роялти»	СРП	Сервисный контракт с риском
Тип проектов	Все типы: ГРП, разработка, МУН	Все типы: ГРП, разработка, МУН	Все типы, но обычно без ГРП
Собственность на инфраструктуру	МНК	ННК	ННК
Передача прав собственности на инфраструктуру	Не передается	Наземное или демонтированное	Наземное или демонтированное
Собственность МНК на УВ (права на извлеч. нефть)	Валовая добыча за вычетом роялти	Затратная нефть + прибыльная нефть	Нет. Но может иметь преимущественные права на покупку
Репатриация сервисного оборудования компании	Да	Да	Да
Права МНК на добываемую нефть(%)	Обычно около 90%	Обычно 50–60%	Нет (по определению)
Передача прав на УВ	На устье скважин	Налогообложение в пункте экспорта	Нет
Финансовые обязательства	100% контрактор	100% контрактор	100% контрактор
Участие государства	Да/ не всегда	Да/ как правило	Да/ очень часто
Предел возмещения затрат	Нет	Обычно	Иногда
Государственный контроль	Обычно слабый	Высокий	Высокий
Контроль со стороны МНК	Высокий	От низкого до среднего	Низкий

Достижение условий сбалансированности и гибкости при режиме концессии.

Возможные решения в области достижения гибкости в заключаемых соглашениях сводятся к следующему:

- Использование прогрессивной ставки роялти (например, от 5% до 15%), определяемой в зависимости от суточной добычи, локализации месторождения (на суше, на мелководном шельфе, в глубоководном шельфе), от даты открытия («старые» или «новые» месторождения), от типа УВ (нефть, природный газ), от фактической рентабельности проекта (роялти как функция внутренней нормы рентабельности).

Однако эти изменения недостаточны, поскольку роялти определяется исходя из объемов добычи (выручки от продаж) без непосредственного учета достигаемой рентабельности. В предельной ситуации некоторые страны вообще отменили платежи роялти для месторождений с высокими затратами (например, страны Северного моря).

- Надбавка к инвестициям (с тем, чтобы не дискриминировать дорогостоящие месторождения) – в виде инвестиционного кредита, дополнительной суммы амортизации («uplift»), или расширения площади консолидации прибыли, охватывающей всю страну, а не отдельное месторождение или концессию.
- Использование прогрессивной ставки налогообложения прибыли (например, в зависимости от уровня рентабельности).
- Прогрессивное участие государства в инвестициях и конечных результатах.
- Введение дополнительного нефтяного налога («excess profit tax») в той или иной форме; это наиболее распространенное решение, но при этом часто забывают внести соответствующие коррективы для достижения двух искомых целей, в частности, для стимулирования открытий небольших месторождений.

В нефтяной отрасли были разработаны многочисленные налоговые системы для введения налогов на сверхдоходы. В странах ОПЕК введение повышенного налога на прибыль от нефтяных операций (в некоторых странах – до 85%) можно отнести к такого рода мерам.

Эти системы влияют на рентабельность концессионера, но опыт показывает, что они не очень избирательны. Действительно, они базируются на превышении цен на нефть над базовой индексируемой ценой (пример – налог на «случайную» прибыль в США), либо на некотором заместителе рентабельности, рассчитываемой лишь по бухгалтерским правилам (как в случае с нефтяным налогом в Великобритании), но не с позиций экономической рентабельности.

Так, некоторые страны ввели «налог на ресурсную ренту» (НРР), рассчитываемую, исходя непосредственно из фактической рентабельности проектов разведки и разработки. Вначале это сделала Папуа-Новая Гвинея, затем Мадагаскар, Сомали, Сенегал, Австралия.

Схема этого налога такова, что он обеспечивает государству ежегодно (помимо роялти и налога на прибыль) прогрессивный нефтяной налог, величина которого равна «доле чистого годового кэшфлоу» компании (после вычета налогов), генерируемого по лицензионному участку (месторождению). Эта доля определяется, исходя из внутренней нормы рентабельности (ВНР), достигнутой компанией и рассчитываемой за период между датой подписания контракта (или предоставления лицензии на поиски) и концом года, для которого производятся расчеты (табл. 3.5).

Таблица 3.5

Схема прогрессивного налога

ВНР (рассматриваемая норма)	Доля кэшфлоу (рассматриваемая доля)
> 15%	0%
15–20%	A %
20–25%	B %
> 25%	C %

Практический метод состоит в следующем.

До тех пор, пока концессионер не достиг 15%-го значения ВНР после налогов в реальных ценах (т.е. с учетом инфляции), дополнительный налог не взимается; это соответствует первым годам эксплуатации месторождений.

Когда ВНР достигает значения от 15 до 20%, государство получает в виде дополнительного налога A % от величины чистого годового кэшфлоу, причем ставка A устанавливается сторонами до подписания контракта. Эта ставка достигает величины B , когда ВНР компании составляет от 20 до 25%, причем ставка B также является объектом переговоров.

Затем, когда ВНР проекта превысит 25 %, налог на дополнительный доход становится равным C %.

Основные преимущества и недостатки новых форм налогообложения нефтесодобывчи, связанные с фактической рентабельностью операций, состоят в следующем.

В соответствии с этой схемой теоретически возможно, что концессионер делает относительно небольшие отчисления государству в начальный период разработки. Это дает стимулы компании и позволяет снизить порог рентабельных открытий и тем самым поощряет поиски и разведку.

Более логичной представляется увязка суммы выплат государству с фактической рентабельностью проекта, чем с физическими параметрами (например, суточной добычей).

В случае высокорентабельных проектов долгосрочные интересы государства оказываются защищенными через выплаты налогов на дополнительные доходы, что представляет гарантию стабильности контрактных или налоговых условий.

Однако предлагаемая система может представляться сложной для понимания и управления.

Механизм налога на дополнительный доход (НДД) с позиции некоторых нефтяных компаний имеет тот недостаток, что снижает их мотивацию к инвестированию в ГРП, поскольку в случае крупных открытий маржинальные отчисления государству становятся слишком высокими, чтобы обеспечить нормальное вознаграждение за риск ГРП (он не принимается во внимание при расчетах нормы рентабельности).

Эти недостатки зависят от обсуждаемой нормы НДД и более или менее компенсируются возможностью для инвестора быстрее возместить свои инвестиции (в первые годы добычи НДД не выплачивается).

Достижение условий сбалансированности и гибкости в условиях СРП.

А) Общие положения

Для СРП легче изменять контрактные условия по сравнению с режимом концессий, принимая прогрессивную шкалу раздела «прибыльной нефти», поскольку эта шкала устанавливается на основе переговоров, а не фиксируется законодательно.

Имеются другие решения с целью:

- содействовать разработке небольших открытий;
- увеличить долю государства в нефтяной ренте, когда она слишком велика.

Б) Гибкость в отношении возмещения затрат.

Возможны следующие решения:

- изменить максимальную долю продукции, идущей на покрытие затрат компании;
- изменить продолжительность амортизации основных фондов;
- ввести «инвестиционный кредит».

С) Гибкость в отношении раздела «прибыльной нефти».

Обычно с этой целью используют следующие методы:

- выбор единственной ставки раздела участниками соглашения вместо прогрессивной шкалы, в зависимости от суточной добычи (Испания, Китай, Мозамбик и др.), или накопленной добычи по месторождению.

Выбор единственной ставки раздела является не гибким решением и может быть использован лишь в условиях относительно постоянных затрат.

Прогрессивная шкала представляет собой существенное улучшение при условии, что удастся установить значимую связь между объемами добычи и потенциальной рентабельностью подрядчика. Однако она не позволяет учитывать изменение цен на нефть.

Для преодоления этого недостатка было предложено:

- Введение верхнего порога цен с целью увеличения доли государства в случае роста цен на нефть с темпом, превышающим темпы инфляции (Ангола, Малайзия).
- Установление механизма, который позволяет увязать долю подрядчика с фактической рентабельностью операций путем:
 - переговоров в отношении дополнительного налога на нефтяные доходы (аналогичного тому, что используется в режиме концессий), которые выплачивает подрядчик в денежном выражении в счет своей доли «прибыльной нефти», причем последняя определяется, как в обычных СРП (Танзания, Тринидад);
 - на основе прямого раздела прибыльной нефти в зависимости от фактической рентабельности подрядчика (Либерия, Экваториальная Гвинея). В первые годы вся продукция за исключением минимальных поступлений государству приходится контрактору; затем доля государства может прогрессивно возрастать в зависимости от фактической рентабельности – по схеме наподобие той, что применяется в режиме концессий;
 - и, наконец, производить в любой момент раздел «прибыльной нефти» в зависимости от величины коэффициента R , определяемого из соотношения:

Накопленные доходы подрядчика / Накопленные инвестиции подрядчика.

При этом доля подрядчика уменьшается с ростом коэффициента R (механизм, введенный в Индии в 1986, в Египте в 1987 г.);

– с теоретической точки зрения два последних решения являются наиболее приемлемыми. Однако они имеют те же преимущества и недостатки, что и рассмотренные выше применительно к режиму концессий.

Безусловно, поиски наибольшей гибкости и прогрессивности в контрактных условиях представляют сложную задачу: компромисс состоит в том, чтобы выбрать между преимуществами простоты контрактов и недостатками сложности некоторых механизмов.

Нефтяные компании действуют в различной правовой и контрактной среде, когда могут сосуществовать режимы концессий и СРП. Изменение цен имеет противоположный эффект в этих ситуациях – высокие цены могут означать более высокие доказанные запасы в режиме «налог плюс роялти», тогда как в соглашениях СРП более высокие цены означают меньший уровень владения запасами. Таким образом, существенный сдвиг в уровне цен в любой момент времени в течение отчетного периода может иметь значительные последствия – как увеличение, так и снижение налогов в зависимости от законодательства и направления изменения цен, в то время как в действительности сами валовые объемы могут не изменяться.

Рассмотрим принципы формирования устойчивого характера взаимоотношений нефтяной компании и принимающей страны в условиях значительной неопределенности основных регулирующих параметров.

3.4. Принципы формирования обоюдовыгодных фискальных систем

Обоюдовыгодная фискальная система («win-win») в секторе апстрим характеризуется следующими основными требованиями. Она должна: (1) стимулировать инвестирование и проведение ГРП; (2) способствовать развитию малого бизнеса; (3) позволять выгодно осваивать трудноизвлекаемые запасы и удаленные от инфраструктурных объектов месторождения; (4) обеспечивать равноправное распределение экономических выгод между правительством принимающей страны и инвестором.

Практический способ достижения бесприоритетной для обеих сторон фискальной системы осуществляется на основе экономического моделирования. Экономические модели, построенные для разработки и представления различных сценариев моделирования, включают в себя для каждого из них определенный размер ресурсов и запасов нефти и газа, программу проведения поисков, разведки и разработки месторождений, профили добычи, объем капложений, действующие и прогнозные цены на нефть и т.д. Эти параметры могут быть оценены в рамках и в соответствии с предлагаемыми типами контрактных соглашений между заинтересованными сторонами.

Основными факторами, которые определяют привлекательность инвестирования компанией в разведку и разработку нефтяных месторождений в принимающей стране, являются «Геология», политическая стабильность, надежность

правовой системы, финансовая и фискальная прозрачность, присутствие или близость рынка и необходимой инфраструктуры, а также налоговая система (рис. 3.9).



Рис. 3.9. Основные факторы фискальной системы

Из этих факторов «Геология», с ее оценкой перспективности и размеров открытий и их производственного потенциала, пожалуй, является наиболее важным. Однако для правительства принимающей страны и инвесторов главный фактор – бюджетная система. Она должна играть балансирующую роль в дифференцированном влиянии факторов «Геологии», удовлетворяя как ситуации, когда имеют место низкий УВ потенциал и высокие шансы маргинальной или убыточной экономики, так и ситуации отказа от свертывания работ в условиях непредвиденных высоких экономических результатов ГРР, когда УВ потенциал был недооценен (рис 3.10). Это достигается за счет увеличения или снижения стимулов в соответствии с углеводородным потенциалом принимающей страны.

Ситуация непредвиденной прибыли в целом вызывает неодобрение общественности и правительств принимающих стран, и ее следует избегать. Конечная цель состоит в том, чтобы сбалансировать интересы государства и инвестора.

В странах, имеющих скромную ресурсную базу, для привлечения инвесторов должны устанавливаться относительно щедрые налоговые системы. В отличие от этого, страны, богатые нефтяными ресурсами, могут позволить себе иметь более жесткие налоговые системы.

Эффективная с финансовых позиций налоговая система («выигрыш–выигрыш») обладает следующими характеристиками.

1. Стимулирует проведение поисково-разведочных работ.
2. Содействует освоению и разработке как небольших, так и крупных месторождений.



Рис. 3.10. Влияние факторов «Геологии» на достижение сбалансированности налогов

3. Обеспечивает специальные стимулы для трудных в разведке или освоении запасов.

4. Позволяет осуществлять справедливый раздел прибыли между принимающей страной и подрядчиком при различных результатах эксплуатации месторождений и, в определенной мере – при различных ценовых сценариях. Свойство справедливости раздела лучше всего оценивать, исходя из соотношения между долей государства (ДГ) и внутренней нормой доходности (ВНД) инвестора (рис. 3.11).

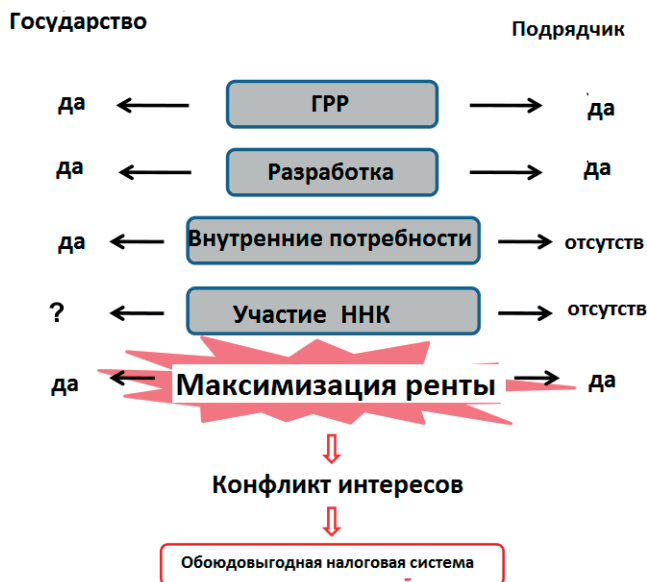


Рис. 3.11. Основные цели налоговой системы в секторе апстрим

Стимулирование ГРП

Деятельность ГРП требует соответствующей и надлежащей корректировки за риск неудачных исходов или убыточные результаты. Для принятия программы ГРП необходимо, чтобы ожидаемый чистый дисконтированный доход, EMV был выше нуля

$$EMV = NPV * P_{es} - Cap_{risk} * (1 - P_{es}),$$

где: NPV – чистый дисконтированный доход (ЧДД) после налогов для благоприятного исхода («вознаграждение») подрядчика,

P_{es} – вероятность коммерческого открытия,

Cap_{risk} – рискованный капитал (дисконтированный).

1. Параметр P_{es} связан с «Геологией» (геологическими факторами) и находится за пределами контроля инвестора, за исключением того, что инвестор может выбирать наиболее эффективные стратегии поисков, нацеленные на открытие крупных месторождений. В отношении капиталовложений Cap_{risk} возможности варьирования затрат также ограничены.

Эффективным способом увеличения ожидаемого чистого дисконтированного дохода, EMV , является рост NPV , который существенно зависит от «Геологии», цен на нефть и налоговых режимов.

В районах с высокими перспективами нефтегазоносности проведение ГРП обычно оправдано вследствие высоких значений P_{es} и высоких значений потенциала запасов/потенциала ЧДД; поэтому налоговые стимулы не являются критичными для ГРП. Если налоговые условия не обременительны и цены на нефть не слишком низкие, то рассматриваемые площади автоматически удовлетворяют критерию «В-В», а также способствуют проведению ГРП.

Однако в районах с низкими перспективами нефтегазоносности налоговые стимулы крайне необходимы.

Льготы, которые стимулируют ГРП, включают в себя: 1) отсутствие платежей до проведения ГРП (например, бонуса подписания); 2) отсутствие платежей в начальной стадии эксплуатации месторождения (например, рента и роялти); 3) благоприятную схему возмещения затрат и 4) мягкие условия консолидации затрат и прибылей, т.е. облегченные условия «налогового ограждения». По таким площадям фискальная система «В-В» должна включать в себя эти стимулы – и, возможно, дополнительные.

Если международная нефтяная компания (МНК) «проводит» национальную (ННК) через стадию ГРП, то величина EMV уменьшается из-за необходимости делить размер вознаграждения. Этот эффект может быть сглажен, если ННК ретроактивно участвует в доле затрат на ГРП в случае открытия месторождения. В любом случае, участие ННК обычно снижает стимулы МНК, в особенности в районах низкой перспективности УВ.

МНК предпочитает, чтобы ННК полностью разделяла разведочные риски в любом случае, что редко наблюдается на практике.

В целом доходы, получаемые принимающей страной на ранних стадиях разработки проекта, также не стимулируют ГРП. Налоговый режим, который имеет

такие характеристики, обычно называют «регрессивным» в противоположность «прогрессивной» системе налогообложения, когда государство получает доходы на поздних стадиях, после возмещения затрат инвестора (рис. 3.12).



Рис. 3.12. Динамика государственных доходов

1. Проблема запасов

При заданной «Геологии» и определенных ценах на нефть налоговые стимулы вновь становятся важными для разработки небольших и маргинальных месторождений. Это не только справедливо для высокоперспективных площадей, но и более важно для площадей с относительно низкими перспективами. Действительно, для площадей с высокими перспективами жесткие налоговые условия обычно препятствуют разработке небольших месторождений и запасы остаются в недрах.

В эту категорию попадают также специальные налоговые льготы для инвестиций, направляемых на увеличение нефтеотдачи (МУН).

2. Особые ситуации

Система «В-В» должна создавать стимулы для ситуаций, когда затраты подрядчика необычно высоки (из-за местоположения, окружающей среды или требуемых технологий). В эти категории попадают труднодоступные территории, глубоководный шельф, тяжелые нефти, залежи с аномально высокими температурами и давлением пластов, разработка и проведение операций МУН с использованием CO_2 или закачкой воды и пара. Ряд стран и, в частности, правительство Великобритании вводят специальные налоговые льготы для таких условий.

3. Справедливое распределение

Справедливое распределение экономических благ между принимающей стороной – государством – и подрядчиком при различных сценариях является наиболее важным аспектом бесприоритетной фискальной бюджетной системы. Различные сценарии относятся, в основном, к различным результатам в преде-

лах лицензионного договорного участка (зоны месторождения). По определению, беспроигрышная фискальная система должна обеспечивать справедливое распределение экономических выгод от освоения УВ между двумя сторонами, независимо от результатов эксплуатации месторождения – с точки зрения запасов, добычи (продуктивности) и качества УВ. Таким образом, дисбаланс или конфликт интересов, который потенциально может возникнуть с разными исходами при эксплуатации месторождения, должен быть сведен к минимуму или устранен.

В идеале, беспроигрышная фискальная система также устраняет несправедливость, которая может возникнуть в результате колебания цен на нефть. Из-за волатильности цен было бы нереалистично ожидать, что такая возможность есть у любой бюджетной системы. Лучшее, что можно ожидать – это то, что умеренный рост цен на нефть будет распределен, и последствия более крупных колебаний цен будут смягчены.

В связи с этим важно определить: что представляет собой «справедливое распределение»?

«Справедливое распределение» должно соответствовать следующим критериям: правительство взимает налог на прибыль в процентах, а подрядчик (пользователь недр) должен продемонстрировать положительную корреляцию внутренней нормы доходности (ВНР, IRR) в рамках различных сценариев доходности (рис. 3.13).

Отсутствие положительной корреляции между долей государства и нормой рентабельности IRR свидетельствует либо о «нечувствительности фискальной системы», либо о ее «искажении» – что является проблемой для большинства принимающих стран. Такие ситуации вызывают призывы к пересмотру налоговой системы, когда рентабельность подрядчика по какой-то причине значительно увеличивается, в то время как доля государства, в процентном отношении, стагнирует или даже снижается.

Нормально, хотя это и не является критерием для беспроигрышной фискальной системы, что доля государства должна превышать 40%, чтобы соответствовать международным нормам. Мировые статистические данные свидетельствуют о том, что доля государства для широкого спектра стран составляет в среднем около 65%, и редко бывает ниже 40%.

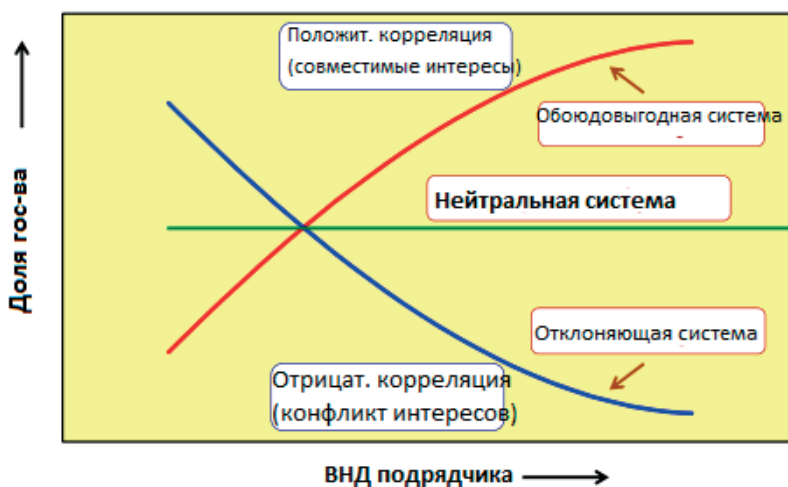


Рис. 3.13. Зависимость фискальных систем от доли государства и ВВП (IRR)

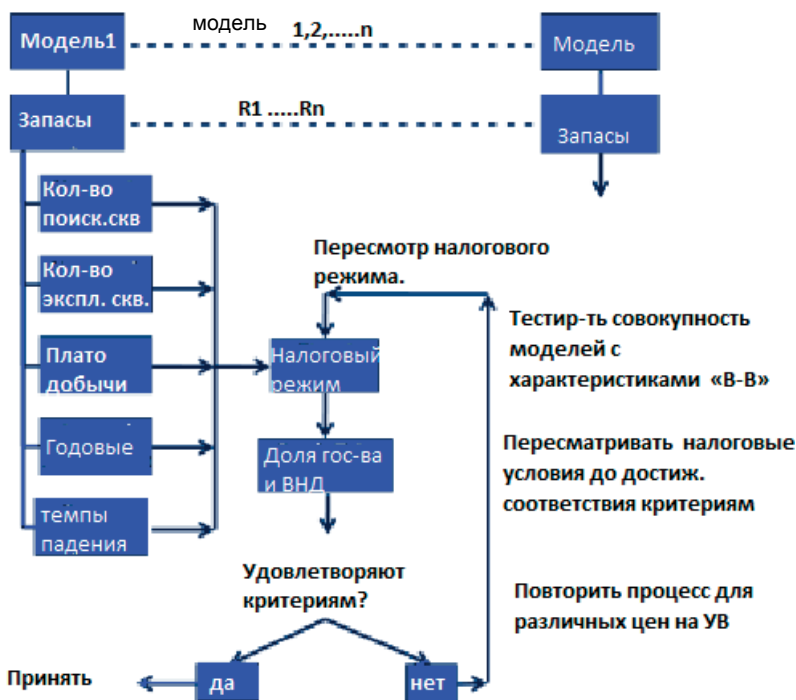


Рис. 3.14. Основные элементы экономического моделирования

4. Экономическое моделирование

Разработка фискальной системы «В-В» – непростая задача как для правительства принимающей страны, так и для МНК. Возможные варианты включают в себя, например, использование скользящей шкалы R-фактора или нормы рентабельности ROR в процессе поступления денежного потока с тем, чтобы тестировать финальную долю государства и величину ROR.

Можно рассматривать более прагматичный вариант, проводя экономическое моделирование с включением элементов имитации налоговых параметров (рис. 3.14).

Общее заключение: не существует универсального и идеального фискального режима в нефтедобывающей промышленности. Поиск наиболее благоприятной для участников модели является сплавом научного подхода и профессионального искусства управления процессом освоения недр.

4. МАКСИМИЗАЦИЯ СТОИМОСТИ НЕФТЯНЫХ РЕСУРСОВ

4.1. Факторы успеха при реализации программ поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений

Рассмотрим наиболее существенные характеристики стратегического поведения, которые следуют из опыта зарубежных нефтяных компаний, важнейшие факторы успеха и основные причины неудач при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. Успешная деятельность компаний апстрим означает:

- понимание сущности бизнеса сектора апстрим. Это предполагает разбиение цепочки на отдельные фазы и выделение лучших показателей эффективности в своей референтной группе компаний («peer group»).
- понимание стратегии вертикально интегрированных компаний (ВИНК). Четкая формулировка условий для успеха независимых компаний сектора апстрим.
- определение стратегии независимых компаний. Идентификация их возможностей и «ниш».

В операциях поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений можно выделить три стадии.

1. Начало освоения перспективного нефтегазоносного района

Речь идет о новых нефтегазоносных бассейнах, «пляях» и удаленных и пограничных труднодоступных зонах. Для них характерны:

- участие мейджоров, брокеров, занятых операциями с нефтяными участками;
- оценка и принятие компаниями инвестиционных рисков;
- использование новых технологий;
- высокий уровень потенциального экономического выигрыша («upside potential»);
- отсутствие или слабое развитие инфраструктуры;
- благоприятный налоговый режим.

Пример – глубоководный шельф.

2. Основной период освоения нефтегазовых ресурсов района

На данной стадии освоения нефтегазовых ресурсов отмечаются наиболее крупные открытия. Для этой стадии характерны:

- конкуренция многочисленных участников;
- участие мейджоров, национальных нефтяных компаний (ННК), компаний, занятых разведкой и разработкой (сектора апстрим);
- расходование основной части затрат;
- использование апробированных технологий;

- высокие затраты входа в бизнес для новых участников;
- относительно низкий уровень потенциального экономического выигрыша;
- большой объем сделок с активами.

3. Зрелая стадия (период падающей и затухающей добычи)

Это стадия дополнительного инвестирования. Для нее характерны:

- большое количество участников;
- участие мейджоров, национальных нефтяных компаний (ННК);
- низкая или отрицательная доходность;
- снижение операций по реинвестированию доходов;
- незначительная поисково-разведочная деятельность;
- владение инфраструктурой;
- затруднения для входа в бизнес.

Схематично описанные выше три стадии в освоении нового нефтегазоносного района показаны на рис. 4.1.



Рис. 4.1

4. Характеристики «лучшего» представителя в однородной группе компаний

Целевая установка компаний: формирование портфеля активов, минимизирующего сложную управленческую структуру, и акцентированного на проектах, которые обеспечивают наилучшие возможности для достижения высокой рентабельности и роста в краткосрочном и долгосрочном периодах.

Это может быть достигнуто за счет *сложения трех составляющих* (рис. 4.2):

1) материально-вещественных и информационных предпосылок успешной реализации проектов;

- 2) эффективного использования инвестированного капитала и
- 3) создания добавленной стоимости.

Рассмотрим их последовательно.

1) *Материально-вещественные характеристики включают в себя:*

- определенное количество месторождений с крупными запасами;
- стратегические ориентиры компаний;
- накопление и сохранение знаний о регионе деятельности;
- оптимизация портфеля активов;
- прозрачные и ясные условия доступа к недрам и инфраструктуре.

2) *Эффективность капиталовложений характеризуется следующими показателями:*

- затраты на открытие месторождений;
- сбалансированность в оценке и принятии риска;
- оптимальность разработки запасов;
- ясная стратегия выхода из проекта (района проведения работ);
- постоянный контроль и оценка инвестиций.

3) *Создание стоимости.*

Это результирующая характеристика деятельности компании, которая может быть описана следующими показателями:

- продолжительность нефтегазового цикла до момента коммерциализации продукции;
- реалистичная продолжительность полного цикла;
- оптимальное управление акциями.



Рис. 4.2

5. Участие мейджоров на отдельных стадиях апстрим

Если рассматривать позиционирование компаний-мейджоров в отношении приоритетов участия на трех рассмотренных выше этапах (открытие, основной период эксплуатации и доработка месторождения), то их можно ранжировать в порядке возрастания активности в зависимости от степени зрелости объектов, на которых они ведут операции (рис. 4.3): Total (относительно больший удельный вес на первой стадии), SHELL (относительно больший удельный вес на последней стадии), BP и EXXON (занимают промежуточное положение).

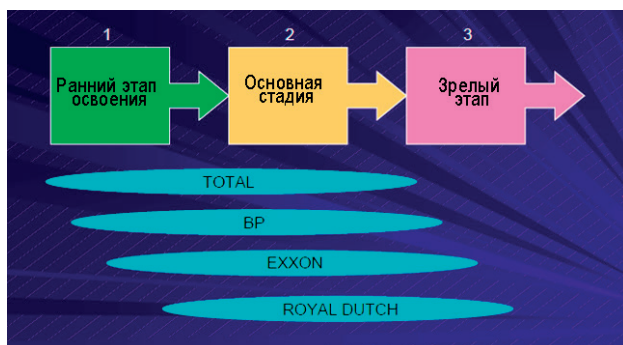


Рис. 4.3

6. Стратегии интегрированных нефтяных компаний на начальной стадии освоения ресурсов

Интегрированные нефтяные компании стремятся приобрести высокий профессионализм в оценке нефтегазоносного бассейна, что означает:

- приобретение надежной информации о наиболее перспективных районах и площадях рассматриваемого бассейна;
- улучшение долгосрочных отношений между компаниями операторами и сервисными компаниями;
- получение преимуществ «первого входящего» в новый нефтегазоносный бассейн.

Ниже (рис. 4.4) показан пример агрегированной позиции в наиболее перспективных зонах (Ангола, Мексиканский Залив, Бразилия, Нигерия).

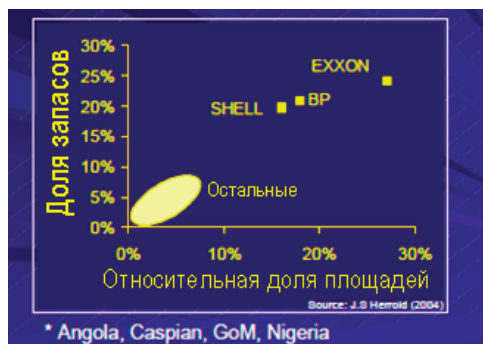


Рис. 4.4

7. Компании-мейджоры обладают достаточной гибкостью для целей оптимизации портфеля:

- Средний коэффициент успешности открытий составляет 30%.
- Реализуются возможности сбалансировать размер принимаемых рисков и уровень вознаграждения.

На рис. 4.5 показана принципиальная схема распределения компаний по величине риска и вознаграждения.

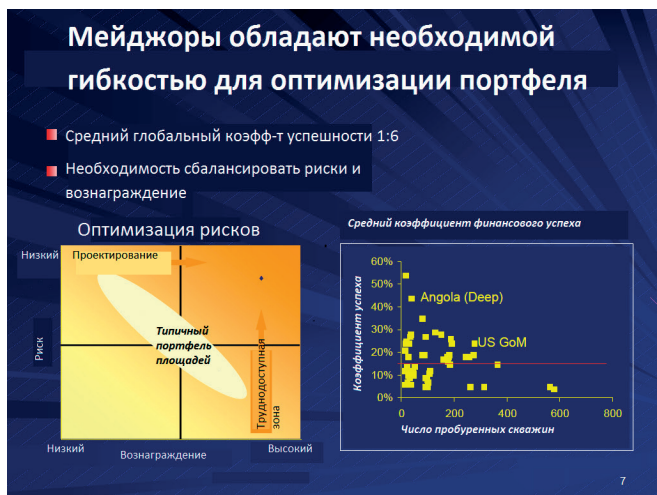


Рис. 4.5. Иллюстрация средней величины коммерческого успеха при открытии месторождений

8. Динамика показателей эффективности деятельности мейджоров на стадии геологоразведки

На рис. 4.6 приведена величина коэффициента восполнения запасов за период 1990–2003 гг. по крупнейшим нефтегазовым компаниям.



Рис. 4.6

9. Удастся ли мейджорам увеличить добавленную стоимость за счет проведения ГРП?

За период 1990–2003 гг. мейджоры инвестировали более \$3000 млрд. Они создали добавленную стоимость в размере более \$900 млрд.

На рис. 4.7 показана относительная динамика двух важнейших показателей: затрат на ГРП и величины чистого дисконтированного дохода, ЧДД (NPV).

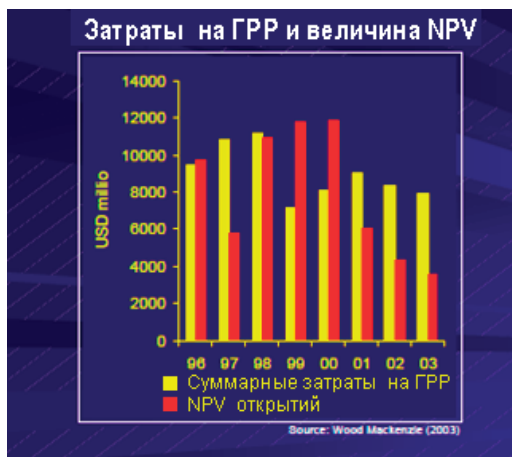


Рис. 4.7. Соотношение между добавленной стоимостью и прибылью для группы крупнейших нефтегазовых компаний

10. Среди основных неудач проектов ГРП можно выделить следующие (рис. 4.8, 4.9):

- Сокращается доля затрат на ГРП в суммарных инвестициях сектора апстрим.
- По мере уменьшения числа лицензионных участков начинает расти доля сухих скважин.
- Отмечается все большее давление на бизнес со стороны растущих затрат.

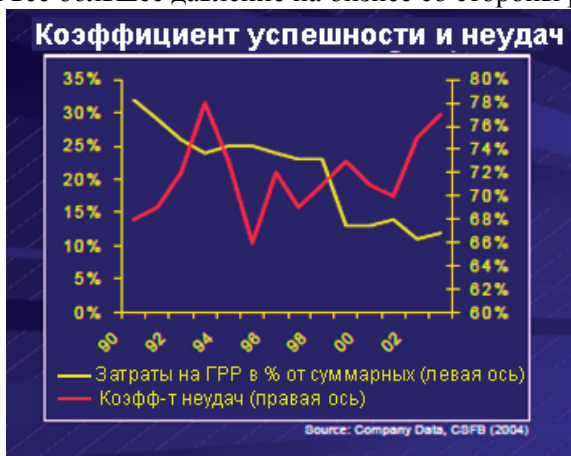


Рис. 4.8

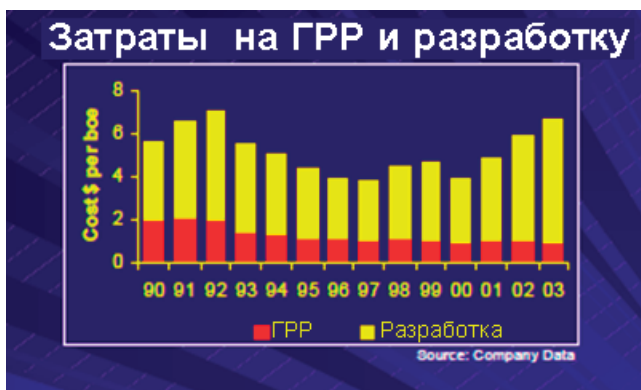


Рис. 4.9

11. Перспективы для мейджоров в области ГРП

Непростой проблемой для всех компаний является доступ к недрам. В этих условиях неизбежными становятся альянсы мейджоров с ННК и дальнейшая консолидация бизнеса в условиях отсутствия роста.

12. Стратегия мейджоров в зрелых нефтегазоносных районах

В зрелых нефтегазоносных районах мейджоры акцентируют внимание на вопросах снижения затрат, максимизации маржи и оптимизации портфеля активов (рис. 4.10).



Рис. 4.10

13. На второй стадии освоения ресурсов (период основной эксплуатации) мейджоры используют преимущества «дойных коров»:

- Основные области инвестирования, но доходность существенно ниже, чем на первой стадии.
- Внутренние и внешние ограничения для роста.

- Большая часть денежной наличности возвращается акционерам, а не инвестируется в сектор апстрим.

Распределение внутреннего денежного потока на резервируемую часть для целей капиталовложений и распределяемую часть в виде дивидендов на акции показано на рис. 4.11.



Рис. 4.11

14. Таким образом, стратегия мейджоров на стадии апстрим состоит в следующем:

- для достижения успеха компании должны инвестировать в новый бизнес достаточный капитал, с тем чтобы обеспечить существенную долю прироста запасов за счет новых открытий;
- для достижения успеха компании должны знать, когда будет достигнута точка, после прохождения которой дальнейшие инвестиции становятся неоправданными.

15. Факторы, обеспечивающие успех компаниям апстрим

Их можно разделить на контролируемые со стороны компании и неконтролируемые ею:

А) контролируемые

- операционные: рост запасов, рост добычи;
- финансовые: рост кэшфлоу, рост ЧДД;

Б) неконтролируемые

- рынок акций: стадия экономического цикла, доступ к финансированию;
- цены на сырье (нефть, газ).

В совокупности эти факторы формируют суммарный акционерный доход за счет роста капитала и увеличения его доходности (рис. 4.12).

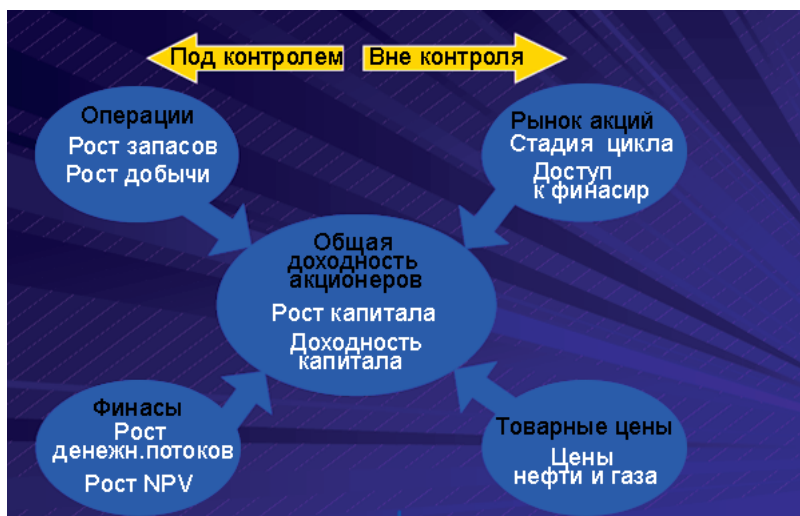


Рис. 4.12

16. Примеры позиционирования компаний на трех рассмотренных выше стадиях освоения ресурсов показаны на рис. 4.13.



Рис. 4.13

17. Направления и источники роста нефтяных компаний

Компании могут изменять свою стоимость за счет деятельности в области:

- поисково-разведочных работ;
- эксплуатации месторождений;
- реабилитации месторождений;
- сделок с активами;
- корпоративных преобразований.

Первые три направления определяют «органический» рост компании, последние два – рост за счет приобретения активов («неорганический» рост).

Опишем их характеристики.

1. Источники роста за счет поисково-разведочных работ:

- инвестирование с целью доступа к лицензионным участкам;
- использование передовых технологий;
- формирование и эффективное использование банка данных;
- мобилизация человеческого капитала.

2. Эксплуатация месторождений:

- моделирование процессов разработки и эксплуатации залежей;
- управление нефтегазовыми проектами;
- доступ к производственной и информационной инфраструктуре.

3. Реабилитация месторождений:

- определение наиболее выгодных контрактных условий;
- моделирование процессов разработки залежей с высокой степенью выработанности;
- управление проектами доразработки месторождений.

4. Сделки с активами:

- изучение опыта проведенных ранее сделок и их корректный анализ;
- сильная технологическая поддержка;
- высокий финансовый потенциал.

5. Корпоративные преобразования:

- финансовый потенциал;
- способности к интеграции;
- надежные и эффективные коммуникации.



Рис. 4.14

18. Установленные стратегии компаний сектора апстрим

Установленные стратегии сильно различаются.

Компании преследуют цели увеличения стоимости, роста, увеличения запасов и добычи.

Фактические стратегии компании часто отличаются от заявленных.

Ниже в качестве приложения приведены основные направления развития ГРР, способные обеспечивать добавленную стоимость.

4.2. Создание стоимости и перспективы развития ГРР: Приложение 1

Пересмотр направлений и стратегии развития поисково-разведочных работ можно свести к трем традиционным вопросам:

Где наиболее выгодно проводить поиски?

Какие по масштабам, продуктивности и содержанию УВ месторождения можно открыть и с какой вероятностью?

Как обосновать и реализовать оптимальную методику и программу проведения поисковых и оценочных работ? Агрегированная схема, иллюстрирующая логику формирования будущей стоимости, создаваемой за счет проведения ГРР, показана на рис. 4.15.



Рис. 4.15. Ожидания снижения рентабельности ГРР

В литературе нередко встречаются утверждения об избыточной величине запасов для текущих и ожидаемых в среднесрочной перспективе объемов добычи. Насколько они справедливы?

Данные о мировых запасах нефти с разбивкой по странам ОПЕК и неОПЕК показаны на рис. 4.16.

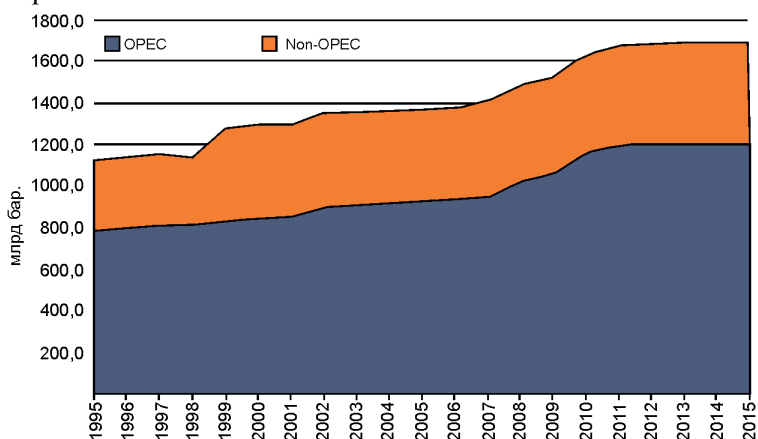


Рис. 4.16. Мировые запасы по данным ВР 1995–2015 гг. ОПЕК в сравнении с неОПЕК

По данным консалтинговой компании Gaffney Cline & Associates, 2017 [25] при неизменной годовой добыче на уровне 2017 г. текущие доказанные запасы будут достаточны до 2063 г. Однако среди профессионалов существуют и другие мнения.

Коэффициенты, характеризующие состояние ресурсной базы: R/P («кратность запасов к годовой добыче») и RRR («восполнение извлеченных запасов»)

Коэффициент восполнения запасов RRR (рис. 4.17):

- RRR измеряет сумму прироста доказанных запасов за год по отношению к годовой добыче;
- RRR – показатель, используемый для оценки операционной эффективности компании в секторе разведки и добычи.

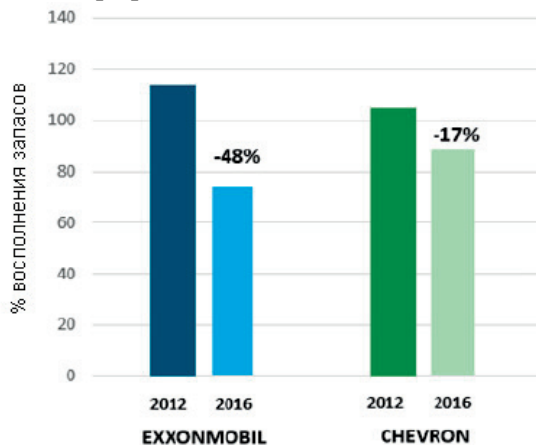


Рис. 4.17. Крупнейшие частные компании мира за 4 года существенно снизили восполняемость запасов новыми открытиями

Оценки показателя RRR для двух крупнейших частных компаний мира показаны на рис. 4.17.

Отношение запасов к годовой добыче: R/P = лет

- Коэффициент R/P показывает, на сколько лет хватит запасов в недрах при их извлечении со скоростью текущей годовой добычи (рис. 4.18).

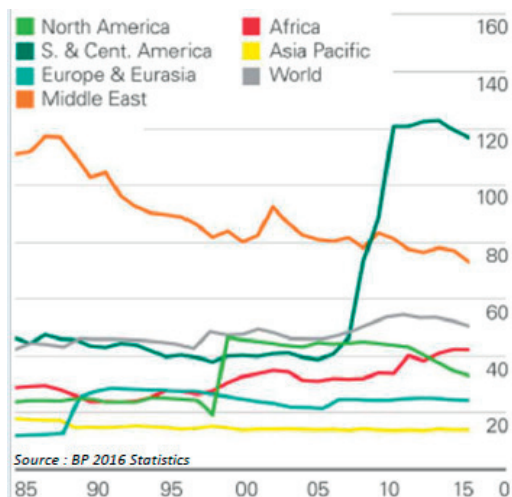


Рис. 4.18. По показателю кратности наблюдается особенно высокая дифференциация компаний по отдельным регионам мира

Ключевые показатели являются вызовом для компании

Основные тренды в развитии ГРП для традиционных ресурсов демонстрируются на рис. 4.19:

- динамика суммарных открытых запасов за весь период;
- наименьший прирост открытых запасов в период с 1947 г. по 2016 г.;
- сопоставимые объемы открытий в расчете на 1 скважину.

Объемы открытых запасов в мире Мировая кривая истощения запасов

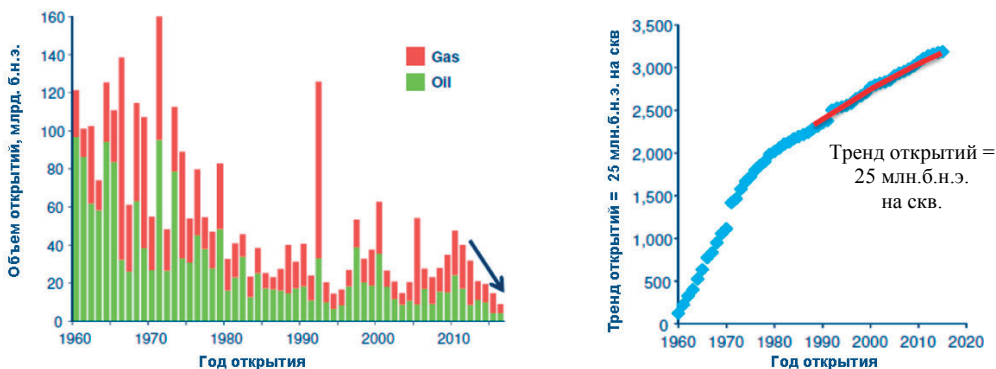


Рис. 4.19. Приросты и истощение запасов нефти и газа в мире

Источник: WM

Мировые капитальные затраты на ГРП сократились на 60% – со \$100 млрд (2014 г.) до \$40 млрд (2017 г.)

Сдвиг в ГРП пришелся на традиционные ресурсы:

- проект компании Shell на Аляске в Чукотском море;
- BP: большой австралийский Bight;
- ConocoPhillips: выход из глубоководных зон;
- Shell & Statoil: выход из арктических проектов;
- ExxonMobil: выход из Норвегии и инвестирование в плей Permian;
- Total сдвиг к газу и к «зеленой энергетике».

В связи с новыми условиями возникает вопрос: означает ли это конец высоких затрат, высокого риска и сложных мега-проектов? В настоящее время наблюдается широкая дифференциация затрат безубыточности по регионам и типам отложений (рис. 4.20):

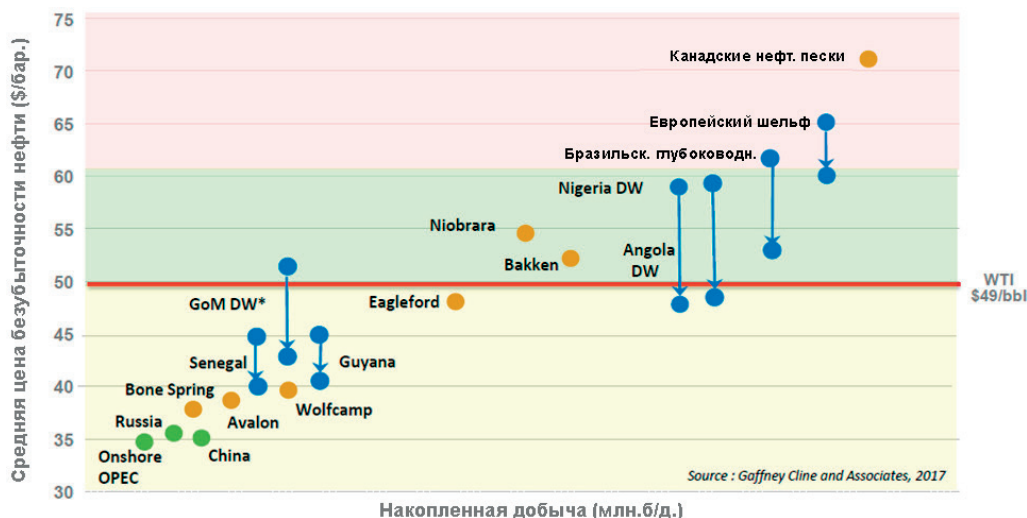
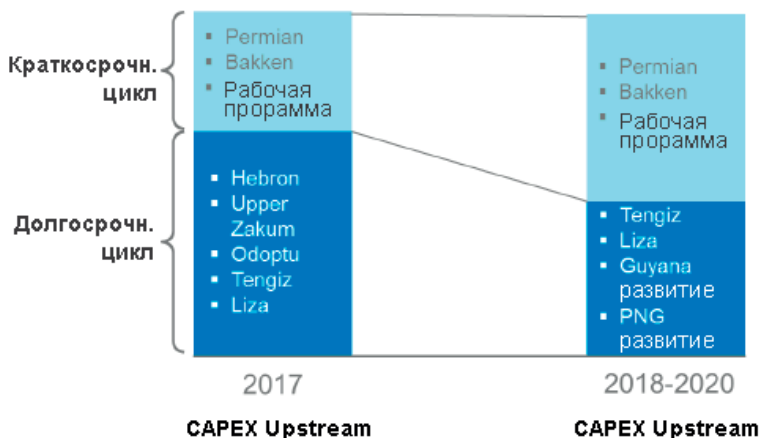


Рис. 4.20. Разброс в величине цен безубыточности для различных регионов и типов отложений [25]

Основные результаты ГРП в 2017 году для группы супермейджоров:

- ExxonMobil в 2016 г. сократила чистую прибыль с \$45 млрд в 2012 г. до \$6,8 млрд. Долгосрочные обязательства возросли с \$6,9 млрд в 2013 г. до \$35 млрд.
- Переориентация на проекты с высоким потенциалом/высокой доходностью.
- Ориентиры: эффективность капиталовложений, короткие циклы.
- Компании Группы инвестировали в 2017 г. в Пермском бассейне \$5,6 млрд: RRR 30%+.

На рис. 4.21 показаны инвестиции супермейджоров в 2017 году и ожидаемые в 2018–2020 гг. инвестиции для краткосрочного и долгосрочного циклов с указанием крупнейших объектов капиталовложений.



Источник: ExxonMobil 2017

Рис. 4.21. Инвестиции по отдельным направлениям в секторе апстрим в 2017 и в 2018–2020 гг.

За последние два года наметился возврат к норме рентабельности, рассматриваемой компаниями в качестве целевой.

ГРП 2017: компании со средней капитализацией



Source : Richmond Energy Partners Ltd.

Рис. 4.22. Компания Tullow oil – Затраты на ГРП и чистый долг, 2012–2016 гг.

- В период 2004–2009 гг. компания Tullow oil была сугубо разведочной компанией.
- В 2016 г. ее чистый долг увеличился с \$1,0 млрд (2012 г.) до \$4,8 млрд.

- Задолженность является препятствием для будущего роста компании.
- Базовые активы – дорогостоящие с ограниченным «апсайдом» и с проблемами монетизации.
- Формирование (идентификация) стоимости в сравнении с использованием стоимости.
- Более раннее разбавление капитала могло бы сгладить текущую ситуацию: время работает против Tullow.

Создание стоимости в сравнении с использованием стоимости

ГРП 2017: компании с малой капитализацией

- Малые независимые ГРП компании обеспечили более 60% прироста запасов из традиционных ресурсов за период 2000–2013 гг.
- Типичные зоны их деятельности – районы с низкими затратами, высокими рисками, и значительными запасами.
- Ключевые факторы достижения результатов:
 - опытные профессиональные команды специалистов;
 - высокоэффективное проведение работ и использование передовых сейсмических методов;
 - налаженные отношения в принимающих странах;
 - проведение переговоров за рамками лицензионных раундов;
 - стратегическая цель – перенести риск разработки и добычи на более крупные компании-подрядчики.

Проведение только ГРП: стратегия дискретного бизнеса

Будущее ГРП



Рис. 4.23. Изменение целевых установок ГРП

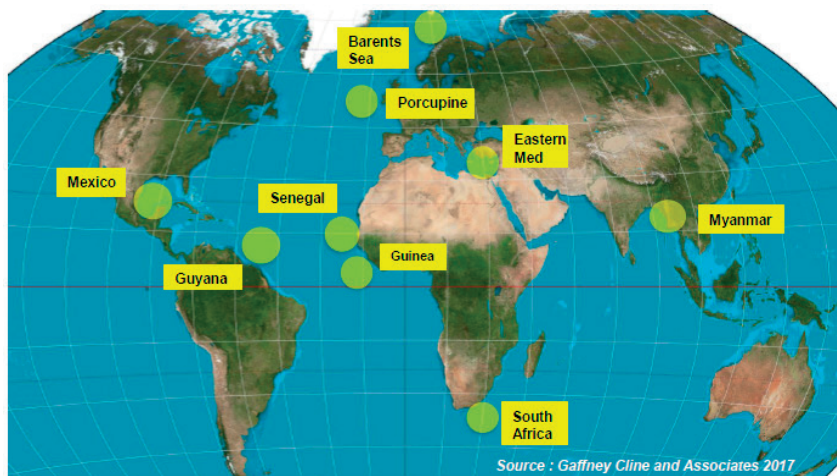


Рис. 4.24. Целевые объекты поиска и разведки в традиционных отложениях в период за пределами 2017+

Оценка традиционных, нетрадиционных и пограничных ресурсов

Будущее ГРП

- Портфельное рассмотрение перспективных объектов и управление синергетическими корпоративными показателями.
- Дисциплина в реализации капитальных вложений, структурная эффективность, кооперация вдоль сети поставок.
- Норма рентабельности и цены безубыточности ниже \$50 за баррель.
- Приоритеты Северной и Западной Африки:
 - недоразведанные крупномасштабные нефтегазовые залежи;
 - значительный рост населения;
 - благоприятный налоговый режим.

Содержательную сторону стратегий нефтяных компаний резюмирует рис. 4.25.



Рис. 4.25

Ключевым стратегическим решением компаний в кратко- и среднесрочном периоде является выбор между стратегиями органического и неорганического роста.

В мировой практике отмечается четкая стратегическая дифференциация компаний сектора апстрим между:

- компаниями, которые обеспечивают весь прирост запасов за счет приобретений;
- компаниями, которые обеспечивают весь прирост запасов за счет ГРР.

Большая часть прироста запасов в секторе апстрим достигалась за счет приобретений как более дешевого способа увеличения активов. Прирост активов (запасов) за счет новых открытий характеризовался высокой изменчивостью во времени и в географическом распределении (рис. 4.26).

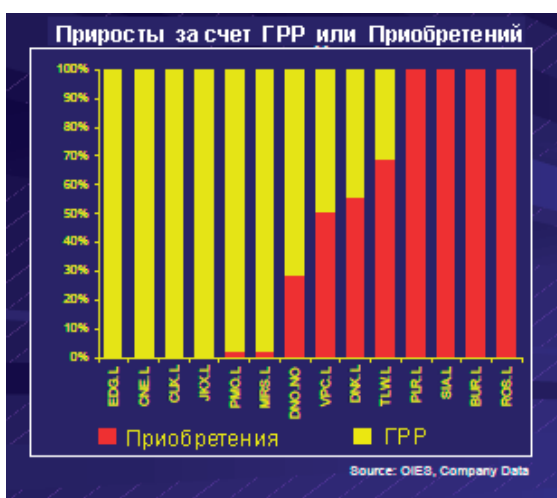


Рис. 4.26. Приросты запасов за счет ГРР или приобретений



Рис. 4.27. Сравнение органического и неорганического роста

Короткий период поставки продукции

Следует отметить относительно короткий срок жизни компаний сектора апстрим (в среднем менее 10 лет) по сравнению со средней продолжительностью проектов, охватывающих стадии от открытия до оставления месторождений (продолжительностью более 25 лет). Поэтому менеджеры нефтегазовых компаний должны обеспечить высокие финансовые результаты в короткие интервалы времени.

Ограничения на капитал для компаний апстрим

Компании сектора апстрим обычно ограничены в капитале. В политике финансирования большинство компаний апстрим опираются на денежные средства внешних субъектов с тем, чтобы:

- финансировать разницу между поступлениями кэшфлоу и затратами на ГРР;
- обеспечить непрерывность ведения бизнеса.

Отсюда возникают затруднения в поддержании их устойчивого финансового баланса.

Фондовый рынок весьма чувствителен к результатам компаний:

Наблюдаются периоды, когда фондовый рынок регистрирует отчетливый рост сектора апстрим. В такие периоды нефтегазовые компании должны рефинансировать свой бизнес. Но высокий уровень ожиданий редко реализуется на практике.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ОПЕРАЦИИ И СДЕЛКИ В ЦИКЛЕ АПСТРИМ

Анализ практики деятельности крупной нефтяной компании позволяет выделить 4 основные стратегические опции (А, В, С, D), реализующие возможности органического и неорганического роста компании.

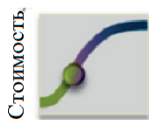
Опция А. Проведение комплекса работ – поиски (П), оценка (О), разработка (Р) и добыча (Д) – на правах полной собственности (кружок на кривой соответствует моменту принятия решений).



Опция В. Проведение поисков (П) и оценки (А) при высокой доле собственного акционерного капитала. Сдавать объекты в аренду до стадии разработки с тем, чтобы не осуществлять капитальные затраты в разработку (Р) («проводить свое участие»). Разработка (Р) и добыча (Д) производятся с меньшей величиной акционерного капитала.



Опция С. Продажа объекта после этапов успешных поисков (П) и оценки (О).



П О Р Д

Опция D. Сдавать участок в аренду после проведения сейсмике до начала бурения, или же вообще отказаться от участка.



П О Р Д

Как следует из представленных данных, оптимальная стратегия нефтяной компании включает несколько стандартных альтернатив и существенно зависит от стадии нефтяного цикла, на которой принимается решение.

4.3. Методы предоставления лицензий на ГРП и проблемы распределения ренты

С экономической точки зрения правительство принимающей страны заинтересовано в системе распределения ресурсов, которая отвечает следующим требованиям (рис. 4.28).

- Соглашается с общей политикой государства в нефтегазовой отрасли.
- Выбор осуществляется в пользу наиболее эффективных компаний-операторов.
- Предполагает низкие административные затраты и несложную процедуру урегулирования споров.
- Минимизирует «эффекты искажения» (эффекты, побуждающие экономических агентов принимать решения, отличные от тех, которые были бы приняты при отсутствии таких эффектов).
- Устраняет дефекты рынка.

Данная блок-схема (рис. 4.28) представляет упрощенный пример выбора параметров для системы распределения ресурсов с учетом:

- конкретных политических целей;
- определенного набора ограничений (геологические условия, уровень полномочий правительства, структура рынка);
- внешних факторов (ценовые ожидания).

В действительности, правительства преследуют ряд целей, одновременно сталкиваясь с очень сложным набором меняющихся во времени ограничений и внешних факторов. Оптимальная структура распределения (включая форму рас-

пределения, контрактные условия и выбор процедуры торгов) формируется, исходя из наиболее приоритетных целей государства и исследования совокупного влияния различных ограничений и внешних факторов.



Рис. 4.28. Система распределения нефтегазовых ресурсов

Разведка и баланс интересов различных поколений

Нефтяные доходы создают, как минимум, три определенные проблемы при принятии решений.

1. Нефтяная выручка может значительно превышать прочие источники доходов государства, однако она непостоянна (не стоит забывать об исчерпаемости углеводородов).

2. Величина нефтяных доходов может быть несоизмерима с реальными возможностями самой экономики государства, а значит, могут возникнуть трудности с рациональным использованием данного дохода.

3. Волатильность цен на нефть и непостоянство объемов добычи могут постоянно приводить к существенным изменениям в структуре бюджетных доходов государства.

Более точная оценка запасов позволит выстроить устойчивую макроэкономическую политику государства и обеспечит справедливое распределение ресурсов между сегодняшним и будущими поколениями с учетом текущего уровня потребления. Дальнейшая доработка и совершенствование системы позволят государствам разрабатывать такую политику, при которой потребление будет обеспечивать необходимый приток налоговых поступлений при одновременном соблюдении принципа экономии ресурсов для будущих поколений. Например,

странам с высокой *социальной ставкой дисконтирования* (для общественных, социально-значимых проектов) изначально могут потребоваться огромные нефтяные доходы, прежде чем ставка снизится до уровня, позволяющего отказаться или отсрочить потенциальные затраты. Вдобавок ко всему, «Голландская болезнь» и ограничения на *абсорбционные способности экономики* (ограничения на использование всего иностранного: инвестиций, технологий, оборудования) могут вызвать негативные макроэкономические последствия и повлиять на принятие разумных политических решений.

Разведка и максимизация ресурсной ренты

Информация – важный элемент любого рынка, играющий ключевую роль в формировании политики государства. В нефтегазовом секторе информация о геологическом потенциале страны (объеме запасов) оказывает влияние на размер ресурсной ренты, которую государство может получать в будущем от эксплуатируемых месторождений.

В частности, в относительно неизученных районах неопределенность в отношении объема запасов (геологического потенциала региона) зачастую обуславливает львиную долю риска нефтегазовых проектов. Этот риск оказывает огромное влияние на определение минимальных запасов месторождения для проведения геологоразведки. Анализ данного показателя позволяет ответить на вопрос о целесообразности проведения поисково-разведочных работ.

Пороговое значение основывается на оценке предположений о вероятности залегания ресурсов в месторождениях и их стоимости, которые могут быть получены в результате успешных ГРП. На определение порогового размера месторождения в совокупности влияют ожидаемая цена и издержки, характеристики пласта и налогово-бюджетная политика государства. Как следствие различных уровней риска, пороговые значения по разведке на несколько порядков выше пороговых значений для работ по уже разрабатываемым месторождениям. Снижение геологического риска позволит снизить пороговые значения как по разведке, так и по разработке месторождений, вместе с установлением премии за риск для инвестора. Другими словами, сокращение геологического риска будет способствовать усилению конкуренции за получение права на разведку и добычу, а значит – и повышению будущей ресурсной ренты. Стоит отметить, что безрезультатные разведочные работы не всегда приводят к снижению интереса участников рынка к поисково-разведочным работам, поскольку интерпретация результатов разведки содержит в себе определенный уровень субъективизма и может значительно варьировать от компании к компании, в зависимости от таких факторов, как имеющийся опыт работ в похожих геологических условиях, появление новых данных или новых теорий, квалификация специалистов.

Улучшение знаний о геологическом потенциале того или иного месторождения (оценка запасов) позволяют государственным ведомствам разрабатывать более рациональные стратегии лицензирования, что подразумевает разграниче-

ние (оконтурирование) лицензионных участков, выработку лицензионных процедур и условий лицензирования, которые будут соответствовать степени риска на каждом отдельно взятом участке.

Многие страны, прежде чем приступить к лицензированию прав на разведку и добычу, сначала приобретают данные геофизических исследований для того, чтобы снизить геологический риск и увеличить конкуренцию среди потенциальных инвесторов. Однако само поисково-разведочное бурение, предоставляющее более точную информацию о размере месторождения и распределении залежей (нежели геофизические данные), осуществляется уже после распределения лицензий на разведку и добычу. Данный источник информации имеет важные внешние эффекты («экстерналии») как для граничащих месторождений, так и для общей оценки геологического риска в целом. Учитывая дороговизну получения технических данных и их стоимость для потенциальных конкурентов, доступ к подобной информации обычно ограничен – только для владельцев лицензий и правительства. Однако пресс-релизы, которые выпускают и правительства, и сами владельцы лицензий в отношении результатов бурения, зачастую являются полезной информацией для других участников рынка, активно мониторящих эту информацию в СМИ. Исследования тендерных торгов в Мексиканском заливе США демонстрируют особую значимость «информационной асимметрии» для подрядчиков-претендентов на соседствующие участки (так как, получая информацию о результатах бурения, они могут изначально быть нацеленными на участки с лучшими геологическими характеристиками). Согласно Mead (1994) [26]: «Условие информационной асимметрии отражает тот факт, что потенциальные претенденты на «дикую кошку» (поисково-разведочное бурение на новых участках) приобретают сразу два продукта: право добывать нефть или газ на данном участке, а также информацию о потенциале соседних участков – объектов будущих тендерных торгов. То есть, лицензиаты готовы переплатить за бурение «дикой кошкой» только ради этой дополнительной потенциальной возможности».

4.4. Вопросы оценки и учета запасов нефти и газа за рубежом

1. Учет запасов нефти и газа

В отношении учета и оценки запасов нефти и газа ведутся постоянные дискуссии. Они, в частности, относятся к адекватности раскрытия информации о запасах компании, определении «раскрываемых» (публикуемых) запасов, интерпретации правил Комиссии по ценным бумагам США (SEC) и т.д. Рассмотрим некоторые из этих вопросов с позиции инвесторов.

Следует выделять две точки зрения инвесторов при финансировании компаний: позицию кредиторов и позицию акционеров. Ниже обсуждается позиция акционеров, но при этом следует четко уяснить, что акционерные и «кредитные» инвесторы могут иметь разные предпочтения при классификации запасов, даже

если предположить, что обе группы инвесторов рассматривают одну и ту же оценку запасов, классифицируемых как P50 (т.е., доказанных и вероятных). Их предпочтения в отношении распределения и вероятности оценок запасов могут сильно различаться. «Кредитный» инвестор обычно более заинтересован в гарантии того, что уровень величины P90 (т.е., доказанных запасов) достаточно высок для возможности возврата долга и процентов, тогда как акционерный инвестор, возможно, готов нести больший риск в ситуации, когда высок потенциальный верхний уровень выигрыша («upside potential»), т.е., при переходе от уровня надежности запасов P50 к уровню надежности P10, включающему в себя доказанные, вероятные и возможные запасы. И даже если различные группы пользователей согласны в отношении наиболее вероятного значения оценки запасов, всегда будут существовать различные приоритеты и предпочтения. Рассмотрим точку зрения акционеров.

Адекватность раскрытия информации о запасах компании

Аналитики и инвесторы уделяют значительно больше внимания сектору апстрим по двум причинам: во-первых, финансовая значимость данного сектора намного выше, чем сектора переработки и маркетинга, и, во-вторых, данный сектор в последние годы демонстрировал наиболее высокую рентабельность. Иными словами, инвесторы покупают нефтяные компании из-за их нефти.

Одна из трудностей анализа бухгалтерского баланса состоит в том, что он не отражает стоимости активов. Бухгалтерский баланс регистрирует прошлые затраты, связанные с бурением, разработкой или приобретением нефти, но не показывает стоимость нефтегазовых активов. И раскрытие информации о запасах ненамного облегчает задачу инвесторов по сокращению этого информационного разрыва.

Различные методы раскрытия информации о запасах

Общество инженеров-нефтяников (SPE) и Мировой нефтяной конгресс (WPC) рекомендуют, наряду с детерминированными, использовать вероятностные оценки запасов. SEC использует только детерминированные методы оценки. Они обеспечивают единственную наилучшую оценку запасов, исходя из геолого-промысловых и экономических данных. Вероятностные методы на основе той же информации позволяют получить некоторую область оценок и соответствующих вероятностей: для доказанных запасов (P90), доказанных и вероятных (P50), доказанных, вероятных и возможных запасов (P10).

В мировой нефтяной промышленности существует множество методов раскрытия информации и стандартов в оценке запасов, при этом раскрытие информации о доказанных и вероятных запасах (P50) используется в Великобритании, Норвегии, Канаде и Австралии. Однако наиболее распространенным методом раскрытия информации является метод, установленный Комиссией SEC в США – с учетом того, что большинство англосаксонских компаний имеют штаб-квартиры и листинги в именно в США. По правилам, действующим в США, от

компаний требуется сообщать их «доказанные» запасы, которые аналогичны, но не эквивалентны доказанным запасам по схеме P90. В США детерминированные оценки запасов остаются общепринятыми, поскольку они удовлетворяют определению доказанных запасов по критерию SEC при установлении требований «разумной» определенности.

Европейские и австралийские компании с 2005 года используют систему IFRS (International Financial Reporting Standards), однако до последнего времени отсутствовала система IFRS, предназначенная для учета затрат по поискам и оценке месторождений.

Поскольку оценки P90 не отражают экономических реалий при планировании инвестиций и выборе проектов, то компании ведут «двойную» бухгалтерию: регистрацию фактических запасов и запасов для финансовой отчетности, представляющих консервативную позицию компании в отношении величины ее запасов. Инвесторы заинтересованы в реальной экономической информации, и, как акционеры, не желают, чтобы компании неэффективно расходовали средства.

Доказанные запасы и финансовый анализ

Для финансового анализа доказанные запасы являются индикатором будущей продукции, и, следовательно, прибыли компании. Успех ее поисково-разведочной программы, то есть ее способность генерировать будущую продукцию, определяется темпом, с которым она увеличивает оценку доказанных запасов (являющуюся оценкой будущей продукции при текущих ценах и технологии). Отношение разработанных (разбуренных) к неразработанным (неразбуренным) запасам является показателем способности компаний продвигать новые проекты разработки. Отношение прироста запасов к объему годовой продукции из существующих запасов (т.н. «коэффициент восполнения») рассматривается в качестве важнейшего показателя, хотя нерегулярный характер получения новых площадей для проведения ГПП, процесса открытия месторождений, технологических инноваций и изменений в ценах и затратах означает, что рассмотрение одного года может давать ошибочные результаты. Отчет компаний в соответствии со стандартами SEC, являющийся публичным, позволяет проводить дальнейший анализ. В частности, определять, за счет каких факторов имел место прирост запасов: новых открытий, расширения площади нефтегазоносности, покупки запасов, их пересмотра в результате применения МУН, – с учетом получаемой информации за рассматриваемый период.

Одной из проблем применения методологии SEC является требование для компаний сообщать оценки дисконтированного чистого дохода, получаемого от извлечения оцениваемых запасов, при ожидаемой динамике добычи, норме дисконта 10%, а также ценах, налогах и затратах, которые имели место на 31 декабря соответствующего года (дату закрытия финансовых счетов компании).

Условные запасы

Определение запасов, «привязанных» к существующей технологии и экономике, не позволяет учитывать технический прогресс и изменение экономических условий. Очевидно, что все определения «запасов» недооценивают потенциальную будущую продукцию из открытых месторождений, для которых:

- геолого-промысловые оценки не являются окончательными (они не полные);
- для успешной реализации проекта необходимы технологические разработки;
- даже при наличии этих условий продажа продукции в настоящий период является неопределенной или же существующие коммерческие условия – неадекватными.

Дополнительная информация, обоснование проекта или коммерческие условия позволяют компаниям перевести возможные ресурсы в запасы. Для того, чтобы планировать варианты их перевода в запасы, компании используют внутренние оценки «вероятных» и «возможных» запасов, а также потенциальных ресурсов.

Оценки запасов в масштабе страны

Государственные организации нефтедобывающих стран, по аналогии с компаниями, заинтересованы в знании объемов потенциальной добычи сверх той, которую обеспечивают «доказанные» запасы, попадающие по классификации ООН (UNFC) в категорию 111. В тех странах, где нефтяная отрасль принадлежит частному капиталу, эти данные из отчетов компаний получить затруднительно. Системы классификаций SPE обычно не рекомендуют, а система SEC не признает публикации компаниями данных об оценках вероятных и возможных запасов или о возможных ресурсах. Внутренняя информация такого характера используется в рамках компаний при определении программ развития и может быть конфиденциально раскрыта для других компаний в ходе переговоров о слияниях, приобретениях и продажах или покупке активов.

В США, Канаде, Норвегии и некоторых других странах государственные ведомства играют роль «агрегаторов» при рассмотрении принадлежащей им геолого-геофизической информации совместно с внутренней информацией от частных и государственных компаний. Цель этого – получить совокупные данные по стране для оценки возможных ресурсов и потенциале неоткрытых ресурсов. Государственные ведомства имеют доступ к внутренней геолого-геофизической информации компаний (поскольку эти компании обычно ведут работы по лицензиям на государственных землях и обязаны сообщать такую информацию) и к значительной части геолого-промысловой информации, так как компании обязаны получать одобрение проектов разработки со стороны государственных ведомств.

О многоаспектной оценке запасов нефти и газа

В сделках с ценными бумагами, совершаемых компаниями, существуют две основные задачи – защита инвестора и развитие эффективных рынков ценных бумаг. Поэтому ежегодное представление финансовой информации компаний должно быть постоянным, комплексным и доступным. Для нефтегазовой отрасли это требование включает в себя отчетность по объемам запасов в недрах и надлежащую перспективную оценку движения денежных средств, связанных с их освоением.

В эпоху «глобального рынка» инвесторы могут выбирать компании для целей финансирования на основании лишь соответствующих показателей эффективности, безотносительно к стране происхождения. На рынке существуют два подхода к регулированию международных операций с ценными бумагами: либо путем взаимного признания стандартов каждой страны (например, в соглашениях между США и Канадой это называется многосторонней системой раскрытия информации, или «MJDS»), либо путем разработки общепринятых единых стандартов. Составлением международных стандартов заняты различные международные организации, однако фактическим стандартом выступает система, принятая основным участником, т.е. фондовым рынком США и Комиссией SEC. Аналогичную функцию выполняет Федеральный регулирующий орган рынка ценных бумаг Канады (CSA).

Номенклатура по классификации нефтяных запасов представляют многочисленные технические организации, органы регулирования и финансовые институты. Для инвесторов и эмитентов США – это правила, регулирующие ежегодную отчетность по разведанным месторождениям для компаний, представленных на американской бирже, в виде финансового отчета для SEC и стандарта финансового учета для FASB. При этом эксперты отмечают значительные несоответствия в правилах определения и отчетности двух ведомств – SEC и FASB.

Техническим сообществом в качестве международного стандарта для оценки углеводородных активов принята классификация SPE. В Канаде разработан стандарт NI 51-101, который может выступать как пример принятия данного стандарта государственным органом рынка ценных бумаг в качестве базы для отчетности по национальным запасам.

Стандарт NI 51-101 определяет два основных комплекта отчетности:

- доказанные нефтегазовые запасы, оцененные на последний финансовый год эмитентов; и будущие чистые доходы, рассчитанные для постоянных цен и затрат, до и после налогов на прибыль, в двух вариантах: без дисконтирования и с использованием 10%-й ставки;
- доказанные и вероятные запасы для последнего финансового года эмитента; отчетность также включает в себя будущие чистые доходы для доказанных и для вероятных запасов, с использованием прогнозируемых цен и затрат. Ожидаемые чистые доходы рассчитываются при ставке дисконтирования 0%, 5%, 10%, 15%, и 20% до и после налогообложения доходов.

Эмитенты имеют возможность подготовить дополнительную отчетность по предполагаемым группам вероятных запасов и возможных ресурсов с тремя градациями оценки объемов: «низкие/лучшие/высокие» и с учетом соответствующего коэффициента успешности открытий.

Уровни учета запасов

Отчетность по запасам содержит ссылки как на геолого-промысловые (технические) единицы запасов, так и на бизнес-единицы (рис. 4.29).

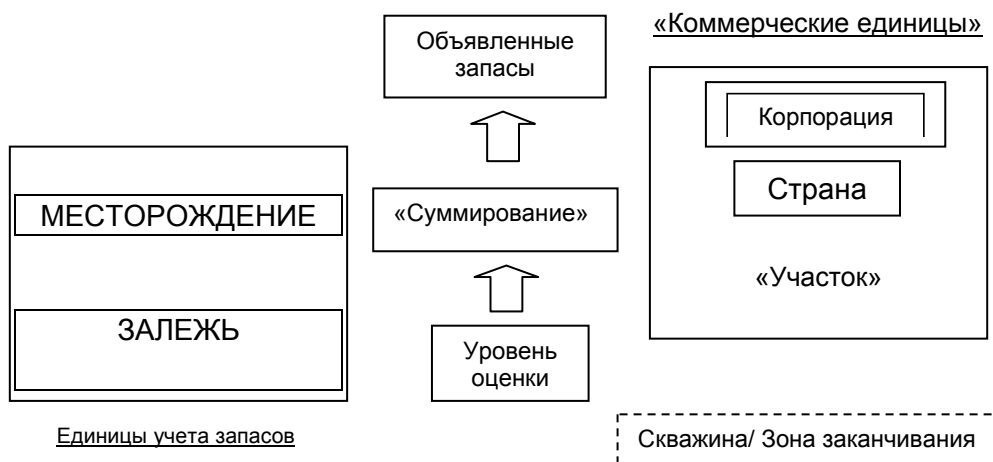


Рис. 4.29. Единицы запасов и бизнес единицы

Действующие отчеты по раскрытию информации о запасах определяют суммарные запасы на уровне корпорации (для SEC) или в случае стандарта NI 51-101 – на уровне страны. Однако основные оценки запасов выполняются на уровне залежи (используются также понятия «бассейн» или «горизонт»), которые часто относятся к уровню месторождения, где месторождение включает в себя одну или более залежей.

Очевидно, что наилучшим для компаний способом заслужить доверие инвесторов является отчетность, отражающая последовательный ежегодный рост объемов суммарных доказанных запасов. Это явится доказательством того, что они действительно проводят оценку с помощью консервативных подходов, которые требуют нормативы по раскрытию информации.

К определению «экономичных запасов»

Каким образом согласуются интересы компаний и государства при принятии решений об инвестировании на разных этапах нефтяного цикла? Рассмотрим этот вопрос на примере Великобритании.

Департамент торговли и промышленности Великобритании должен убедиться в том, что на каждом планируемом этапе разработки лицензиат рассмотрел и оценил варианты, которые в наибольшей степени гарантируют полное из-

влечение экономически рентабельных запасов лицензионной площади. В большинстве случаев приоритетные варианты достигают этой цели, но иногда возникают ситуации, когда выбор компаний расходится с позицией общества. Это может возникать, например, в ситуации, когда жесткие ограничения на финансовые потоки заставляют лицензиата предпочесть варианты, которые делают акцент на ранние поступления денежных потоков в ущерб получению дополнительной добычи в отдаленные по времени периоды (возможно, и в ущерб КИН месторождения), или же приводят к дополнительному сжиганию попутного газа и другим сопутствующим неблагоприятным для общества эффектам. В таких случаях возникает коллизия: Департамент торговли и промышленности в ходе переговоров с лицензиатом стремится иметь полную оценку связанных с этим коммерческих факторов и ограничений и, в случае необходимости, в состоянии объяснить, почему правительственный орган считает, что интересы страны (общества) при этом не соблюдаются. В случае разногласий вопрос передается Министерству, курирующему энергетику, которое принимает решение с учетом всех факторов.

Принимая такие решения, Департамент будет делать акцент на вариантах, которые в наибольшей степени способны обеспечить экономичную эксплуатацию залежи (запасов), с учетом других потенциальных запасов в рассматриваемом районе. При ранжировании вариантов он делает акцент на чистом дисконтированном доходе (ЧДД) до налогов с нормой дисконта, как правило, не выше 8% (ожидаемая инфляция должна быть добавлена к этой величине).

Расчет производится в предположении, что существенные риски изолированы и проводится простой анализ чувствительности. Однако далеко не всегда удается отделить факторы риска от нормы дисконта. В некоторых случаях это может означать, что целесообразно использовать более высокие нормы дисконта.

Точно так же, как компания взвешивает различные риски при формировании своего решения в отношении коммерчески наиболее выгодного варианта, Департамент может принять во внимание другие факторы, находящиеся за пределами ТЭО. Поэтому достижение любого конкретного экономического критерия не означает, что оцениваемое предложение будет соответствовать интересам страны.

Очевидно, что принятие во внимание особенностей аудита запасов нефти и газа с учетом экономических факторов в таких странах, как США, Канада и Великобритания, окажется полезным при разработке регламента геолого-экономической оценки нефтегазовых ресурсов и запасов в России.

4.5. Оценка эффективности увеличения нефтеотдачи пластов

Методы увеличения нефтеотдачи пластов (МУН), обладающие производственным потенциалом, эквивалентным 40% мировой добычи нефти, хорошо известны, как возможный «джек-пот» для компаний сектора апстрим. Хотя мас-

штабы их применения выросли в начале 80-х годов, в 90-е годы использование МУН значительно снизилось из-за сильной зависимости степени истощения запасов месторождения от цен на нефть. В период 2006–2014 гг. компании снова начали массово использовать МУН, но эта тенденция вновь была приостановлена падением цен 2014 и 2015 гг. Тем не менее, эксперты полагают, что МУН имеют высокие перспективы для нефтяных компаний. В мире средний коэффициент извлечения нефти (КИН) оценивается на уровне, превышающем 0,4 [27].

В России средний проектный коэффициент извлечения нефти (КИН) в постсоветский период постоянно снижался (рис. 4.30) [28], однако в последние годы наблюдается тенденция к росту и уже к 2017 г., по данным ГКЗ РФ, средний проектный КИН увеличился до 0,36. (Впрочем, эта оценка, по мнению ряда экспертов, является завышенной.) Величина текущего КИН, по данным того же источника, в РФ составляет около 0,18 [29].

Снижение среднего КИН в России (рис. 4.30) было обусловлено тем, что ухудшение структуры запасов нефти не было компенсировано достижениями технологического прогресса, совершенствованием методов и технологий нефтеизвлечения. Этот факт наглядно иллюстрирует доля использования «третичных» методов добычи (EOR) в России и за рубежом: дополнительная добыча за счёт EOR в мире составляет более 120 млн т/год; в США – 34 млн т/год; в России – всего 1,0–1,5 млн т/год [30].

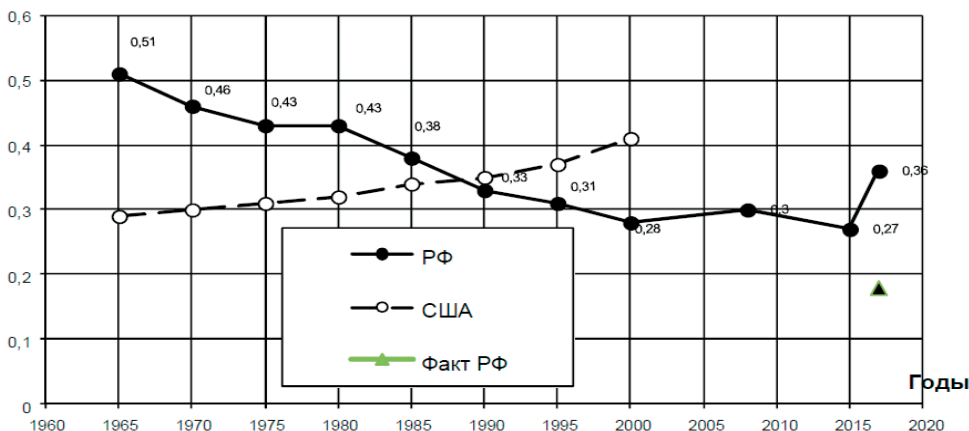


Рис. 4.30. Динамика проектного КИН в РФ и США и фактический КИН в РФ в 2017 г.

Успешное развитие НКК России возможно, в первую очередь, на базе увеличения КИН и глубины переработки нефти и газа, способных обеспечить существенное снижение затрат на добычу УВ [31]. В их основе должны быть высокоэффективные энергосберегающие инновационные технологии, используемые во всей нефтегазовой цепочке, что позволит увеличить КИН до 0,5–0,6 и снизить себестоимость производства до 5 \$/баррель [31].

В настоящее время доля современных физико-химических технологий составляет лишь несколько процентов от общего объема работ по интенсификации

скважин [32]. Большинство проектов разработки использует традиционное заводнение, а для интенсификации и повышения КИН, в основном, применяются гидроразрыв и горизонтальные скважины.

Существуют высокие достижения российских нефтяников, связанные с массовым применением тепловых методов на месторождениях с высоковязкими нефтями, обеспечивающих резкое сокращение себестоимости добычи ниже уровня 3,75 \$/баррель и достижение нормальной рентабельности при ценах около 15 \$/баррель. Достижимый при этом КИН превысил 0,4 [33].

Ниже рассматриваются некоторые комплексные вопросы, сдерживающие широкий переход к использованию современных технологий МУН, и намечаются конкретные шаги компаний, способные обеспечить успех проектов повышения нефтеотдачи.

Методы EOR используют, в основном, следующие механизмы извлечения нефти из пласта: термический метод (снижение вязкости нефти), закачка попутного газа (добыча нефти с использованием растворителей) и химический метод (изменение сил межмолекулярного взаимодействия). Все они являются дорогостоящими (затраты составляют от \$10 до \$80 за баррель) и требуют высокой точности проведения операций и контроля над ними. EOR считаются сложными и нетрадиционными методами добычи – в особенности, применение химических методов.

Классификация третичных методов нефтеотдачи (EOR) показана на рис. 4.31 [34]. Характерная черта этой классификации – в прозрачности интерпретации каждой группы и легкости для восприятия.

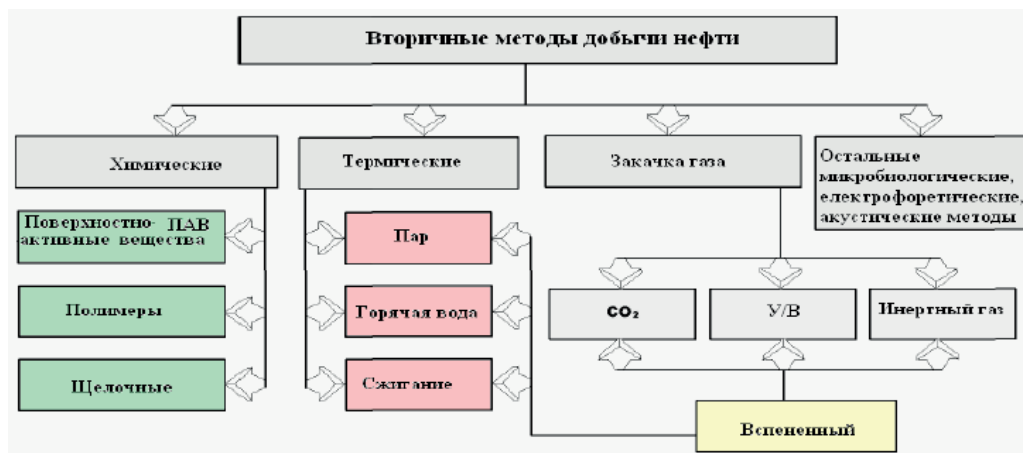


Рис. 4.31. Упрощенная классификация методов увеличения нефтеотдачи

Проекты повышения нефтеотдачи пластов характеризуются не только сложными техническими проблемами, но и уникальностью для каждого месторождения и используемого метода. Многие зарубежные компании существенно повысили свой потенциал реализации этих сложных проектов благодаря приня-

тию ключевых решений на основе использования различных методов управления. Ниже рассматриваются некоторые из аспектов эффективного управления:

- Каким образом компании должны усовершенствовать методы управления портфелем своих активов?
- Какие стратегии закупок рабочих реагентов следует разработать и использовать?
- Какие организационные коррективы следует внести для обеспечения эффективной структуры проведения МУН?

Отметим, что учет специфики жизненного цикла проектов МУН и структуры финансовых поступлений облегчают задачу эффективного управления портфелем активов. Вместо того, чтобы рассматривать проекты МУН как традиционные, нефтяные компании должны учитывать их специфические особенности. Проекты МУН обычно требуют от 6 до 10 лет для достижения существенного уровня добычи. Они включают в себя:

- лабораторные испытания и этап проектирования (от 1 до 2-х лет), на котором выбирается подходящая технология в зависимости от ресурсов, свойств пласта и свойств жидкости;
- пилотное тестирование (от 2-х до 4-х лет), на котором выбранная технология тестируется и контролируется на пилотной скважине или группе;
- полномасштабное развертывание (от 3 до 5 лет) на отдельных месторождениях при достижении проектной производительности на протяжении периода до 30 лет.

Поскольку проекты МУН характеризуются длительными сроками до начала производства, основные денежные потоки формируются к концу проекта, что непосредственно влияет на величину чистого дисконтированного дохода (NPV) (рис. 4.32). Следовательно, из-за необходимости осуществлять крупные инвестиции (в начальные периоды – это минимальные объемы) огромное влияние на эффективность выбираемого решения оказывают механизмы учета разновременности денежных потоков и уровень налоговых ставок. Большое значение имеют также неопределенности в оценке основных параметров. Тем не менее, поскольку проекты МУН, в основном, обусловлены динамикой операционных расходов, то срок их окупаемости наступает раньше по сравнению с проектами, связанными с капитальными затратами, имеющими сопоставимые временные лаги.

Поскольку проекты МУН являются весьма неопределенными до получения положительных результатов на этапах тестирования и пилотирования, трудно сделать реалистичную оценку потенциальной доходности этих проектов на ранних стадиях.

По этой причине, компании должны управлять проектами повышения нефтеотдачи пластов в рамках технологических портфелей на этапах тестирования и пилотных испытаний – и заниматься их продвижением к группе первоочередных (основных) производственных проектов, по мере того, как они подтверждают коммерческую целесообразность.

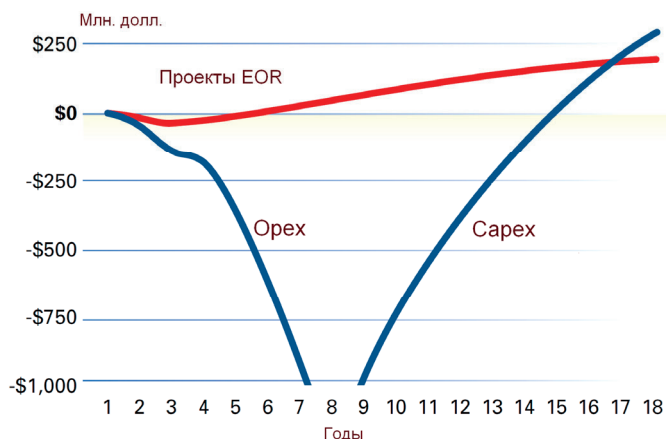


Рис. 4.32. Пример ЧДД проектов EOR для типовой схемы инвестирования

Примечания к рис. 4.32: стоимостные параметры дисконтируются с нормой 10%; цена нефти принята постоянной и равной \$100/бар.; совокупные налоги составляют 70%; оба проекта полностью финансируются за счет акционерного капитала.

EOR проекта: первоначальные инвестиции осуществляются за три года до начала добычи; для проекта, осуществляемого за счет капвложений, добыча начинается по истечении 8 лет.

Источник: SBC Analysis

После улучшенного портфельного управления следующий шаг состоит в анализе и рассмотрении самых дорогостоящих и неопределенных составляющих проектов МУН – рабочих агентов (флюидов). Подробные оценки стратегий закупок рабочих агентов для повышения нефтеотдачи необходимы для приведения в соответствие неопределенности конечного спроса, потенциальных перебоев в поставках, ограничений в отношении требований к компонентам и охране окружающей среды.

Таблица 4.1

Структура затрат на проведение операций МУН с различными рабочими агентами

	Природный газ	CO ₂	Пар/горячая вода	Полимеры и хим. реагенты	Горение в пласте
Кап. затраты, %	1,0	4,0	10,0	18,0	18,0
Операционные издержки, %	11,0	20,0	23,0	28,0	38,0
Расходы на реагенты, %	88,0	76,0	67,0	54	44

Источник: Schlumberger

Применение МУН способно изменить бизнес добывающих компаний, возможно, в большей степени, чем любой другой сегмент отрасли. Повышение нефтеотдачи направлено на непрерывный рост – в результате технологических усовершенствований, пересмотра условий лицензии на добычу и необходимости

строить «будущее с низкими потерями углеводов в недрах». Большинство компаний отчетливо сознают эти требования и адаптируют используемые методы управления.

На этом пути компании должны преодолеть многочисленные проблемы: определить комплексную стратегию МУН, а также стратегии оценки мобилизации рабочих агентов и требования, которые необходимо выполнять при их закачке.

4.6. Цифровизация – новая эра в энергетике

В ситуации истощения легко извлекаемых запасов нефти и повышения сложности условий добычи перед нефтедобывающими компаниями встают новые задачи по совершенствованию методов контроля, регулирования и разработки нефтяных месторождений. Очевидно, что их успешное решение возможно с помощью развивающихся интеллектуальных технологий. Процесс цифровизации развивается стремительно, охватывая все сферы производственной деятельности. Об этом, в частности, свидетельствуют и оценки фондового рынка, отражающие сдвиги в капитализации компаний различного профиля. За последние годы радикально изменился «табель о рангах» крупнейших международных корпораций. Текущая ситуация в наиболее продвинутой в этом направлении стране (США) показана на рис. 4.33.



Рис. 4.33. Крупнейшие по уровню капитализации компании

Примечание: ранжирование проведено для публично торгуемых компаний; рыночная капитализация рассчитана на конец 2-го квартала 2017 г.; размер кружков соответствует величине капитализации.

Как видно из рис. 4.33, компании цифровых технологий стали мировыми лидерами по величине капитализации, хотя энергетические компании сохраняют лидерство по доходам.

Особенностью технологического развития нефтегазовых компаний является существование двух трендов: 1) прогресса информационных систем и 2) резкого роста спроса на информацию, переход к миру «BigData», создающему предпосылки для завоевания компаниями конкурентных позиций.

Потребности компаний в более надежной и своевременной информации обусловлены возрастающими трудностями поддержания высоких темпов восполнения запасов нефти и газа, ростом роли технологических решений при освоении трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов, переходом во все более сложные районы (глубоководный шельф, арктические зоны), более интенсивной отработки действующих месторождений, поддержании эффективной эксплуатации имеющихся активов.

Отрасль предъявляет требования к повышению эффективности, сокращению затрат, развитию новых регионов добычи и выходу на новые рынки сбыта. Параллельно возникают новые задачи – повышение скорости и качества решений, интерпретация больших потоков информации, извлечение выгод от инноваций в области информационных технологий (ИТ).

Наиболее востребованными становятся методы и технологии управления в реальном времени, сценарного моделирования и поддержки принятия решений в условиях неопределенности. Новые технологии лишь обеспечивают технологическую платформу, объем данных и инструменты для их реализации, тогда как ответственность за принятие решений остается за специалистами.

Активное применение современных информационных технологий на всех этапах цепочки добавления стоимости и уровнях управления: от месторождения до корпоративного центра – формирует образ компании-лидера XXI века. Высокий уровень «цифровизации» бизнеса (процесса перехода от традиционных процессов к интеллектуальным, цифровым) является немаловажным положительным фактором для привлечения инвесторов и удержания ценных специалистов.

Цифровые месторождения (ЦМ) позволяют управлять эксплуатацией дистанционно, существенно снижая тем самым производственные затраты и повышая уровень безопасности операций. В настоящее время термин «smart» используется практически на всех этапах нефтегазовой промышленности: умное месторождение, умная разведка, умное бурение, умная разработка, умная добыча, умный транспорт, умное водопользование, умная энергетика, умная логистика, умный маркетинг.

Основные характеристики цифровизации

Цифровизация описывает процесс роста масштабов использования информации и коммуникационных технологий в экономике, включая энергетические системы.

Тенденция к более высокому уровню цифровизации позволяет продвигаться в аналитике данных, что обеспечивает:

- увеличение объема данных за счет снижения стоимости их хранения;

- прогресс в углубленных методах аналитики, таких как машинное обучение;
- увеличение возможностей подключения пользователей и устройств, а также быстрая и дешевая передача данных.

Цифровизация включает в себя ряд цифровых технологий, концепций и тенденций, таких как «искусственный интеллект», «Интернет вещей» (IoT) и «четвертая промышленная революция». Поражают темпы роста этого направления: около 90% мировых баз данных на сегодня были созданы за последние 2 года.

Цифровые технологии за последние 10 лет стали неотъемлемым элементом стратегического планирования нефтегазовых компаний и позволили заметно усовершенствовать энергетические системы в целом. Новые сформировавшиеся тенденции поднимают фундаментальные вопросы – и наиболее важный и содержательный из них: вступаем ли мы в новую эру, эру цифровизации в энергетике?

Энергетические компании на протяжении нескольких лет используют цифровые технологии, помогающие увеличить воспроизводство ресурсов углеводородов, улучшить процессы добычи, снизить затраты и повысить безопасность работ и персонала.

Цифровизация в секторе электроэнергетики обладает потенциалом сбережения в размере 80 миллиардов долларов в год, что составляет 5% от всех электроэнергетических затрат. Этого можно достигнуть путем снижения операционных расходов.

Нефтегазовый сектор имеет уже довольно длительную историю внедрения элементов цифровых технологий, особенно в секторе разведки и добычи. Разведка и добыча традиционно были самыми прибыльными звеньями нефтегазового сектора. Апстрим – это сектор, на который цифровые технологии могут оказать огромное влияние. Они способствуют открытию новых месторождений нефти и газа и делают производственные процессы более эффективными. В режиме реального времени цифровые технологии используются также для выявления наиболее перспективных участков, вводимых в разработку с целью получения максимальных объемов извлекаемых ресурсов.

В будущем основное внимание цифровизации будет нацелено на расширение и улучшение уже используемых цифровых технологий. Например, сенсоры, которые применяются при поисково-разведочных работах, могут использоваться для увеличения добычи. Цифровые технологии также могут применяться для подводной прокладки нефтепроводов. С новыми технологиями может произойти эффект «снежного кома», что позволит увеличить безопасность, уменьшить затраты на оплату труда и повысить надежность оборудования.

В более долгосрочной перспективе существует потенциал улучшения методов анализа и создания баз данных. Совершенствование анализа может привести к более быстрым решениям, увеличению операционного времени жизни скважин и снижению аварийности.

Дополнительная возможность ЦМ – использование искусственного интеллекта (ИИ), который находится в стадии развития и может оказаться полезным в разведке и добыче. ИИ может быть использован для анализа производительности скважин и предложить более обоснованные решения. Он также будет способствовать развитию моделирования и корректировке вариантов разработки и добычи.

Цифровизация находит также применение в секторе добычи сланцевой нефти и газа. Ожидается, что ИИ позволят существенно увеличить добычу в сложных условиях освоения нефтегазовых ресурсов.

Этапы развития ЦМ

В развитии информационных технологий и становлении технологии цифровых месторождений за рубежом можно выделить пять этапов.

Этап 1: традиционные функциональные и региональные рабочие группы и традиционное управление информацией.

Большинство нефтегазовых компаний организованы по географическим и функциональным признакам или их гибридным вариантам. Естественно, что информация собирается, хранится, обрабатывается и используется, в первую очередь, в организационных подразделениях. Они часто называются бункерами данных, и такой подход работал для многих компаний в течение ряда лет. Фокус делался на структурирование информации.

На данном этапе доминируют хранилища данных и более специфическая информация для анализа конкретных требований и электронных таблиц с многоаспектной информацией.

Группы управления данными сейсморазведки были первыми, кто столкнулся с феноменом «больших данных» («big data»); до сих пор сейсморазведчики лидируют по объемам сбора и обработки информации. Они адаптировали устройства и сети хранения данных, высокопроизводительные вычислительные кластеры, графические процессоры, чтобы поспевать за ростом объема данных и требованиями более быстрой обработки на более крупных моделях.

Подготавливаемые решения для целей специального функционального анализа или для анализа, ориентированного на активы, обеспечивают традиционный нефтепромысловый анализ инструментами для принятия решений по проектированию, операционным и прогностическим нуждам.

При ценах на нефть в \$100 за баррель традиционные организационные бизнес-процессы и относительно ограниченная информация представляли среду, которая хорошо работала на протяжении многих лет. Что же изменилось за последнее время?

Этап 2: группа управления активами.

Растущий спрос на сотрудничество между геологами и промышленными инженерами в 90-ые гг. привел к глобальным организационным изменениям в формировании комбинированных групп, нацеленных на управление активами.

Управление информацией адаптировалось к этим организационным изменениям на основе разработки программного обеспечения, внедряемого в рабочие процессы обработки сейсмических данных, интерпретации параметров недр, имитации характеристик залежей и планирования добычи. При этом модели информации должны включать в себя определения функциональных данных, используемых как геологами, так и промысловыми инженерами.

Для целей определения характеристики скважин и пластов были разработаны соответствующие стандарты и критические протоколы XML-обмена данными.

Группы управления активами еще не объединяют все функции – и функциональные специалисты работают отдельно друг от друга, но первые шаги к функциональному сотрудничеству уже сделаны. Многие старые месторождения не использовали значительную часть информации, однако новые проекты разрабатываются с большим количеством измерительных параметров и большими масштабами автоматизации.

Этап 3: цифровое месторождение.

XXI век привнес доступные сенсоры, автоматизацию и технологии управления процессами в отрасли. Для сбора большого объема различной информации были запущены новые масштабные проекты. Этому способствовали высокие цены на нефть. Доступность больших объемов информации обеспечила преимущества, которые комбинируют информацию on-line со структурированной информацией для принятия важных аналитических и прогностических решений. Эти решения включают в себя поддержку оффшорного бурения с суши, направленного горизонтального бурения и многие другие сложные операции. Возможность получения большого объема различной информации – характерная черта первого этапа в развитии ЦМ.

Этап 4: Big Data и усовершенствованная аналитика.

Несмотря на замедление темпов развития нефтяной промышленности, мир цифровых технологий движется вперед. С помощью интернета розничной торговли, социальной медиаиндустрии и развития ряда новых рыночных технологий были решены три ключевые проблемы: объемы, диверсификация и скорость движения информации.

Компании уже запустили пилотные проекты для тестирования и разработки новых возможностей. Акцент компаний сместился с поисково-разведочных работ с целью открытия больших объемов запасов к сокращению расходов и выявлению областей, в которых они могут использовать активы, генерирующие наибольшие денежные потоки. Спрос на аналитиков и выявление резервов сокращения затрат и неэффективных рабочих процессов растет в той же пропорции, с какой падают цены на нефть.

Этап 5: промышленность «Интернета вещей» (IoT).

Технологии не останавливаются на концепции «Big Data». Прогресс идет в направлении гиперсвязи с машинами, изучающими «умное» оборудование, с большим количеством алгоритмов, которые могут реализовать новые возможности обработки и анализа информации. Департаменты IT многих нефтяных ком-

паний испытывают затруднения из-за того, что стараются справиться с задачами 1-го этапа, тогда как новые цифровые технологии требуют реализации возможностей этапа 5.

Основную роль при этом играют интегрированные операционные технологии (ИОТ) – отличающиеся от традиционных ИТ, таких как автоматизация, контроль процессов, отделенных от традиционного ИТ; ИОТ обычно отвечают за центры управления данными, компьютеры, сети и корпоративные приложения.

Технологичный прогресс создает возможности для эффективной интеграции данных. Необходимость и возможность более быстрого получения прибыли достигается за счет комплекса информации, получаемой от сенсоров, транзакционных и структурированных данных.

О некоторых устоявшихся стереотипах относительно возможностей цифровых месторождений

За последнее десятилетие появилось немало заблуждений по поводу цифровых месторождений нефти. Ниже перечислены наиболее часто встречаемые пять «мифов».

1. Цифровые месторождения, в основном, имеют дело с технологиями (в действительности – ЦМ в основном ориентированы на изменения бизнес-процессов).

2. Цифровые месторождения это продукт ИТ (действительно, каждый проект включает в себя цифровую информацию и программное обеспечение, но ЦМ имеют дело с изменениями в методах управления месторождением, а не с возможностями технологий).

3. Цифровые месторождения, в основном, имеют дело с процессами автоматизации (автоматизация обычно используется, когда необходима система контроля на сложных установках; но автоматизация – это лишь один из компонентов цифровых решений).

4. Операторы доверяют моделям, которые созданы группой управления активами (частично это идет от синдрома, который можно назвать «изобретено не здесь»; но существует реальный фактор недоверия, когда персонал нефтяного промысла не имеет всей картины и не видит всего, что происходит на месторождении и что в действительности доступно только при использовании достаточно сложных моделей головного предприятия).

5. Крупные капитальные проекты – это набор потенциальных возможностей (со всеми случаями масштабных отклонений в бюджете затрат и времени в отраслевом портфеле мегапроектов; как только подготовлена основная проектная документация, менеджер проекта тщательно отслеживает показатели затрат и времени). Новая «гениальная» технология, в лучшем случае, является отвлечением внимания, и в худшем – связана с новыми рисками.

Наряду с мифами, связанными с ЦМ, можно определить **пять реалистичных оценок**.

Утверждение 1: ситуация с управлением информацией (данными) на самом деле обстоит хуже, чем это представляется многим.

Это утверждение является не осуждением менеджмента, а оценкой того высокого уровня ожиданий в росте эффективности, на который рассчитывают при внедрении технологий цифровых месторождений.

Учитывая возрастающий объём, разнообразие и волатильность информации, получаемой от использования цифровых месторождений, проблема представляется на порядок более сложной, чем это было с ранее применяемыми технологиями.

Утверждение 2: возможности новых технологий значительно превышают существующие.

Операторы должны принимать наилучшие решения на протяжении всего жизненного цикла месторождения. Многие крупные месторождения эксплуатируются десятилетиями, и многие ранее введенные технологии и оборудование становятся устаревшими. Стоимость технологического «апгрейда» – важный элемент в операционных расходах бюджета. И если не использовать современные бизнес-процессы, то операторы будут иметь дело с массой устаревших подходов и самыми разнообразными технологиями.

Утверждение 3: организационные возможности ЦМ – это больше, чем просто работа персонала с цифровыми данными и возможности сокращения численности сотрудников.

Компаниям необходимы инженеры в сфере цифровых технологий, а также опытные специалисты-нефтяники, при этом важно соблюсти их баланс. Новое поколение работников нефтегазовой промышленности более склонно к новым технологиям. Поколение, имеющее большой производственный опыт, относится скептически к цифровым моделям, тогда как новое поколение чересчур полагается на новации ЦМ. Проблема смены профессионалов разных поколений – это не только вопросы численности персонала, но и проблема передачи знаний и навыков.

Утверждение 4: большинство работников слишком заняты текущей работой, чтобы вникать в рассуждения технократов от ЦМ (за исключением ситуаций с месторождениями, приближающимися к концу коммерчески оправданного срока жизни).

Это утверждение составляет часть мифа о крупных капитальных проектах. В идеальном варианте, новые проекты и крупные месторождения являются лучшими кандидатами для внедрения новых технологий, основанных на цифровых решениях, но здесь опять же надо исходить из реальности. Из-за ограниченного бюджета проекта и сжатых сроков и из-за того, что надо поддерживать добычу на месторождении и скважинах, чтобы достичь планируемых показателей, существует влиятельная группа «управленцев – оппозиционеров», и идеальные кандидаты для внедрения ЦМ могут игнорировать цифровые решения. Обычно найти восприимчивую аудиторию можно в местах, где есть небольшие месторождения или месторождения, близкие к концу жизненного цикла. Поэтому следует быть критически настроенными и «идти в ногу» с основной массой специалистов.

Утверждение 5: последнее из рассматриваемых здесь утверждений касается организационной культуры.

Дискуссии о моделях бурения и добычи позволяют считать, что полученный опыт операционных процессов обеспечивает хорошую точку для старта. В действительности, полученный опыт изучения и процессы трудно применить к разведке и добыче. Известно, что специалисты сектора даунстрим еще в университетах были обучены рассматривать производство как совокупность серии процессов, и таким путем решали проблему. Промысловые геологи сектора апстрим рассматривали свои проблемы в виде проектов и решали их своими методами. Дело в том, что модель месторождения связана с неопределенностями, основной источник которых – залежь, сформированная природой. Для успеха необходим комплексный подход, что позволит осуществлять управление изменениями.

Мы находимся на полпути к решению этой задачи. «Цифровая модель» решений была разработана в первом поколении цифровых месторождений. Первое поколение ЦМ 1.0 достигло весомых результатов, однако для второго поколения ЦМ впереди еще немало сложных проблем.

Исследования рентабельности использования ЦМ, их технологической зрелости и организационной готовности

Определенное представление о масштабах информационных потоков в сегменте ЦМ можно получить из следующих данных по нефтяной промышленности США:

- инвестиции в инфраструктуру сланцев США – \$600 млрд;
- объем проходки – 2000 млн футов;
- используемые данные – 100 петабайт.

Важно определить степень готовности технологий ЦМ решать ключевые задачи в области интегрированного управления операциями с их оценкой по трем направлениям измерения: рентабельности использования ЦМ, их технологической зрелости и организационной готовности.

Ожидаемая рентабельность, ROI

Один из основных вопросов, который интересует компании: какова эффективность различных направлений использования ЦМ в сравнении с альтернативными направлениями инвестирования?

Технологическая зрелость

Не менее важно получить ответ на вопрос: каковы направления использования технологий ЦМ – и на какой стадии разработки и внедрения ЦМ находятся их компании?

Организационная готовность

Исследования в этой области позволяют дать ответ на вопрос: насколько готовы и способны компании принять и использовать технологии ЦМ?

Специалисты выделяют многочисленные области использования ЦМ при решении разнообразных задач; в рассматриваемом исследовании изучались 10 наиболее важных направлений применения ЦМ, по которым были даны соответствующие оценки экономической привлекательности и основных препятствий при внедрении ЦМ.

1) Мониторинг удаленных активов



Содержание: сбор и анализ сенсорных данных, относящихся к потокам информации, температуре, вибрации и целостности объектов контроля для повышения операционной надежности и эффективности принимаемых решений.

Выигрыш: беспроводной поток информации к месторождению посредством таких технологий, как цифровые мобильные телефоны и спутники, позволяют проводить интерактивный анализ в режиме онлайн.

Пример: двухканальный поток операций – критические данные позволяют компании проводить удаленный мониторинг и контролировать оборудование – компрессоры, измерители потока и др., обнаруживать и диагностировать проблемы и оптимизировать операции

2) Удаленное управление операционной деятельностью, связанное с активами

Содержание: разработка систем для операций с установками и объектами на удаленном расстоянии. Сокращение числа работников на объектах и возможность управления операциями из центра.

Выигрыш: управление операциями из центра в режиме реального времени обеспечивает спектр деятельности в апстрим для удаленного мониторинга и контроля.

Пример: интерфейс между машинами и связи в реальном времени на удаленных нефтепромысловых объектах обеспечивают наблюдение за рутинными операциями и возможными сбоями в работе из центрального офиса.

3) Упреждающая поддержка

Содержание: использование прогностической (упреждающей) аналитики данных и методов обслуживания, исходя из реальных условий, улучшает структуру и надежность активов.

Выигрыш: сокращение и предотвращение операций, связанных с прекращением операций и остановкой производственных объектов, минимизация операций разрывов и экономия затрат, что позволяет проводить обслуживание и ремонты на пике циклов (или в периоды их смены) путем завершения обслуживания

ния, базируясь не на заранее установленных графиках, а на диаграммах использования и физического состояния оборудования.

Пример: превентивное обслуживание электропогружных насосов позволяет операторам проводить мониторинг состояния оборудования и замену насосов, исходя из их фактического использования, а не плановых ремонтов, избегая тем самым ненужного обслуживания, простоев и повреждения залежи.

4) Оптимизация добывающих активов

Содержание: использование специальных сенсоров для мониторинга работы оборудования и аналитических данных для идентификации улучшений в сложных операциях и повышения операционной эффективности

Выгоды: автоматизация рутинных процессов, мониторинг и диагностика проблем в процессе добычи и обеспечение проактивного управления активами с целью оптимизации выпуска и увеличения нефтеотдачи.

Пример: использование методов аналитики больших данных с целью анализа комбинаций типа растворителей и соотношений объемов воды и растворителя для определения оптимальной стратегии извлечения нефти.

5) Удаленное инспектирование активов

Содержание: использование управляемых на расстоянии приборов визуализации (видео, IR, рентгеновских лучей) и и др. сенсоров для завершения контроля и более эффективного выявления проблем по сравнению с традиционными операциями на месторождениях.

Выигрыш: улучшение мониторинга и производительности активов и надежное суждение о том, что любые сбои в работе (например, утечки флюидов, загрязнения среды) минимизированы за счет превентивных мер – и сокращено время на эти операции.

Пример: мониторинг работы трубопроводов с использованием самонаводящихся дронов обеспечивает быстрое выявление и принятие решений в связи авариями на трубопроводе и возможными утечками.

6) Автоматизированная оптимизация производственных активов

Содержание: роботизация или другое автоматизированное оборудование, повышающее эффективность операций, сборку и обслуживание в постоянной и критически опасной операционной среде.

Выгоды: интеллектуальные машины дают оборудованию возможность зондировать условия в локальной среде, выявляя и решая основные проблемы и оперируя независимо от участия человека.

Пример: использование рабочих потоков нефтепромыслового инжиниринга для автоматической оптимизации закачки пара и неконденсированного газа с целью повышения эффективности операций SAGD.

7) Управление транспортным потоком

Содержание: получение данных в реальном времени на основе использования беспроводных сетей – сенсоров, видеоаналитики – от сенсоров, установленных на объектах с целью улучшения идентификации активов, перемещения, использования и логистических операций.

Выгоды: оптимизация производительности труда, снижение объемов транспортировки, улучшение цепочки поставок и функций обслуживания, минимизация расхода материалов и энергии, более эффективное управление активами.

Пример: управление транспортным парком, позволяющее выбирать наилучшие маршруты и обходить препятствия; мониторинг и наставничество водителей для обеспечения более безопасной деятельности и обеспечение программы функционирования транспортными средствами, исходя из конкретной ситуации.

8) Продуктивность месторождения

Содержание: максимизация эффективности работника путем предоставления беспроводных средств коммуникации, которые позволяют по запросу получать доступ к данным по месторождению, к запасам материально-технических средств и поддерживать связь с централизованной экспертной службой.

Выгоды: возможность для полевых работников быть полностью связанными с центральным офисом и возможность перемещать активы и управлять ими на расстоянии.

Пример: использование интеллектуального рутинга для координации работы персонала и движения оборудования, исходя из таких факторов, как профессионализм, расстояние и наличие запасов.

9) Биометрический мониторинг

Содержание: использование девайсов, способных осуществлять постоянный мониторинг местонахождения работника, его движение и др. индикаторы реального времени, с тем, чтобы обеспечить обратную связь с работниками и выявить опасные ситуации – такие как утечки или аварии.

Выгоды: увеличение безопасности работника и производительности путем наблюдения за его перемещением и основными жизненными сигналами, что позволяет предупреждать о несчастных случаях, таких как утечка газа, сокращение времени реакции на неожиданные происшествия.

Пример: смартфоны и появление интерактивных технологий обеспечивают полевым работникам мгновенный доступ к информации об оборудовании и производственных объектах, оптимизируя деятельность по контролю и поддержке в надлежащем режиме.

10) Мануфактурные производственные операции на месторождении

Содержание: операционное переносное производственное оборудование для снижения времени простоев из-за поломки критически важных узлов путем производства специализированных компонентов узлов при необходимости прямо на промысле.

Выгоды: сокращение времени простоев, вызванных отсрочкой в движении узлов и оборудования, что позволяет компаниям сократить запасы резервных рабочих элементов.

Пример: технологии 3D-принтера обеспечивают производство заменяемых узлов и агрегатов в удаленных местах, таких как платформы морского бурения, исключают дорогостоящие отсрочки в местонахождении и транспортировке существующих деталей оборудования.

Выводы по разделу 5

1. Основные причины успеха компаний сектора апстрим сводятся к следующему:

- * четко сформулированные целевые ориентиры: сочетания преимуществ масштабов компаний и их стратегической дифференциации;

- * компетентный анализ цикла «поиски–разведка–разработка–добыча»: выявление звеньев цепочки апстрим, в которых компания имеет конкурентные преимущества, и максимальное их использование;

- * быстрая реакция на изменение конъюнктуры рынка активов и использование выгод от сделок, по которым есть необходимая информация

2. Для достижения согласованности в реализации стратегии компании необходимо:

- обеспечивать финансовые результаты выше среднеотраслевых; обычно это достигается в случае, когда компания эксплуатирует определенную нишу;

- оставаться предприимчивой, гибкой и реактивной, оставляя открытыми все возможности (опции). Следует заметить, что менеджмент до внедрения цифровых технологий группы редко мог анализировать и оценивать более трех базовых стратегий;

- * помнить, что потенциал роста отдельной нефтегазовой компании, которая профессионально использует нишу, значительно выше, чем те факторы, которые оказывают влияние на всю группу.

5. ПУТИ МОНЕТИЗАЦИИ ГАЗА. АКЦЕНТ НА НОВЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ

5.1. Формы монетизации ресурсов природного газа

Особенности газового бизнеса

При анализе методов монетизации газа следует учитывать специфические особенности этого вида бизнеса.

- Газовый комплекс характеризуется высокой капиталоемкостью, особенно на стадии транспорта (80% постоянных затрат). Следовательно, затраты на газ сильно зависят от масштабов производства и уровня использования установок и оборудования.
- Непрерывная газовая цепочка означает, что в любой момент практически один и тот же объем газа добывается, транспортируется, распределяется и используется.
- Высокая капиталоемкость и негибкость газовой системы, доминирование постоянных издержек, сильная координация между отдельными уровнями операций обуславливает необходимость сотрудничества между отдельными участниками газовой цепочки.
- Для того чтобы отслеживать движение спроса на газ, поставщики должны определить область замещения газа другими энергоносителями с учетом их цен. Для этого необходимо знать, в каких условиях осуществляется выбор потребителей между конкурентными энергоносителями, поскольку сравнение цен продажи энергоносителей не является показателем их конкурентоспособности.
- Для газа доля затрат на транспорт в 6–7 раз выше, чем для нефти, поэтому расстояние от месторождений до зоны потребления является основным фактором, определяющим поведение производителей.
- Потребители используют газ до тех пор, пока его цена не превысит некоторый допустимый уровень. Эта цена определяется путем расчета цены «нетбэк». Если эта цена превышает затраты на добычу наихудших месторождений, то возникает дифференциальная рента. Ее существование зависит от уровня цен заменителей газа.
- Для наиболее эффективной монетизации запасов газовых месторождений определяющими факторами применения той или иной технологии являются удаленность рынка и потенциал добычи.

Структура ресурсов газа

Рост потребления газа требует огромных инвестиций в новые инфраструктурные проекты, привлечения внимания к освоению нетрадиционных источников газа, выхода на новые труднодоступные территории.

Возможности рационального использования имеющихся запасов недр и направлений эффективного использования газа по всей цепочке его движения от добычи до конечного потребления используются далеко не полностью. В ряде случаев наблюдаются неоправданные экономическими и технологическими соображениями крупные потери газа. Действительно, все еще остается низким коэффициент извлечения газоконденсата, расходы газа на собственные нужды в процессе его транспортировки в России почти вдвое превышают среднемировые, велики потери или неэффективное использование попутного нефтяного газа, исключительно узкой остается область высокотехнологичных направлений использования газа высоких переделов в газохимии.

В этих условиях закономерным является вопрос о приоритетах инвестирования в экстенсивное (наращивание дополнительных объемов добычи и строительство новых транспортных сетей) и интенсивное (связанное с рационализацией всех процессов движения газа по цепочке до потребителей и его конечного использования) направления инвестирования.

Природный газ не представляет существенной ценности, пока он не доставлен покупателю, который может быть расположен достаточно далеко от месторождения. Поэтому главная цель газодобывающей компании – трансформировать газовые ресурсы в будущие денежные потоки или «монетизировать» источник. Монетизация газа представляет собой продажу газа в виде топлива, энергии или продукта потребительского спроса.

Ресурсный потенциал газа может быть представлен в виде т.н. «треугольника ресурсов» (рис. 5.1), который показывает их распределение в зависимости от размера источников и легкости их мобилизации. В верхней части треугольника находятся лучшие обычные источники. Они представляют небольшую долю от общего объема ресурсов. Нетрадиционные источники, более широко доступные, находятся в основании треугольника, но они более сложные и более дорогие в производстве.

Существуют три основных типа нетрадиционного газа:

- газ плотных коллекторов (промежуточный вариант между обычным и нетрадиционным производством). Это газ, который содержится в непористых породах, которые почти непроницаемы;
- сланцевый газ, который содержится в глине;
- метан угольных пластов, который был адсорбирован в уголь.

Также существуют месторождения гидратов метана. Это смеси воды и метана, которые при определенных давлениях и температурах кристаллизуются в твердую форму. Граница между традиционными и нетрадиционными методами колеблется с развитием технологий и изменениями в производственных затра-

тах. Рост производства нетрадиционного газа делает эту границу не вполне четкой. В Соединенных Штатах на производство нетрадиционного газа в настоящее время приходится свыше 50% общего объема производства.



Рис. 5.1. Нетрадиционный газ

Источник: [35] IFP Energies nouvelles

Газ, добываемый из недр, проходит длинную цепочку трансформации, прежде чем будет получен эффект от его использования.

Критерий отнесения запасов к «нетрадиционным» – отсутствие и/или дороговизна технологий, делавшие промышленную добычу газа невозможной по техническим или экономическим причинам. Этот критерий был незыблемым, пока запасы газа из нетрадиционных источников считались незначительными, а технологии работы с этими запасами отсутствовали вовсе. Но в последнее время три вида нетрадиционных источников природного газа выбились из этого ряда: газ песчаных коллекторов (Tight Gas Sands), газ угольных пластов (Coalbed Methane) и сланцевый газ (Shale Gas) привлекли к себе пристальное внимание специалистов и инвесторов. Возросшая активность в изучении нетрадиционных источников природного газа позволила заметно пересмотреть оценку американских запасов природного газа.

Упрощенная схема создания ценности продукта на базе ресурсов углеводородного сырья показана на рис. 5.2.



Рис. 5.2. Факторы, определяющие создание ценности продукта

Варианты монетизации

Тот факт, что природный газ будет играть значимую роль в формировании спроса на энергию в будущем, неоспорим. Для рациональной монетизации газовых источников требуются разные способы транспортировки и утилизации газа. В настоящее время эти способы испытывают инновационные преобразования – технического и коммерческого характера. И хотя трубопроводный транспорт и перевозки танкерами СПГ остаются обычными методами, на рынке появляются новые возможности для доставки газа потребителю. Они включают в себя:

1. компримированный природный газ (КПГ), сжатый природный газ (compressed natural gas), используемый в качестве моторного топлива вместо бензина, дизельного топлива и пропана;

2. GTL (Gas-to-liquids) «газ в жидкости» – процесс преобразования природного газа в высококачественные, не содержащие серу моторные топлива и другие, более тяжёлые, углеводородные продукты.

Процесс GTL подразделяется на следующие фазы:

- производство синтез-газа из природного газа путём соединения кислорода с углеродом;

- превращение синтез-газа в синтетическую сырую нефть;
 - очистка синтетических моторных топлив и других продуктов;
3. Газ в твердые вещества (gas to solids (GTS));
 4. Газ в электричество (gas to wire (GTW));
 5. Газ в продукты нефтехимии (gas to petrochemicals).

Все эти способы имеют цель сократить издержки и увеличить объемы поставок газа, а также преобразовать газ в более экономичные и прогрессивные продукты для того, чтобы сделать транспорт газа практичнее и дешевле. В действительности, появление некоторых способов монетизации газа датируется веком раньше, коммерческий же интерес к ним проявился недавно ввиду ситуации на рынке энергоносителей.

Методы монетизации

Сбалансированность на рынке энергоносителей может быть обеспечена, в том числе, за счет вовлечения в хозяйственный оборот трудно извлекаемых запасов газа. Ясны причины монетизации природного и попутного газа. Но определение «монетизация» – гораздо более широкое, и включает в себя также и рыночную диверсификацию со стороны производителей.

Природный газ используется либо в своем естественном виде, либо преобразованным в другие продукты, при этом транспортировка от месторождения до потребителей является главным шагом монетизации. Известно, что любые способы транспортировки газа требуют колоссальных капитальных затрат на инфраструктуру, а также заключения долгосрочных контрактов при совершении сделок. Далее, успешная монетизация подразумевает существование достаточного рыночного спроса. Спрос должен существовать на каждый конечный продукт отдельной технологии, при этом продукт должен быть экономически жизнеспособным. Таким образом, основной вопрос с точки зрения производителя звучит так: «какой метод наиболее жизнеспособен и рационален для обеспечения нормальной доходности инвестиций в течение всего цикла проекта в условиях рыночных колебаний, политической напряженности или развития более совершенных технологий?». Этим вопросом задаются все богатые газом страны, такие как Катар, Нигерия, Россия.

Существует множество перечисленных выше современных способов экспорта газа с месторождений на рынки сбыта. Эти технологии скорее дополняют друг друга, нежели конкурируют. Концептуальная схема монетизации газа показана на рис. 5.3.

Использование морских и наземных газопроводов – самый устоявшийся и проверенный способ монетизации при условии, что газовые месторождения расположены относительно недалеко от газопровода, уже снабжающего рынок. Такая схема приносит значительные потоки доходов. Тем не менее, если нет доступной трубы и рынка (а часто так и бывает), то строить новый газопровод нецелесообразно из-за небольших запасов газа. При выборе технологии транспор-

та газа аналитики и менеджмент компаний исходят из хорошо изученных зависимостей между стоимостью транспортировки единицы энергии (выраженной в \$/BTU) и расстояниями до потребителей для различных методов транспортировки. На рис. 5.4 представлено сравнение методов транспортировки газа по газопроводам и танкерами СПГ.

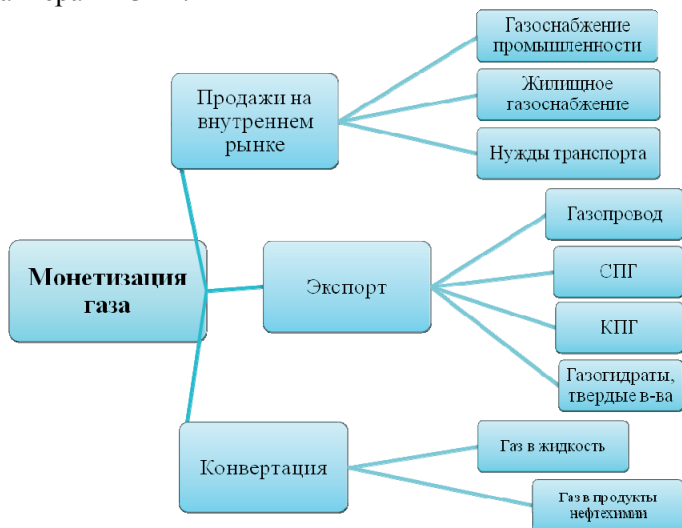


Рис. 5.3. Схема монетизации газа

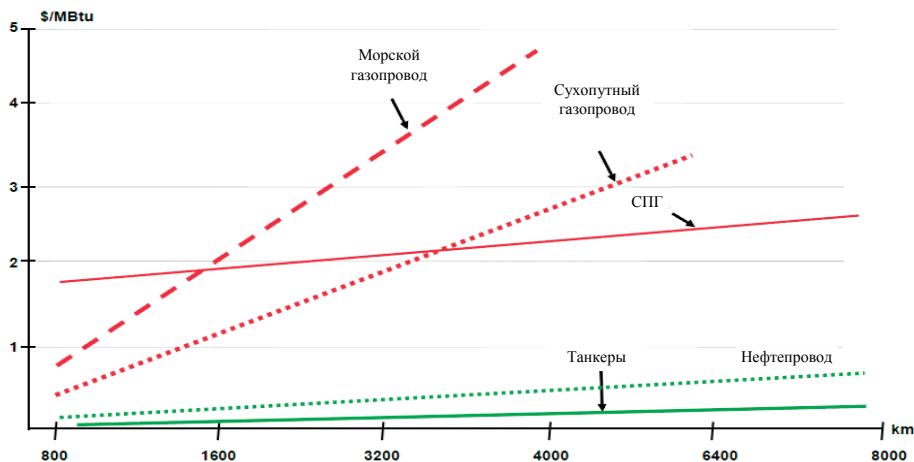


Рис. 5.4. Газопровод в сравнении с линией СПГ

Местная генерация энергии, так называемая технология «газ в электричество» (gas to wire, GTW), используя высокое напряжение, позволяет передавать газ или производимую из него электроэнергию на короткие и средние дистанции при имеющейся развитой энергосистеме на месторождениях. В этом состоит привлекательность использования газа.

Следует рассмотреть также способы, позволяющие сократить фактические объемы продукта: СПГ, КПГ, твердый газ (GTS), газогидраты (GTH). Сокраще-

ние объема, занимаемого продуктом при транспортировке, оказывается более практичным решением для прямого экспорта.

Каковы пути использования природного газа в качестве сырья и энергии для химической промышленности? Эти технологии включают в себя преобразования газа в жидкость и продукты нефтехимии, диметиловый эфир, метанол и другие продукты с целью их использования в качестве моторных топлив, полимеров и индустриальных химических добавок. Фактически, страны, имеющие большой потенциал предложения природного газа, уже активно инвестируют в исследование этих технологий.

Каждый из этих вариантов – достаточно капиталоемкий. И до недавнего времени многие из них были экономически невыгодны при небольших запасах газа на месторождениях или отдаленности рынка сбыта. Но технологии прогрессируют и становятся все более экономичными. Однако выбор одной из технологий специально для определенного месторождения требует тщательного анализа.

Рассмотрим подробнее существующие технологии, исходя из таких параметров, как размеры запасов месторождений, удаленность от рынка сбыта, величина требуемых капитальных и операционных затрат, а также сравнительная эффективность различных вариантов монетизации газа.

Сравнение технологий монетизации газа

Исследования показывают, что отдаленность рынка и потенциал добычи на определенном месторождении (непосредственно величина запасов газа) являются определяющими факторами использования той или иной технологии для наиболее эффективной монетизации газовых месторождений (рис. 5.5).

Для транспортировки газа, в основном, используются два естественных способа – газопроводы и СПГ. На небольшие расстояния и для больших объемов газа, особенно в политически стабильных регионах, рационально применять сухопутные газопроводы – как наиболее экономически эффективный метод транспорта газа. Возможны и морские трубопроводы, но они сталкиваются с трудностями глубин, морской экологии и расстояниями прокладки труб по дну моря. В итоге они заметно более капиталоемки. Для сравнения, затраты на строительство наземного газопровода в центральной Азии оцениваются в 4 млн долл./км, в то время для как морского газопровода «Северный Поток» они составили 8,7 млн долл./км.

При наличии крупных запасов газа высокого качества на шельфе и его транспортировки на большие расстояния всегда используется цепочка СПГ. Впрочем, инвестиционные затраты на поставки СПГ довольно велики и составляют 3,2–7,2 \$/млн БТЕ. К тому же, установки СПГ по сжижению и регазификации, транспортные затраты, кратно более высокая энергоемкость процессов – все это требует точных расчетов и рационального анализа эффективности развития этого способа в сравнении с газопроводами.

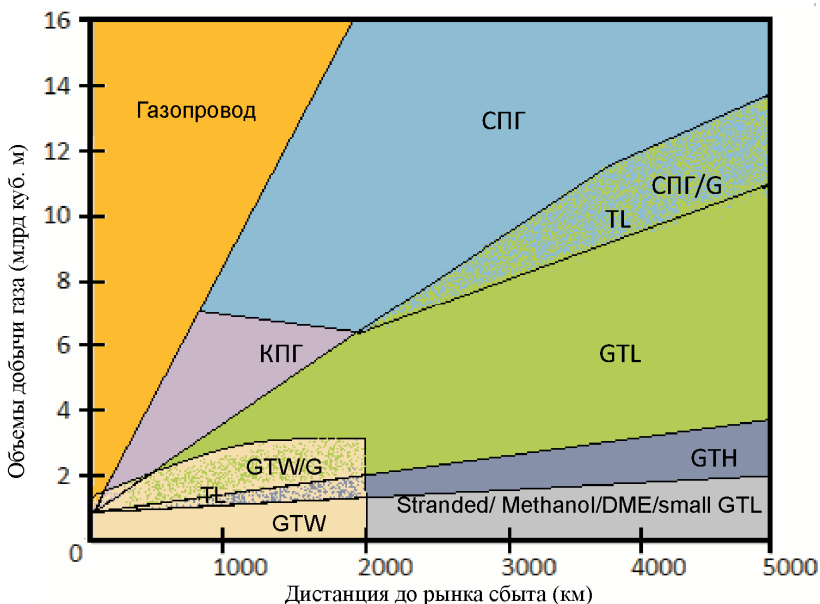


Рис. 5.5. Рациональность применения технологий монетизации в зависимости от объемов добычи газа и расстояний до рынков сбыта

Таким образом, газопроводы и СПГ не очень подходят для «запертых» и труднодоступных залежей газа и для эффективной их монетизации вследствие высокой потребности в инвестициях. На этом фоне следует рассматривать новые технологии с более низкими удельными затратами, которые позволяют входить в рынок с меньшими объемами газа – и тем самым ускорить процесс монетизации «запертых» залежей газа.

Одна из таких новых возможностей – плавающие установки СПГ. Их концепция интересна тем, что позволяет в любой момент перебазировать морскую установку при истощении запасов действующего месторождения. Также плавающие установки позволяют сократить опасность вероятных выбросов или загрязнений окружающей среды во время процессов сжижения и регазификации, уменьшить возможные политические риски, возникающие в случае с газопроводами, пересекающими границы одной или нескольких стран. С точки зрения затрат новый плавающий завод СПГ компании Shell стоил 3,5 млн долл. за 1 млн ед. продукции. Проекты такого масштаба сталкиваются также со многими техническими и коммерческими трудностями.

Следующей альтернативой в ситуации, где морские трубопроводы неосуществимы, являются технологии КПГ (сжатого природного газа) и GTS. Преимущество КПГ и GTS над другими негазопроводными средствами транспорта состоит в том, что они более просты в использовании и менее энергозатратны, более востребованы при внедрении вследствие низких затрат. Это еще один экономически привлекательный способ монетизации. Например, технология КПГ оказывается рентабельной при ценах 2,5–5,5 \$/млн БТЕ, а технология GTH – при

цене 4,7 \$/млн БТЕ. Для сравнения: пороговая цена поставки для цепочки СПГ составляет 3,2–7,2 \$/млн. БТЕ.

Метод КПП привлекателен тем, что позволяет доставлять относительно небольшие объемы природного газа в размере 1–2 млрд м куб. в год танкерами на короткие дистанции (в пределах 2 тыс. км.). Одно из преимуществ КПП состоит в том, что эта технология может быть использована при многократных испытаниях с целью принятия точного экономического решения в отношении целесообразности инвестиций. Также, благодаря структуре затрат КПП, эта технология – менее рискованная в сравнении с СПГ. Из рис. 5.5 следует, что технология GTN осуществима при транспорте небольших объемов газа на большие расстояния.

Тем не менее, концентрация энергии у технологии КПП довольно низкая и объемы газа, которые можно транспортировать – меньшие, чем у системы СПГ. Более того, метод GTN может быть не столь привлекательным в настоящее время, так как эта технология требует перевозки огромного количества воды (в четыре раза больше, чем газа).

GTW («Газ в электричество») – абсолютно иной способ монетизации газа; это конверсия газа в электричество непосредственно на месторождении. Технологии GTW ценны на дистанциях до 2 тыс. км и для малых объемов газа (рис. 5.5). Благодаря физическим характеристикам этот способ монетизации применим в ситуации, когда проложены линии электропередачи до рынков сбыта.

GTP («Газ в нефтепродукты») дает огромные возможности по созданию процессов и продуктов, но его применимость еще мало изучена.

GTL («Газ в жидкости») конвертирует газ в конечный продукт. Способ GTL создает продукты, превосходящие по качеству конкурентов. Дизельные продукты по методу Фишера-Тропша могут быть смешаны с традиционными топливами с целью увеличения их продуктивности и качеств по снижению воздействия на окружающую среду, а затем направлены на продажу на развитые рынки. Дополнительное преимущество этой технологии состоит в том, что существующие дизельные двигатели могут использовать GTL без модификаций, что является недостатком, например, для технологии КПП.

Есть еще более очевидные преимущества GTL – такие как национальная энергетическая безопасность; к примеру, для Катара, у которого сложный доступ к нефти, но благоприятные возможности для газа. В таком случае страна может не только диверсифицировать свой энергетический портфель по газу, но и выйти на рынок торговли сжиженным газом и продуктами GTL.

Последние исследования в области GTL сделали этот способ еще более конкурентоспособным. Еще в 2010 г. в коммерческой эксплуатации было небольшое количество установок; с тех пор в разработке находятся все большее количество проектов, и активность применения GTL будет расти в будущем как результат деятельности частного бизнеса и национальных стратегических инвестиций в странах с большими ресурсами газа.

Помимо этого, GTL облегчает транспортировку газа из мелких и отдаленных месторождений до рынков сбыта, в то время как другие способы, такие как

газопроводы и СПГ, с этим не справляются. Следовательно, во многих случаях, GTL может доставлять газ на ранее недоступные рынки, и способствовать освоению все более сложных залежей, обычно оставляемых без внимания. Исследования показывают, что метод GTL конкурентоспособен при производительности 2 млрд куб. м/год и дистанции до рынков в 1 тыс. км. Эта технология серьезно рассматривается такими гигантами как Shell и Exxon для рационального использования американского сланцевого газа.

Более того, GTL создает возможности и стимулы для нефтяных компаний к утилизации газа непосредственно на месторождении вместо того, чтобы беспрепятственно его сжигать. Это наглядно видно в случае с Нигерией. Заводы GTL по конвертации попутного газа оказывают малое воздействие на окружающую среду, они более безопасны, хорошо интегрированы с местами добычи, особенно на шельфе.

Процесс GTL может преобразовать попутный природный газ в синтетическое сырье и использовать уже существующую инфраструктуру: трубопроводы для транспорта жидкостей и танкеры. Таким образом, маркетинг продуктов по методу Фишера-Тропша позволяет избежать лишних инвестиционных затрат, поскольку для них можно использовать существующую инфраструктуру, включающую в себя хранилища, терминалы, трубопроводы, танкеры. Соответственно, не возникают проблемы создания новых логистических систем. А поскольку жидкие продукты легче перевозить, распределять и хранить в пункте назначения, то преобразование природного газа в жидкость предлагает более гибкую систему, чем газопроводы и СПГ.

Цепочка создания стоимости GTL короче, чем цепочка традиционного газа. Тем не менее, как показывают исследования, GTL – самый энергозатратный способ монетизации газа; более того, он не применим в местах, где преобладает технология КПП, так как, в отличие от КПП, капитальные затраты GTL не будут адаптированы к размеру запасов месторождений газа.

Резюмируя, отметим, что технология GTL – это практически наиболее подходящий способ монетизации газа из всех конкурирующих вариантов с точки зрения жизнеспособности и экономических показателей. Можно надеяться, что устойчивые различия между ценами на нефть и газ создадут возможности для развития технологий и сокращения затрат для продвижения такой технологии как GTL. Данный способ позволит рентабельно осваивать еще более мелкие и сложные месторождения.

Общее представление о различных методах монетизации трудных (недоступных) ресурсов газа можно получить из рис. 5.6, на котором различные технологии оценены качественно – с позиций требуемых инвестиций и технологических рисков.

В вопросах монетизации газа, помимо очевидных экономических выгод, существует также экологическая составляющая. Это больше касается попутного газа или газа, являющегося побочным продуктом добычи сырой нефти или конденсата. Попутный газ составляет примерно 17% мировых газовых запасов, но

большая их часть – небольшие и находятся они в оффшорных зонах, что делает использование попутного газа неэкономичным. Проекты добычи таких запасов частично осложнены тем, что добыча малоэффективна, и варианты продажи газа очень ограничены. К тому же, эффективность добычи попутного газа связана с добычей нефти и конденсата, с их издержками и условиями договора. Если не существует газовой инфраструктуры, попутный газ является помехой, в худшем случае – серьезной угрозой на нефтяном месторождении. В большинстве случаев газ содержит тяжелые углеводороды и вредные вещества, которые требуют специальных технологий обработки, что увеличивает издержки проектов. К тому же, инвесторам и инженерам необходимо знать, как истощается попутный газ в процессе осуществления проекта, так как производственные мощности могут недоиспользоваться, препятствуя инвестиционным схемам.

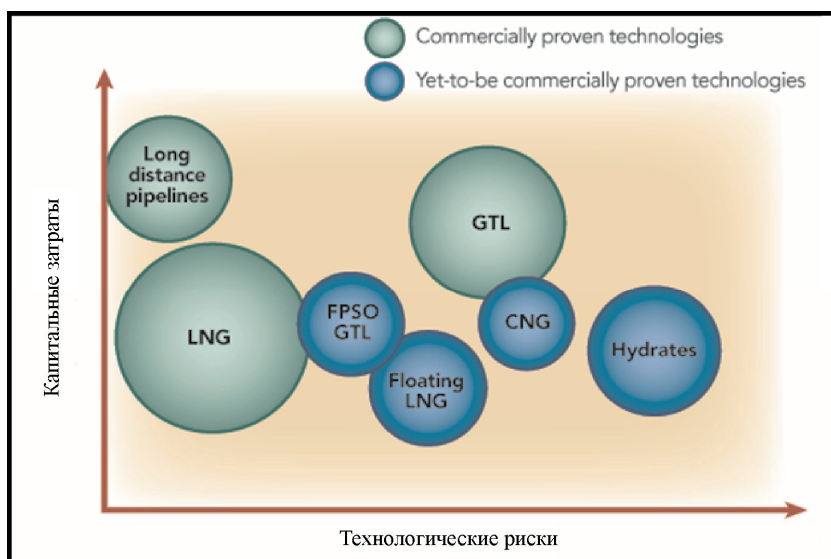


Рис. 5.6. Сравнение различных методов монетизации труднодоступного газа

Таким образом, монетизация малых объемов попутного газа является затруднительной, так как высоки затраты на инфраструктуру. Это является причиной того, что менее дорогие альтернативные методы повторной закачки и сжигания газа являются распространенными методами использования газа. Ежегодные объемы сжигаемого попутного газа составляют 140 миллиардов кубометров, это более трети потребления газа в Европе и 5% мировой добычи газа. В наше время сжигание газа больше не является приемлемым в связи с новым законодательством в ряде стран, экологическими проблемами и растущей экономической ролью этих ресурсов в условиях высоких цен на энергоносители.

По данным Мирового банка, сжигание попутного газа выделяет примерно 300 млн т эквивалента углекислого газа в год. Нефтегазовая отрасль достигла уровня, когда разработка новых месторождений станет невозможной, если не

решены проблемы с попутным газом. Нефтедобытчики ищут технологии для отбора попутного газа и отправки на рынки потребления.

Таблица 5.1

Оценочные экономические затраты выбросов CO₂ при сжигании газа

Регион	Сжигание газа (млрд м ³)*	Выбросы CO ₂ от сжигания природного газа (млн тонн)**	Экономические издержки при US \$10/тонна (млн US\$)	Экономические издержки при US \$15/тонна (млн US\$)	Экономические издержки при US \$20/тонна (млн US\$)
Россия	42.0	103	1030	1545	2060
Каспийский регион	9.8	25	250	375	500
Африка	31.8	81	810	1215	1620
Ближний Восток	34.4	87	870	1305	1740
Лат. Америка	11.0	23	230	345	460
Ю-В Азия	7.5	18	180	270	360
Северная Азия	2.3	6	60	90	120
Северная Америка	4.1	11	110	165	220
Европа	3.1	8	80	120	160
Мир	146	361	3610	5415	7220

Источники: GGFR/NOAA, EI; Flare Gas Reduction, «Recent global trends and policy considerations», Michael F. Farina, Global Strategy and Plannin, GE Energy, 2011 [36]

Здесь экономические издержки представлены затратами на снижение CO₂. Затраты на снижение варьируют по разным регионам, и оценки в табл. 5.1 подчеркивают скорее мотивации заинтересованных сторон монетизировать сжигаемый газ, нежели – сокращать его выбросы.

Последние годы многие страны начали регулировать сжигание газа. К сожалению, регулирование пока не решило проблем, поэтому определение метода экономически рентабельной добычи запасов попутного газа является лучшим путем прекращения сжигания газа. Таким образом, компании в добывающих странах могут создать поток дополнительной выручки от проектов сокращения сжигания газа, включая углеродные кредиты, приобретенные через механизм CDM. В итоге повышающиеся цены на энергию, развитие новых технологий могут подтолкнуть добытчиков изучать пути монетизации запасов труднодоступного и попутного газа.

5.2. Инфраструктура газовой отрасли и монетизация запасов газа

Укрупненная структура движения газа от производства к потреблению показана на рис. 5.7 и 5.8.

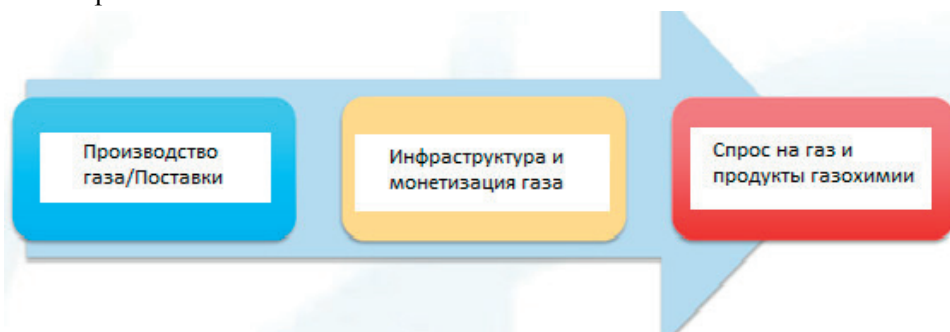


Рис. 5.7. Укрупненная схема газовой цепочки



Рис. 5.8. Схема производственной линии СПГ

Для высококапиталоемкой газовой инфраструктуры необходим тщательный анализ основных ее составляющих, а также факторов влияния на ее масштабы и стоимость. Это предполагает изучение следующих основных вопросов:

- Каковы связи спроса и предложения в период благоприятной рыночной конъюнктуры?
- Какая инфраструктура необходима, чтобы коммерциализировать газовые ресурсы?
- Какие технологии монетизации газа доступны для локальных рынков и экспортных решений?

Вначале об инфраструктуре, требующейся для поставок газа в основные районы потребления. В настоящее время экспорт газа и СПГ превышает 30% от мирового потребления газа:

- за последние 10 лет средний ежегодный прирост использования экспортных газопроводов увеличился на 4,8%;
- за тот же период средний ежегодный прирост экспорта СПГ, растущего с большей скоростью, увеличился на 7,5%;
- в 2017 году мощности по сжижению газа составили примерно 293 млн тонн/год (без учета плавучих заводов по производству СПГ);
- в настоящее время насчитывается 362 судна, занимающихся перевозкой СПГ, общей мощностью 54 млрд кубометров.

Импорт газа и СПГ становится доступным для новых стран-потребителей:

- импорт СПГ (строительство заводов по регазификации) мощностью 642 млн тонн/год и расширение новых производственных мощностей в 2012 году запланирован в ОАЭ, на Украине и на Канарских островах (Испания);
- использование газопроводов для импорта и распределительных сетей обосновано политическими или коммерческими инвестиционными решениями.

В настоящее время осуществляются инвестиции в новые экспортные газопроводы:

- более 80 процентов новых газопроводов в мире потребуются Северной Америке, для этого необходимы инвестиции в размере 15–60 млрд долларов в течение следующих 10 лет;
- существующая инфраструктура удалена от новых месторождений сланцевого газа (с большими запасами газовых жидкостей). В то же время в следующие 5 лет добыча на крупнейшем месторождении Марцеллус должна увеличиться на 10 млн тонн/год – по газопроводам должен экспортироваться дополнительный газ в объеме эквивалентном более 100 млн тонн/год;
- в связи с потребностями инфраструктуры СПГ, эксперты прогнозируют, что к 2020 году только два месторождения (Марцеллус и Ютика) будут обеспечивать 1,2 млн баррелей СПГ;
- в мире будут введены в строй много новых магистральных газопроводов, среди них: газопровод Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия (ТАПИ), российский газопровод по восточному маршруту в Китай и транскаспийский газопроводы. Газопровод Россия-Китай способен обеспечить стратегическое изменение поставок газа из России в восточном направлении и означает новую маркетинговую политику. Вероятно, будут введены в эксплуатацию, как минимум, два газопровода в Южной/Центральной Европе.

Проектируются и вводятся в строй новые экспортные мощности по производству сжиженного газа. Если могут быть монетизированы большие запасы газа, то в любом случае все еще доминируют крупномасштабные, наземные технологии СПГ. Так, к 2025 году запланированы и реализуются 350 млн тонн/год новых проектов по сжижению СПГ. Не все из них одобрены и финансируются, поскольку финансирование, как правило, обеспечивается долгосрочными договорами поставок СПГ. Только в 2013–2017 гг. для этого потребовались капиталовложения в размере около 230 млрд долл.

Затраты на заводы по сжижению газа значительно различаются (+/-50%) в зависимости от расположения, уровня предварительной обработки, морских мощностей, дополнительных установок и внезаводских сооружений (рис. 5.9). Существующие американские заводы СПГ имеют самые низкие затраты на строительство (по проектам – около 650–550 млн долларов), что существенно

ниже, чем для заводов, снабжаемых новыми месторождениями, для которых инвестиции составляют в среднем 1200 млн долларов. Для поставок газа в Азию восточноафриканские, и особенно североамериканские проекты СПГ имеют выгодные конкурентные позиции по сравнению с австралийскими проектами, создающимися с нуля.

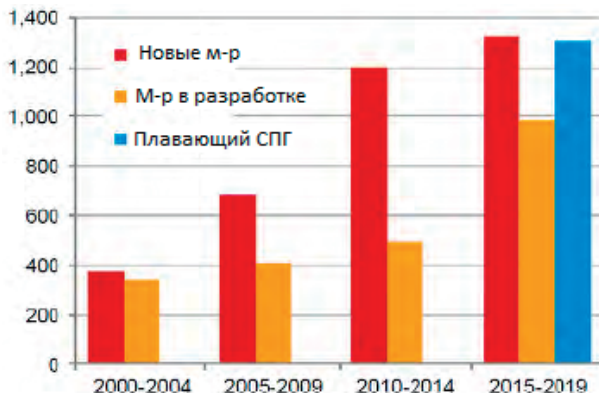


Рис. 5.9. Средние удельные затраты на операции СПГ (долл./т), для новых и действующих месторождений и плавучих заводов СПГ

Источник: IGU 2013 [37]

В связи с быстрым распространением технологий производства СПГ непосредственно в морских условиях возникает вопрос, могут ли плавучие заводы по сжижению газа занять лидирующие позиции (рис. 5.10). Проекты плавучих заводов по производству СПГ смогли, наконец, занять определенную долю рынка. В настоящее время рассматривается большое количество малых и крупных газовых проектов, находящихся в затруднительном финансовом положении. Наилучшие позиции коммерциализировать эту концепцию имеет компания Petronas. Мощности Petronas на 2015–16 гг. (проект плавучего завода с инвестиционным решением в конце 2013 г.) составляют около 1.2 млн тонн/год. Компания Shell в 2016 г. запустила проект мощностью 3,6 млн тонн/год, затраты на который составили 12 млрд долларов. Бразильская компания Santos осуществляет проект мощностью 2–3 млн тонн/год, инвестиции в который составляют 8–10 млрд долл. Плавучие заводы по производству СПГ могут уменьшить затраты в сравнении с решениями строительства заводов на суше, но для этого потребуются интенсивные усилия; при этом еще не доказана коммерческая обоснованность нового технологического способа производства СПГ.

Критерии определения соответствующего варианта монетизации запасов газа основаны на учете многообразных факторов, таких как:

- размеры и качество ресурсов газа;
- географическое размещение ресурсов относительно основных рынков газа, как местных, так и экспортных;
- конкурентоспособность конечных продуктов.



Рис. 5.10. Существующие и планируемые проекты плавучих СПГ

Источник: IGU 2013

Обзор вариантов монетизации газа иллюстрирует рис. 5.11, на котором вертикальная ось отражает объемы ресурсов газа (млн станд. куб. фут.), а горизонтальная ось – расстояние от основных рынков сбыта (км).

На этом рисунке LNG – сжиженный природный газ, GTL – газ, трансформированный в жидкое состояние; CNG – компримированный газ.

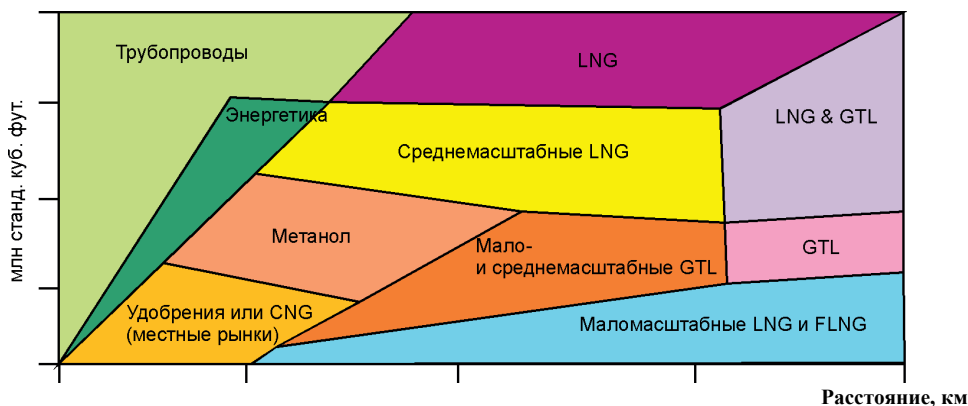


Рис. 5.11. Обзор вариантов монетизации газа

На приведенном рисунке надписи: вертикальная ось соответствует объемам ресурсов газа, горизонтальная ось – цена продукта в долларах, LNG – сжиженный природный газ; GTL – конверсия газа в жидкости, Fertilizer – удобрения, Power – электроэнергетика; Methanol – метанол/ДМЭ (диметиловый эфир), Associated gas – попутный газ; Conventional, onshore – традиционные ресурсы газа на суше; Tight gas, remote – природный газ плотных пород; Offshore (including remote) – газ шельфовых зон (в т.ч. удаленных)

Представленная диаграмма – всего лишь иллюстрация основных вариантов; при этом всегда существуют исключения. Рентабельный проект – это проект определенного назначения и с определенными характеристиками. Некоторые про-

екты представлены в табл. 5.6. Различные варианты монетизации запасов газа являются технически выполнимыми, но не все из них – экономически жизнеспособны, или же решения по ним принимаются в течение длительного срока. Конкурентоспособность технологий значительно различается и зависит от определенных характеристик проекта и региональных рынков.

Таблица 5.6

Характеристики потребителей и их объемы

Конечное потребление	Количество потребителей	Млн стандартных куб. фут.	Трлн куб. фут.
Сжатый природный газ	10000 транспортных средств	4	0,03
Цементный завод	Небольшой завод – 1 млн тонн	10	0,07
Удобрение (мочевина)	В среднем 1150 тонн/день	15	0,15
Бытовой газ	1 миллион жителей	15–30	0,1–0,2
Энергетика	200 МВт	50	0,5
Метанол	В мировом масштабе 5000 тонн/день	150	1,2
Газ в жидкости	В среднем 16000 баррелей	150	1,2
СПГ (на суше/плавающий завод)	По меньшей мере, 3000 тонн/день	150	1,2
СПГ	10 млн тонн (две больших линии)	1360	10

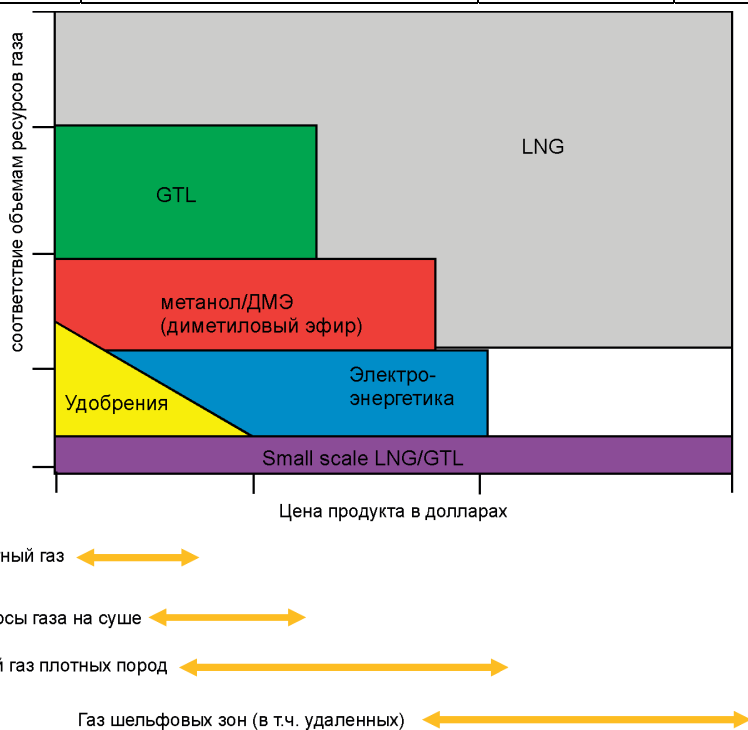


Рис. 5.12. Иллюстрация типовых вариантов монетизации

Рассмотрим другие критерии определения подходящего вариантов монетизации газа. Они должны учитывать практические или геополитические ограничения:

- логистику, необходимую для строительства проекта и его эксплуатации:
 - доступ к глубоководным морским мощностям;
 - препятствия ландшафта и дорожной сети;
- разрешения на международные трубопроводы;
- технологическую доступность и надежность;
- доступность рабочей силы и ее профессиональные навыки;
- требования стратегических партнеров или соглашения иностранных правительств;
- финансирование проекта;
- одобрение с экологической точки зрения.

Цена продажи газа за вычетом транспортных расходов (цена «нетбэк») и норма прибыли, в конечном счете, оказывают влияние на проект, однако игнорирование других факторов может привести к превышению затрат и задержкам реализации проектов.

Более 70% крупномасштабных нефтяных и газовых проектов, разработанных с 2000 года, показали превышение затрат и/или невыполнение производственной программы в срок.

Технологии конверсии газовой фазы в жидкость (GTL) обеспечивают связи с ликвидными рынками. В этом отношении мировая практика характеризуется следующими особенностями:

- потенциально новая эра для GTL – это варианты газовой конверсии в синтетическую нефть, парафиновую нефть (средние дистилляты) и нефтехимические продукты;
- запуск синтетической нефти в экспортные трубопроводы для сырой нефти;
- продукты могут легко транспортироваться;
- перспективы развития были (и в определенной мере остаются) ограниченными вследствие высокой стоимости и операционных рисков;
- потенциал для привлекательного уровня прибыльности, особенно с широким ценовым спредом между нефтью и газом;
- ограниченное число коммерческих заводов, и стремление поставщиков технологий получить свою долю в реализуемых проектах;
- для небольших объемов газа можно также рассматривать мелкомасштабные технологии GTL, (технологии компаний Compact GTL и Velocys).

Среди других вариантов мелкомасштабного использования газа укажем следующие:

- меньшие объемы газа могут использоваться для производства метанола для экспортных нужд, получения топлива или преобразования продуктов с высокой добавленной стоимостью: ДМЭ (диметиловый эфир), олефины, бензин;

- недорогой газ – хорошая возможность для производства удобрений («аммиак в мочевины»), который легко транспортируется как твердое вещество на местные рынки с устойчивым спросом;
- мелкомасштабная технология производства СПГ, доступная благодаря многочисленным продавцам, обеспечивающим линии размером 0,1–0,2 млн тонн;
- удовлетворение местного спроса на новых топливных рынках СПГ или местных объектах генерации электроэнергии (используемых в отдаленных районах для буровых установок);
- сжатый природный газ, который более приспособлен для автомобилей малой мощности, предназначенных для легких условий эксплуатации и небольшого пробега;
- объем сжатого газа (200 баррелей) требует трехкратных объемов СПГ, но с более низкими капитальными расходами и более высокими операционными расходами, что делает его хорошей альтернативой для локального спроса;
- таким образом, на заправке может быть вопрос выбора «жидкость или газ»; но очевидно, что здесь должны заправляться любые транспортные средства, использующие природный газ.

Рассмотрим кратко два региона, планирующих экспортировать сжиженный природный газ.

Северная Америка

- Цель США – стать крупнейшим газовым экспортером.
- Перемещение и запуск законсервированного производства метанола.
- Возобновившийся интерес к средним масштабным проектам по технологии GTL.
- Огромные объемы газового конденсата ведут к новому нефтехимическому буму.

Восточная Африка

- Запасы газа отдалены от центров концентрации населения страны.
- Возможности для адаптации внутренних промышленных зон к поставкам жидкого топлива с высокой добавленной стоимостью и продуктов нефтехимии.
- Необходимость строительства экспортного трубопровода в соседние страны.
- Рассмотрение альтернативных перспективных возможностей для других вариантов монетизации в сравнении с СПГ.

Благоприятные перспективы монетизации в Северной Америке обусловлены следующими факторами (Таблица 5.7):

- Превосходная инфраструктура означает, что газовые ресурсы могут быть монетизированы различными способами – не ограничиваясь обеспечением одного крупного базового проекта.
- С 2015 года владельцы регазификационных терминалов ориентированы на экспорт СПГ в Европу и Юго-Восточную Азию через расширенный Панамский канал, где цены на газ за вычетом транспортных расходов (нетбэк) будут привлекательными.
- Варианты экспорта СПГ с Западного побережья на Азиатско-Тихоокеанский рынок также обеспечивают приемлемый уровень цен нетбэк.

Таблица 5.7

Проекты монетизации газа Северной Америки

Критерии Геологического института США	Энергетика (200 МВт)	Метанол (5000 тонн/день)	Мочевина (1000 тонн/день)	СПГ (9.0 млн тонн/год)	Газ в жидкость (16 тыс. б./д.)
Запасы газа (с объемами и качеством на перспективу 20 лет)	Малый, без едких веществ (0,5 трлн куб. фут.)	Средний, без едких веществ (1,2 трлн. куб. фут.)	Малый, без едких веществ (0,2 трлн куб. фут.)	Большой, без едких веществ (8,5 трлн куб. фут.)	Средний, без едких веществ (1,2 трлн куб. фут.)
Рыночные риски	Цены на уголь	Возможный переизбыток	Возможный переизбыток	Разрешение на экспорт	Крупный рынок жидкого топлива
Технологические ограничения / риски	Испытанная и доступная технология	Испытанная и доступная технология	Испытанная и доступная технология	Испытанная и доступная технология	Ограниченный опыт и мало заводов
Приемлемый уровень цен нетбэк	Может быть достигнута разумная норма прибыли – но по определенным проектам				

В качестве примера рассмотрим перспективы монетизации газа в районе нового освоения ресурсов газа – в Мозамбике (таблица 5.8).

- Для того чтобы поддержать разработку газовых месторождений для маломасштабных вариантов потребления, таких как производство электроэнергии и метанола, необходим крупный базовый проект.
- Запасы газа ориентированы на производство СПГ, технологии GTL и потенциальные экспортные газопроводы (здесь не показаны).
- СПГ идеален в применении, но может ли он найти место в совокупности с другими вариантами использования газа?

Из приведенных выше данных и характеристик вариантов монетизации газа можно сделать следующие выводы:

- Для новой волны СПГ и инфраструктурных проектов требуются огромные инвестиции, с тем чтобы максимально использовать возможности «Золотого века газа», но их осуществление займет немалое время.
- Разумные нормы прибыли по этим проектам вполне достижимы, если проводится политика рационализации издержек и всемерная экономия расходов материальных средств.
- Реальной проблемой, по-видимому, окажется поиск источников финансирования проектов.
- Необходимо обеспечить устойчивый рост в привлечении новых технологий монетизации газа и одновременно – возрождение некоторых традиционных вариантов.
- Новое производство бросает вызов традиционным центрам маркетинга природного газа.
- Конкурентоспособность новых проектов в значительной мере зависит от их географического положения.

Таблица 5.8

Сравнение основных характеристик монетизации газа в Мозамбике

Критерии	Энергетика (200 МВт)	Метанол (5,000 тонн/день)	Мочевина (1000 тонн/день)	СПГ (9.0 млн тонн/год)	Газ в жидкость (16 тыс. б./д.)
Запасы газа (с объемами и качеством на перспективу 20 лет)	Малый, конденсатный (0,5 трлн куб.фут.)	Средний, конденсатный (1,2 трлн куб.фут.)	Малый, конденсатный (0,2 трлн куб.фут.)	Большой, конденсатный (8,5 трлн куб.фут.)	Средний, конденсатный (1,2 трлн куб.фут.)
Рыночные риски	Конкуренция, низкая цена	Потенциальное насыщение рынка	Насыщение рынка	Сильный рынок экспорта	Крупный рынок жидкого топлива
Технологические ограничения / риски	Испытанная и доступная технология	Испытанная и доступная технология	Испытанная и доступная технология	Испытанная и доступная технология	Мало заводов и недостаточный опыт
Приемлемый уровень цен нетбэк	Может быть достигнута разумная норма прибыли – но по определенным проектам				

5.3. Эволюция организации газовых рынков

Рынок природного газа может быть разделен на четыре потребительских сектора: энергетический, промышленный, коммерческий и коммунально-бытовой. Рассмотрим основные характеристики различных секторов. Их структурное соотношение зависит от конкретной страны и географических условий, таких как: плотность населения, климатические условия, уровень экономическо-

го развития страны, ее энергетическая политика, цена газа, возможность использования топлив – заменителей.

Структура газопотребления имеет важное значение для организации управления газовой промышленностью. Все наиболее развитые страны имеют примерно одинаковую структуру рынка газопотребления:

премиальный		непремиальный	
коммунальный	коммерческий		промышленный
распределение под низким давлением		распределение под высоким давлением	
тариф		контракт	

Анализ современной энергетики позволяет выделить две основные ее черты: соперничество на энергетических рынках и новую конкурентную динамику.

1. Методы организации в газовой промышленности и энергетике, сами рынки становятся все более соперничающими. Барьеры для входа снизились, тенденция изменения затрат благоприятствует входу в бизнес для новых участников. Они стремятся изменить правила игры и усилить конкурентное давление. Таким образом, наблюдается перестройка международного энергетического сектора.
2. Постепенно устанавливается новая динамика конкуренции. Ее характеризуют мультиэнергетический и транснациональный характер. Она отражает переход от прежней ситуации, при которой цены формируются экономическими субъектами, к ситуации, при которой цены принимаются ими как результат рыночных взаимодействий. Появляются новые рынки; они приходят на смену старым вертикально интегрированным структурам. Эти новые рынки усиливают конкуренцию как внутри сектора (например, конкуренцию «газ-газ»), так и на межэнергетическом уровне.
3. Процессы либерализации газовых рынков приняли планомерный и регламентированный характер с момента принятия и реализации Европейской газовой директивы.

Современные энергетические рынки становятся все более оспариваемыми, поскольку, с одной стороны, перспектива получения рентных доходов является привлекательной для участников, с другой – барьеры для входа становятся вполне преодолимыми.

4. Развитие новых форм конкуренции и рост взаимозависимости делают функционирование энергетических рынков чрезвычайно сложным. Конкурентоспособная компания должна наилучшим образом использовать многочисленные рыночные возможности. Сложный характер рынка создает дополнительные неопределенности. В целом, энергетический сектор характеризуется большим количеством неопределенных факторов различного характера. Это:
 - макро- и микроэкономические неопределенности в отношении экономического роста, динамики цен, спроса, валютных курсов;

Энергоносители	Уголь	Нефтепродукты	Природный газ	Электроэнергия
Доступ к системе третьей стороны	Открытые транспортные системы			
Физические и финансовые рынки	Оптовый рынок	Двусторонние контракты	Спотовый рынок	Свопы
	Торговые операции	Срочные рынки	Производные инструменты	Страхование рисков
Поставщики	Распределительные компании	Мультиэнергетические предприятия	Сервисные компании	Розничные торговцы
	Управление энергопотоками	Основные поставщики	Трейдеры	Энергетические компании
Конечные потребители				

Рис. 5.13. Структура стоимостной цепочки

- неопределенности в отношении наличия и стоимости новых технологий, способных изменить традиционные формы организации. В прошлом технический прогресс развивался в рамках монопольных или квази-монопольных структур. В условиях, когда компании формировали цены, затраты на новые технологии могли учитываться в ценах или тарифах. В новой ситуации для компаний, принимающих цены, проблема стоит иначе: технический прогресс инициируется конкуренцией, снижением издержек и цен;
- геополитической неопределенности в отношении крупных экспортирующих регионов (Россия, Ближний Восток, Северная Африка);

- неопределенности, связанной с изменением норм и стандартов по охране окружающей среды (ограничение выбросов, изменение налогов);
- неопределенности в отношении форм регулирования, действующего и вводимого в различных странах (его эволюции, трансформации форм организации).

Сложности и неопределенности рынка порождают риски, которые относятся одновременно к рынкам и методам регулирования.

5. Рынок газа за рубежом уже многие годы проходит этап либерализации, темпы которой различны в разных странах. Российский рынок является наименее конкурентным по структуре продавцов и покупателей природного газа и наиболее жёстко регулируемым. В отличие от России, во многих странах поставки газа организационно объединены с поставками пара, тепла, воды, образуя единые коммунальные хозяйства.
6. Формы организационных структур предприятий газораспределения в различных странах весьма разнообразны – в отношении форм собственности, методов управления, организации и управления основными и вспомогательными процессами, а также характера финансовых взаимоотношений поставщиков и потребителей газа.

При этом в ряде стран сохраняется централизованная структура управления операциями транспортировки, хранения и продажи газа конечным потребителям, которая свойственна и российскому рынку. Однако методы его функционирования существенно отличаются от российского.

Эволюция энергетических рынков привела к новой структуре стоимостной цепочки, основные черты которой резюмирует рис. 5.13.

5.4. Роль нетрадиционных углеводородов в экономике США

Энергетические «козыри» США

В течение последнего десятилетия разработка нетрадиционных запасов углеводородов сделала доступными большое количество сравнительно дешевых ресурсов газа и нефти. В период с 2005 по 2013 годы доказанные запасы природного газа в США выросли на 105%, а нефти – на 35%. После снижения в 2000–2005 годах производства газа на 6%, а нефти – на 11%, в США с 2005 года произошел резкий подъем производства: газа – на 35%, нефти – на 44% (рис. 5.14) [38].

Дешевые нетрадиционные углеводороды стали основной топливно-энергетического комплекса США. Дешевый сланцевый газ, добываемый в больших количествах, существенно снизил цены на газ на внутреннем рынке, сделав их ниже среднемировых, что дает США значительные преимущества. С мая 2005 по декабрь 2015 года цены на природный газ в США (на узле Ненгу Нуб) снизились на 60%. Теперь США относятся к странам с самой низкой ценой на газ в мире. Она на 2/3 ниже, чем в Китае и Германии.



Рис. 5.14. Изменения в объемах запасов и добычи газа в США, 2005–2013 гг.

Несмотря на высокие издержки на транспортировку СПГ, запуск нескольких экспортных терминалов, при низкой себестоимости производства газа в США для ряда районов поставки может сделать их выгодными.

Нефть, в отличие от природного газа, является мировым товаром с практически одинаковой ценой по всему миру; нефть и нефтепродукты легко транспортировать танкерами. Бум нефтедобычи в США в 2014 году был одной из причин превышения спроса над предложением на мировом рынке нефти, что привело к падению нефтяных цен с середины 2014 года. Это было выгодно для всех потребителей нефти, в том числе и в США, однако американские потребители не получили значительной выгоды по сравнению с другими странами, поскольку падение цен было везде примерно одинаковым.

Технологическое лидерство США

Кроме больших запасов, США обладают значительным преимуществом в технологиях добычи сланцевых и нетрадиционных углеводородов. Это стало возможным благодаря сочетанию ряда факторов: благоприятные геологические условия, передовые технологии, высокоразвитая инфраструктура, высокопрофессиональные кадры, высокий уровень защиты прав собственности, высокий уровень конкуренции и гибкие возможности финансирования. Преимущество США в этом секторе сохранится в обозримом будущем, а падение цен на нефть,

пожалуй, только укрепило его благодаря снижению инвестиций в разведку и добычу в других добывающих странах. На сегодня Аргентина, Канада и Китай являются единственными странами (кроме США), где осуществляется коммерческая добыча нетрадиционных углеводородов, но в значительно меньших масштабах.

Некоторые страны, как и США, имеют значительные запасы трудноизвлекаемых углеводородов и активно инвестируют в их разработку, однако у них отсутствуют ряд важных преимуществ, которыми обладает США. Китай, к примеру, обладает более сложной геологией, недостаточно развитой инфраструктурой, основная часть месторождений расположена далеко от ключевых рынков, а кроме того, для масштабной добычи не хватает водных ресурсов. Поэтому добыча сланцевого газа в Китае составляет всего несколько млрд куб. м.

Экономические выгоды

Нефть и газ обладают широким и многогранным влиянием на американскую экономику.

В процессе добычи и переработки нефти и газа участвуют многие отрасли экономики: добывающие компании, нефтесервисные компании, транспортные и перерабатывающие предприятия. В 2014 году 32% газа в США было переработано, 31% использован для генерации электроэнергии, 18% в коммунально-бытовом секторе, 12% – для отопления коммерческих помещений, 3% – в нефтехимии и еще 3% – в транспорте. По мере роста конкурентоспособности использование природного газа будет расширяться [38].

Нефть потребляется гораздо более однородно: 70% нефти – на транспорте, 24% – в промышленности и 6% – в жилом и частном секторах, в основном, для отопления и приготовления пищи.

Влияние на другие отрасли экономики

Добыча нетрадиционных нефти и газа и все связанные с ней отрасли, такие как геологоразведка, транспортировка, переработка и прочие, в настоящее время являются одним из основных драйверов экономического роста и роста занятости. По результатам анализа [38], в 2014 году развитие добычи нетрадиционных углеводородов принесло 430 млрд долл. прироста ВВП США, или около 1400 долл. на душу населения. По оценке экспертов [38], к 2030 году этот показатель может увеличиться до 590 млрд долл. с учетом потенциального экспорта СПГ, но не считая экономии на проектах даунстрим.

Добыча нетрадиционных углеводородов к 2014 году создала 2,7 миллиона рабочих мест, а к 2030 г. это число может вырасти до 3,8 миллионов. Развитие отрасли требует не только рабочих специальностей, но и инженеров-нефтяников, специалистов в области контрактной деятельности, логистики, а также специалистов смежных отраслей. Развитие добычи нетрадиционных углеводородов возвращает в США специалистов в области энергетики, рабочие места которых были перенесены из страны, когда США были импортером нефти.

Кроме того, большая часть рабочих мест в этой сфере оплачивается в среднем в два раза выше, чем средняя заработная плата по стране, и работа в отрасли открывает большие перспективы для рабочих и специалистов среднего звена. Нехватка рабочих мест среднего класса с достаточно высокой оплатой труда является главной слабостью американской экономики. Работа в энергетической сфере, таким образом, является критически важной для развития американского среднего класса.

Разработка нетрадиционных углеводородов также является важным катализатором для развития прочих отраслей экономики и расширения рынка труда в таких областях, как общественное питание, финансовые услуги, жилье и досуг. На одно рабочее место в отрасли приходится не менее двух рабочих мест в сопутствующих областях.

Влияние на конечных потребителей

Нетрадиционные углеводороды, выйдя на рынок, создали существенную экономию затрат для многих потребителей нефти и газа. Особенно ощутимо это сказалось на нефтехимической отрасли и энергоемких производствах, хотя снижение издержек на энергию заметно во всех отраслях и на всех уровнях экономики. Преимущества использования нетрадиционных углеводородов еще не в полной мере осознаны – и будут только расти.

Нефтехимия. Нефть и газ являются основным сырьем для нефтехимической отрасли, общий объем которой в ВВП оценивается в 80 млрд долл., а в мире – в 560 млрд долл. Нефтехимические компании перерабатывают нефть и газ в базовые химические компоненты, используемые при производстве пластиков, удобрений и широкого ассортимента другой продукции. Дешевый природный газ в этом случае становится мощным конкурентным преимуществом для нефтехимических компаний США, особенно при производстве этилена. Компания BCG оценила, что снижение цены на газ привело к снижению издержек нефтехимических производителей на 8%.

До начала разработки нетрадиционных углеводородов инвестиции в нефтехимическую отрасль США практически сошли на нет. А за последние пять лет было объявлено о запуске более 220 новых нефтехимических, химических и сопутствующих производств, что потребует около 138 млрд долл. инвестиций. По оценке экспертов, ожидаемый объем инвестиций в нефтехимическую и химическую отрасль превысит 40 млрд долл. Инвестиции в отрасль оказали особенно сильное влияние на побережье Мексиканского залива, где началась первая волна добычи ТРИЗ – и где теперь будут располагаться основные мощности по переработке углеводородов. Так, компания Sasol осуществляет крупный проект с инвестициями в объеме 8.1 млрд долл. в г. Лейк Чарльз, Луизиана. Запуск завода состоялся в марте 2015 года. Ожидается, что со временем рост отрасли распространится на Пенсильванию, а также на другие территории в районе месторождения Marcellus и Аппалачского бассейна. Недавнее падение цен на нефть при-

вело к замедлению роста отрасли, однако, ценовые преимущества США должны существенно способствовать росту нефтехимической промышленности в ближайшее десятилетие.

Пластмассы. Низкие цены на сырье делают США наиболее привлекательным местом для размещения производства пластмасс. По оценке Совета химической промышленности США, общие инвестиции в отрасль, а именно, в производство резины, базовых пластмасс и вспомогательных веществ (добавок, красителей, и т.д.), с 2010 года и вплоть до 2020 года составят 47 млрд долларов.

Энергетика. В настоящее время на долю природного газа приходится более 27% генерации электроэнергии (в 2005 г. 19%). Природный газ практически вытеснил уголь из электрогенерации благодаря более высокой экономической эффективности, а также позволил удешевить стоимость производства электроэнергии по сравнению со многими другими странами.

Энергоемкие производства. Низкая стоимость природного газа и, соответственно, электроэнергии, способствует развитию энергоемких производств, в частности, металлургии, целлюлозно-бумажного производства, и других отраслей тяжелой промышленности. Отчет VCG «Сделано в Америке. Снова» оценил снижение издержек в промышленности за счет использования сланцевого газа в 4% и более, включая такие отрасли, как переработка минеральных ресурсов, металлургия, производство бумаги и текстиля.

Влияние низких цен на энергию только начинает проявляться. Эксперты видят значительный потенциал в будущем. Безусловно, столь долгосрочные инвестиции требуют уверенности в том, что ценовые преимущества сохранятся в течение продолжительного времени. Споры о развитии добычи нетрадиционных углеводородов могут, тем не менее, задержать этот прорыв.

Топливо. Нефть является основным источником топлива для транспорта, а природный газ – для отопления и обогрева. Нетрадиционные углеводороды существенно снизили затраты в этих областях, способствовав снижению издержек как для бизнеса, так и для частных потребителей. К примеру, в 2014 году население, коммерческие и промышленные потребители сэкономили в сумме около 90 млрд долларов благодаря снижению цен на природный газ и СЖТ.

Экспорт. Значительные запасы нефти и газа открывают новые возможности и перспективы для экспорта углеводородов, особенно по мере роста мировой торговли энергоносителями. Экспорт сырой нефти и СПГ из США практически полностью запрещен ввиду устаревшего законодательства, однако потенциально представляет собой огромный резерв для экономического роста.

Экспорт природного газа. Впервые за десятки лет США добывает больше дешевого газа, чем потребляет, а также располагает большими запасами для расширения добычи в будущем. Это создает предпосылки для экспорта СПГ на европейский и азиатский рынки, и потребует колоссальных инвестиций в строительство экспортных терминалов. Терминал компании Cheniere Energy в Луизиане первым положил начало конкуренции. Восемнадцать компаний подали заявки на разрешение для строительства экспортных терминалов в Комиссию по

регулированию энергетики, и еще 40 компаний подали заявки в Департамент энергетики на получение экспортных квот.

Потенциальный объем рынка СПГ до конца не ясен, но, по оценке экспертов, при сохранении благоприятной ценовой ситуации, может достигнуть 3,1 трлн куб. фут. к 2030 году, что составляет около 14% общей добычи газа в США, и принести около 18 трлн долл. в ВВП страны. При этом экспортные контракты США базируются на внутренних ценах (Генри Хаб), а большая часть мировых экспортных контрактов на СПГ заключается на основе мировых цен. Таким образом, низкие мировые цены на энергоносители снижали выгоды от экспорта СПГ из США.

Экспорт нефти. За рубежом существует обширный рынок для реализации легкой нефти американских сланцевых бассейнов. Однако есть существенные различия между типами нефти, добываемой в сланцевых бассейнах США, и типами нефти, под которые адаптирована американская нефтепереработка. В США добывается преимущественно легкая нефть, а перерабатывающая отрасль приспособлена для смеси сырья из тяжелых и легких сортов нефти. Запрет на экспорт нефти вынуждает американских нефтепереработчиков проводить перепрофилирование НПЗ под другие сорта нефти. Это временно создало искусственный избыток предложения на такие сорта нефти, что ведет к снижению доходов США.

Снятие запрета на нефтяной экспорт позволит США сохранить баланс экспорта и импорта нефти и приведет внутренние цены на нефть в соответствие с мировыми, что повысит ценность добываемой в США нефти. Кроме того, существуют возможности по оптимизации торговли нефтью между штатами США, если расценки на морскую транспортировку (которые сегодня искусственно завышены) будут снижены.

Другие выгодоприобретатели

От использования нетрадиционных запасов нефти и газа выигрывают также домашние хозяйства, местные органы власти, федеральное правительство и другие экономические агенты за счет снижения расходов, увеличения налоговых поступлений, а также эффекта экономического перетока преимуществ в адрес других предприятий.

Домашние хозяйства. Потребители всей Америки являются основными выгодоприобретателями, причем отнюдь не только в тех регионах, где добываются или перерабатываются нефть или газ. По расчетам BCG, среднее домохозяйство в США экономит около 800 долларов в год благодаря дешевому нетрадиционному природному газу.

Достижимый эффект включает в себя прямую экономию по счетам за коммунальные услуги (электричество и тепло), а также косвенную экономию благодаря снижению цен на товары и транспортные средства. Эти оценки не учитывают недавнее снижение цен на нефть, которое также частично затронуло США.

Правительство. Региональные и федеральные власти всегда пользовались ключевыми преимуществами добычи нетрадиционных углеводородов и экономического роста. Правительство собирает доходы от нефтегазовой отрасли несколькими способами: это лицензионные платежи и налоги на аренду земли, корпоративные налоги на бизнес, а также налоги на индивидуальный доход за счет новых рабочих мест, заработной платы и роялти. По оценкам экспертов, доходы государственного бюджета США благодаря развитию нетрадиционной добычи, за исключением переработки, в 2014 году составили около 110 млрд долл. (сумма региональных и федеральных доходов) Эта сумма к 2030 году может составить 160 млрд долл. Отсутствие таких доходов добавило бы 13% к дефициту бюджета в 2014 году.

УКРЕПЛЕНИЕ ГЕОПОЛИТИЧЕСКИХ ПОЗИЦИЙ США

Нетрадиционные углеводороды приносят большие выгоды для США с внешнеторговой и геополитической точки зрения. С 2005 по 2014 годы сальдо торгового баланса существенно улучшилось благодаря снижению импорта нефти на 28%, что составило 103 млрд долл. в ценах 2014 года. Разработка нетрадиционных углеводородов также значительно улучшила энергетическую безопасность США. С запасами природного газа, которые многократно могут удовлетворить собственные потребности США, американская экономика стала более устойчивой и менее уязвимой для мировых потрясений энергетической отрасли. Снизилась зависимость США от нестабильных стран-производителей, снизилась необходимость обеспечения гарантиями импорта энергоносителей. Подобные преимущества также открывают для США новые возможности по поддержке союзников. И, наконец, снижение выбросов парниковых газов, достигнутое благодаря переходу с угля на газ, существенно повысило авторитет США в мировом сообществе.

РАСШИРЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПРЕИМУЩЕСТВ

Нетрадиционные углеводороды уже играют важную роль в подъеме экономики США, а также в повышении ее конкурентоспособности в мировой экономике. Тем не менее, существуют реальные возможности для еще большего расширения экономических преимуществ. Для этого необходимо решить ряд ключевых проблем, кратко обсуждаемых ниже.

Модернизация нефтегазотранспортной инфраструктуры

Для поддержки роста добычи и использования нетрадиционных УВ, США должны существенно обновить свою нефтегазотранспортную инфраструктуру. К 2025 году необходимо будет инвестировать около 200 млрд долл. в транспортировку нефти и газа, в том числе, в создание новых трансграничных трубопро-

водов, хранилищ, а также железнодорожных и морских объектов. Принимая во внимание всю сопутствующую основным объектам инфраструктуру, постройку экспортных СПГ-терминалов и новых дорог, общий объем этих инвестиций может достигнуть 900 млрд долларов. Эта инфраструктура имеет важное значение для активного развития и использования нетрадиционных УВ как внутри страны, так и в целях экспорта.

Отсутствие трубопроводной инфраструктуры вынуждает транспортировать сырую нефть железнодорожным путем. Это приводит к росту экологических рисков, снижает безопасность и негативно сказывается на здоровье населения. Неэффективность бюрократических процедур является основным препятствием задержки развития инфраструктурных проектов.

Что касается внутрирегиональных трубопроводов, то во многих штатах отсутствует четкая система технического регулирования по принципу «одного окна». В результате требуется намного больше времени, чтобы согласовать проект.

Подготовка квалифицированной рабочей силы

Существует острая потребность в квалифицированных кадрах как в добыче и разработке, так и в переработке. Развитие нетрадиционных УВ создает растущее предложение хорошо оплачиваемых рабочих мест. Анализ отраслевого рынка труда компании Burning Galss показывает, что во многих штатах в период между 2011 и 2014 годами число вакансий в отрасли выросло в 1,5–3 раза. В добыче и транспорте создаются новые рабочие места для инженеров-нефтяников, разнорабочих, операторов буровых установок и их ассистентов, обслуживающего персонала. В переработке к 2020 году будут востребованы сотни тысяч новых машинистов, сварщиков, механиков и инженеров. Помимо квалифицированных «синих воротничков», есть высокий спрос на инженеров, менеджеров по продажам и маркетингу, геологов, специалистов в области финансов и ИТ. Тем не менее, нехватка знаний и опыта у кадров зачастую существенно осложняет работодателям задачу по поиску квалифицированных сотрудников и рабочих. Старение рабочей силы усугубляет ситуацию – сегодня почти 25% рабочих промысла старше 55 лет и скоро уйдут на пенсию. Существует острая потребность в реализации программ и государственной поддержке в области подготовки персонала, чтобы компенсировать недостаток рабочей силы.

Какими бы значительными не были преимущества разработки нетрадиционных углеводородов, США рискует ими не воспользоваться по причине сильного противодействия со стороны ряда заинтересованных сторон. Оппозиция убеждена, что необходим длительный поиск компромиссов между экономическими выгодами разработки нетрадиционных УВ и воздействием на окружающую среду, что включает в себя управление климатическими рисками. В США эти убеждения находят общественную поддержку, в частности, в спорах о технологии гидравлического разрыва пласта. Но история уже не раз доказывала, что никакая оппозиция не в силах остановить технологический прогресс.

5.5. Будущее газа

В научно-технических публикациях рассматривается ряд актуальных вопросов, связанных с краткосрочными и долгосрочными перспективами как природного газа в виде метана, так и не ископаемых газов в рамках цепочки создания стоимости, и анализируются тенденции в разных регионах.

Так, Мартин Ламберт [39] рассматривает развитие биогаза, биометана и водорода (из возобновляемых источников энергии, так называемого источника энергии-газа или P2G) в качестве альтернативы природному газу (метану). Он делает вывод о том, что даже в оптимистичном сценарии возобновляемый газ (как бы он ни производился) потребует политической и финансовой поддержки, чтобы быть конкурентоспособным в значительном масштабе. Прогнозы производства биогаза и биометана на уровне 50 млрд куб. м в 2030 году и около 100 млрд куб. м в 2050 году составят лишь 10–20% от текущего спроса на газ в Европе, и поэтому для того, чтобы поддерживать его на уровне, близком к нынешнему, потребуются значительные дополнительные поставки. Это поднимает вопрос о водороде, но необходимо учитывать, что P2G находится на очень ранней стадии развития. Однако, в отличие от биогаза/биометана, который сдерживается наличием устойчивого сырья, основная неопределенность с P2G связана со стоимостью электролиза и метанирования.

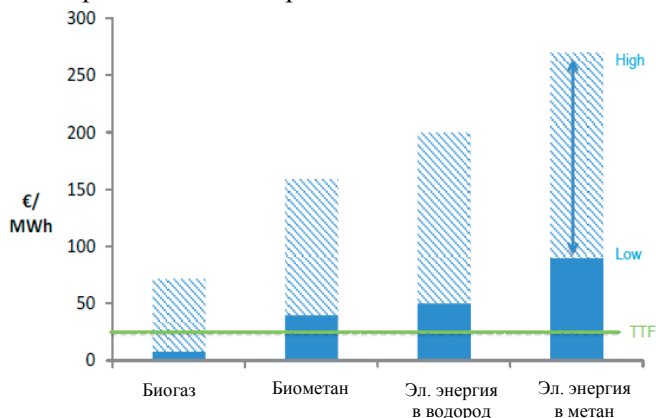


Рис. 5.15. Оценка затрат на производство альтернативного газа в сравнении с природным [39]

Джейми Спайерс [40] рассматривает будущее газовых сетей низкого давления и масштабы преобразования этих существенных активов для транспортировки декарбонизированных газов и, в частности, водорода. Эти сети обеспечивают значительные запасы тепла и энергии, которые будет трудно и дорого заменить другими методами. На примере Соединенного Королевства автор показывает, что с учетом технических неопределенностей оценка затрат любого варианта декарбонизации – будь то на основе электрификации или декарбонизации газа – является проблематичной. Будущая задача состоит в том, чтобы уста-

новить оптимальный баланс вариантов электрификации и газовой системы, который максимизирует декарбонизацию с приемлемыми издержками.

Пол Балкомб [41] изучал проблему утечки метана из газовой цепи. Поскольку метан является гораздо более мощным парниковым газом, чем углекислый газ, любая вентиляция в результате разведки и добычи или утечка из трубопроводных сетей оказывает гораздо большее влияние на потенциал потепления климата, чем углекислый газ. Хотя измерение выбросов метана является сложным и спорным вопросом, можно было бы внести существенный вклад в решение проблемы «сверхпроводников», на долю которых приходится в среднем 50% выбросов в США и Европе. Программы обнаружения утечек и ремонтных работ ведутся, но нужно еще многое сделать для того, чтобы создать согласованную и контролируруемую национальную методологию измерения выбросов.

Ряд экспертов делают акцент на том, что, наряду со все новыми климатическими газовыми проблемами, постоянной заботой и обеспокоенностью в Европе и Азии остаются вопросы безопасности поставок, и мнения об их важности и способах решения заметно отличаются как между регионами, так и внутри них. В Европе основной проблемой является роль российского газа, в то время как в Азии газ обеспечивает конкурентоспособность (в основном импортируемого СПГ) по отношению к другим источникам – отечественному углю и возобновляемым источникам энергии. Но конкурентное преимущество может быть менее важным там, где необходимо быстрое решение серьезных проблем, вызванных ухудшением качества атмосферы, которые являются следствием выбросов при сжигании угля.

Потенциальное увеличение спроса на газ со стороны Китая и Индии, и в частности – на импорт СПГ, будет в значительной степени зависеть от доступности газа в этих странах, а также от их весьма различных подходов к реформе цен и экологической политике (особенно к качеству воздуха). Специалисты отмечают, что китайская ценовая реформа продолжается уже много лет, но с 2014 года она получила ускорение. Возможно, что спрос на китайский газ, особенно в жилищном и промышленном секторах, будет продолжать быстро расти даже при увеличении цен, по крайней мере, в течение следующих нескольких лет вследствие целевых установок правительственных органов по переходу от угля к газу для улучшения качества воздуха. Напротив, для Индии Анупама Сен показывает, что регулирование цен не обеспечивает достаточных стимулов для развития внутренних газовых ресурсов, а при импортных ценах, значительно превышающих уровень \$5 за млн британских тепловых единиц, СПГ составит конкуренцию в любом секторе, кроме транспорта, и на эту ситуацию вряд ли повлияет худшее качество городского воздуха в любой точке мира. Контраст между краткосрочным и среднесрочным видением будущего газа в этих двух странах весьма разительный.

Что касается перспектив СПГ, то расходы на сжижение прогрессивно сокращались с очень высокого уровня в начале 2010-х годов, что определило его доступность и важность для будущей торговли природным газом и, следова-

тельно, спрос на него во многих странах (рис. 5.16). (Эксперты ожидают, что эта тенденция продолжится вследствие упрощения проектных кодификаций, большей стандартизации установок, последовательного строительства нескольких линий СПГ и использования плавающих заводов по сжижению газа для морских газовых месторождений.)

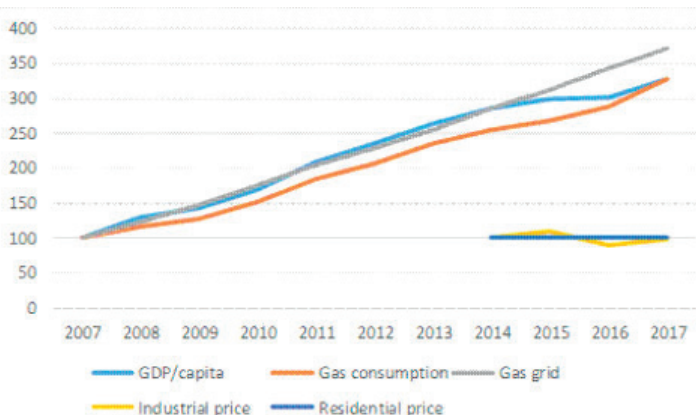


Рис. 5.16. Тренды спроса на газ в Китае и влияние экономических факторов [42]



Рис. 5.17. Цены СПГ в Азии, 2010–2018 гг. [42]

Снижение издержек станет ключом к принятию окончательных инвестиционных решений по многим проектам, которые находятся на стадии разработки в течение уже нескольких лет, и к обеспечению того, чтобы эти проекты могли поставлять газ по конкурентоспособным ценам.

Существует группа специалистов, которая рассматривает перспективы для газа в морском транспорте, учитывая новые правила, введенные Международной морской организацией, которая в 2020 году обязала лидировать 0,5% серы в мазуте (доминирующем топливе для морских перевозок). Хотя СПГ может быть частью решения проблемы, еще рано говорить о том, что владельцы судов считают это предпочтительным решением. Лишь небольшое число крупных опера-

торов взяли на себя явные обязательства по поставкам судов, работающих на СПГ, и еще предстоит выяснить, многие ли последуют за ними.

Устойчивая тенденция к сокращению затрат на производство энергии наблюдается в каждом секторе энергетики уже около двух лет. Наибольшее снижение затрат на энергопроизводство приходится на секторы ветряной и солнечной энергетики. В секторе нефтепереработки снижение расходов в значительной степени обусловлено технологическими достижениями, массовым банкротством компаний – производителей сланцевой нефти и газа, использовавших дорогие технологии добычи, и резким снижением затрат на геологоразведку. В газовом секторе укреплению тенденции к снижению расходов существенно содействовали недавний ввод в эксплуатацию основных месторождений дешевого газа и относительно низкие затраты на техническое обслуживание и содержание газовых месторождений и ресурсов.

6. МИРОВАЯ ИНДУСТРИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

6.1. Сжиженный природный газ

Сжиженный природный газ (СПГ)^{*)} – это обычный природный газ, который для облегчения транспортировки и хранения путем охлаждения до $-161,5^{\circ}\text{C}$ трансформируется в жидкое состояние. При этом объем газа уменьшается в 600 раз. СПГ отличается высокой теплотворной способностью (11500 ккал/кг) и после регазификации, как обычный природный газ, обладает всеми достоинствами этого энергоносителя, а именно: экологичностью, экономичностью и энергоэффективностью.

Возможность сжижения и удержания температуры газа до столь низких значений стала реальной после ряда открытий, сделанных еще в XIX веке (эффект Джоуля-Томсона, изобретение сосуда Дьюара и др.). Первые промышленные установки по производству СПГ появились в США. Они имели небольшую мощность, находились при электростанциях, работающих на угле или мазуте, и включались в момент пиковых нагрузок.

Современная индустрия СПГ начала свою историю в 1964 г., когда первый специализированный танкер доставил сжиженный газ из Алжира во Францию. Можно считать, что история индустрии СПГ насчитывает уже более пятидесяти лет.

Современная индустрия СПГ имеет следующие особенности.

Производство СПГ, как правило, сосредоточено на территориях, обладающих значительными запасами газа, но расположенных в отдалении от районов крупномасштабного потребления. Наоборот, потребление сосредоточено на территориях, не имеющих собственных энергетических ресурсов и условий для прокладки туда газопроводов. Производство СПГ характеризуется приморским типом размещения, отличается высокой пространственной концентрацией и экспортной освоенностью территории, высокой капиталоемкостью. Система производства и снабжения СПГ на первых этапах своего развития представляла собой жестко связанную конструкцию, в достаточной степени монополизированную. Контракты на поставку СПГ имели долгосрочный характер (20–25 лет). К настоящему времени индустрия СПГ является более гибкой конструкцией, в которой наряду с долгосрочными контрактами используются краткосрочные контракты, а также разовые сделки.

Индустрия СПГ представляет собой производственно-транспортную систему, связывающую приморские страны-производители и страны-потребители природного газа. Производство и торговля СПГ цементируют эту производст-

^{*)} по западной терминологии, LNG (liquefied natural gas)

венно-транспортную систему, вовлекая в нее новых участников, так что она постепенно превращается в «коридор роста» (по аналогии с «точками роста», каковыми являются некоторые наукоемкие и высокотехнологичные производства). Индустрия СПГ, как «коридор роста», вовлекает в свой круг все новых участников, создавая «по ходу» газового потока новых потребителей, которые часто не ограничиваются только энергетическим использованием газа, а развивают глубокую переработку газа, сопутствующие и обслуживающие отрасли, что, в конечном счете, приводит к формированию новой региональной и отраслевой структуры хозяйства [43].

Возвращаясь еще раз к аналогии с «точками роста», отметим, что производственно-транспортная система СПГ обладает, кроме прямого, также косвенным воздействием на развитие экономики. Для обеспечения этой системы оборудованием получают заказы машиностроительные, кораблестроительные заводы; появляются заказы и новые рабочие места у проектно-строительных фирм, осуществляющих проектирование и сооружение заводов сжижения и регазификации, хранилищ, терминалов, портов и т.п.

В странах, вовлеченных в «коридор роста», идет развитие потребления газа как за счет сооружения газораспределительных сетей и расширения географии поставок, так и за счет вовлечения новых потребителей (кроме электроэнергетики и коммунально-бытового сектора – также получение моторных топлив и химических продуктов из природного газа).

Характеристику подотрасли СПГ следует дополнить тем, что внутри указанной производственно-транспортной системы проявляется агломерационный эффект в местах скопления населения и производства.

В то же время необходимо еще раз отметить, что индустрия СПГ на начальных этапах своего развития не обладала такой гибкостью и подвижностью, как мировая система торговли нефтью, во-первых, из-за относительно небольших объемов, а во-вторых, из-за жесткости конкретных обязательств, связывающих контрактами поставщиков СПГ с покупателями газа. Однако и в систему СПГ постепенно проникали формы торговли, характерные для нефтяного рынка: наряду с долгосрочными контрактами получили распространение краткосрочные контракты, «спотовые» (разовые), а также своповые (комбинированные) сделки, маршруты танкеров-метановозов стали более разнообразными – и именно индустрия СПГ стала фактором постепенной глобализации газовых рынков.

СПГ может использоваться не только как энергоноситель при генерации электроэнергии и тепла, но и как моторное топливо, успешно заменяя бензин и дизельное топливо на автотранспорте.

СПГ используется в периоды резких колебаний спроса, а также в качестве нового перспективного топлива для других наземных, а также морских и речных транспортных средств, заменяя флотский мазут, который из-за высокого содержания серы постепенно будет запрещен. Постоянно растет применение СПГ в качестве замены пропано-бутановых газовых смесей в районах, удаленных от магистральных газопроводов.

Главное преимущество СПГ заключается в возможности его трансконтинентальных перевозок с помощью крупнотоннажных криогенных супертанкеров, а также по суше в железнодорожных и автомобильных цистернах. Его можно хранить в больших количествах в наземных емкостях при нормальном давлении в таких районах, где геологические условия не подходят для строительства и эксплуатации крупных подземных хранилищ сжатого газа, которые обычно создаются в соляных пластах или в скальных породах.

Интерес к СПГ объясняется также острой необходимостью диверсификации источников и форм энергетического снабжения экономик многих стран в условиях возрастающей нестабильности поставок импортной нефти.

В последние 50 с лишним лет наблюдается рост производства СПГ в ряде стран, располагающих значительными запасами природного газа. Рост связан со стремлением монетизировать, т.е. увеличить рентабельность ресурсов, которые ранее не использовались. Для этих стран индустрия СПГ в течение многих лет была и является источником значительных доходов. Для стран-потребителей, куда подача газа по трубопроводам затруднена, СПГ является одним из составных элементов топливно-энергетического баланса.

Анализ данных о мировой добыче и экспорте природного газа свидетельствует о том, что время, когда трубопроводный транспорт был практически единственным средством транспортировки газа, давно прошло, и что доля СПГ в мировом экспорте природного газа постепенно, но неуклонно растет [44] (табл. 6.1).

Как видно из табл. 6.1, торговля СПГ в 2017 г. достигла исторического максимума, увеличившись на 4,5%.

В то же время следует отметить, что в период 2012–2015 гг. имела место стабилизация экспорта СПГ на уровне порядка 330 млрд м³.

Расширение спроса на СПГ заставило экспертов изменить ранее названную цифру ежегодного темпа роста индустрии СПГ в период до 2030 г. с 2% в год до 4% в год.

Более того, одним из основных трендов энергетических рынков в ближайшие полтора-два десятка лет будет растущая опережающими темпами заинтересованность потребителей в поставках СПГ.

Технологическая цепочка производства и применения СПГ состоит из следующих элементов:

- газопровод, соединяющий месторождение с берегом;
- завод по сжижению газа на берегу, терминал по отправке, включающий порт, емкости для хранения СПГ, установки для загрузки судов (метановозов);
- флот метановозов;
- принимающий терминал и подразделение регазификации;
- инфраструктура по распределению газа потребителям.

Хотя элементы различны по своей сути, технологическая цепочка СПГ требует высокой степени взаимодействия и взаимозависимости между поставщиками и потребителями. Каждое звено этой цепочки является частью интегрированной системы, протянувшейся от газовой скважины до конечного потребите-

ля. Если хотя бы одно звено цепи не будет готово вовремя или пропущено по каким-либо причинам, весь, как правило, крупный, проект производства и потребления СПГ может подвергнуться риску.

Таблица 6.1

Доля СПГ в мировом экспорте газа

Годы	Мировой экспорт газа, млрд м ³	% от мировой добычи	в том числе			
			Экспорт по трубопроводу, млрд м ³	% от суммарного экспорта	Экспорт СПГ, млрд м ³	% от суммарного экспорта
1	2	3	4	5	6	7
1970	45,7	4,4	42,7	93,4	3,0	6,6
1975	125,4	9,9	110,7	88,3	14,7	11,7
1980	200,0	13,2	169,6	84,4	31,4	15,6
1985	228,9	13,1	178,6	78,0	50,3	22,0
1990	308,5	14,9	236,4	76,6	72,1	23,4
1993	347,1	16,1	264,1	76,0	83,0	24,0
1994	362,7	16,7	275,0	75,8	87,7	24,2
1995	374,0	17,0	281,0	75,0	93,0	25,0
1996	424,2	19,0	321,8	75,9	102,4	24,1
1997	433,0	19,5	321,7	74,3	111,3	25,7
1998	446,1	19,6	333,1	74,7	113,0	25,3
1999	484,7	20,8	360,5	74,4	124,2	25,6
2000	526,3	21,7	389,3	74,0	137,0	26,0
2001	554,2	22,5	411,2	74,2	143,0	25,8
2002	581,4	23,0	431,4	74,2	150,0	25,8
2003	623,7	24,1	454,9	72,9	168,8	27,1
2004	680,0	25,3	502,0	73,8	178,0	26,2
2005	721,5	26,1	532,7	73,8	188,8	26,2
2006	748,1	26,1	537,1	71,9	211,0	28,2
2007	776,1	29,2	549,7	70,8	226,4	29,2
2008	813,8	26,6	587,3	72,1	226,5	28,9
2009	876,5	29,3	633,8	72,3	242,8	28,7
2010	975,2	30,5	677,6	69,5	297,6	30,5
2011	1025,4	31,3	694,6	67,7	330,8	32,3
2012	1033,4	30,7	705,5	68,3	327,9	31,7
2013	1036,9	30,6	710,6	68,5	325,3	31,5
2014	997,2	28,8	663,9	66,6	333,3	33,4
2015	1042,4	29,5	704,1	67,5	338,3	32,5
2016	1071,1	30,2	714,4	66,7	356,7	33,3
2017	1134,1	30,8	750,7	65,3	393,4	34,7

Примечание. В табл. 6.1 объемы производства и торговли СПГ приведены в млрд м³. В других таблицах используется измерение производства и торговли СПГ в млн т. Переводной коэффициент таков: 1 тонна СПГ равна 1380 м³.

Источник: British Petroleum Statistical Review of World Energy

Традиционная схема (модель) поставок СПГ является интегрированной. Реализацию технологической цепочки осуществляют консорциумы, состоящие из транснациональных нефтегазовых корпораций, национальных государственных нефтегазовых компаний, а также энергетических и газовых компаний – потребители газа по долгосрочным (20–25 лет) контрактам, основанным на принципе «бери и/или плати». Контракты включают условия продажи СПГ по ценам *cif*, увязанным с ценами нефти, но не ниже уровня, обеспечивающего инвесторам возврат инвестиций, вложенных в реализацию проектов СПГ [45].

В последнее время все чаще стали использовать дезагрегированную схему реализации проекта СПГ, в которой в разных звеньях технологической цепочки могут участвовать много компаний. Такая дезинтегрированная модель позволяет более равномерно распределить риски и привлечь к участию в проекте большее число компаний. В рамках дезинтегрированной модели и при реализации СПГ по спотовым сделкам готовый продукт может следовать к покупателям по различным маршрутам и, более того, может быть «переадресован» другому покупателю.

Кроме этого, используется модель трансфертного ценообразования, когда компания, осуществляющая сжижение, приобретает природный газ в качестве сырья, а полученный СПГ реализует в рамках отдельного договора купли-продажи (Малайзия, Тринидад, ОАЭ). Используется также так называемая толлинговая модель, при которой компания по переработке газа получает плату за работу по сжижению, но не является владельцем СПГ (Индонезия, Египет).

ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛУЧЕНИЯ СПГ

Исходный природный газ поступает в фильтр-сепаратор, назначение которого – удалить из потока твердые частицы и капли жидкости. Газ очищают от CO_2 аминными абсорбентами (обычно метилдиэтаноломином). После аминной очистки газ осушают молекулярными ситами. Иногда применяется одновременная очистка от CO_2 и воды молекулярными ситами, но этот способ применяется в случае, когда содержание CO_2 в газе не превышает 1%.

Сжижение природного газа при атмосферном давлении происходит при низкой температуре ($-161,5^\circ\text{C}$). Процессу сжижения предшествует упомянутая выше предварительная ступень охлаждения с целью выделения примесей, а также тяжелых углеводородов. Если газ содержит высокий процент двуокиси углерода, сероводорода, азота, необходимы дополнительные инвестиции в его предварительную обработку для снижения риска разрушения дорогостоящего оборудования в процессе сжижения. Степень калорийности газа может оказать существенное воздействие на стоимость и доходность готовой продукции. Газ с высоким содержанием углеводородов C_{2+} может быть разделен на фракции, в этом случае товарными продуктами завода являются СПГ, этан и сжиженные пропан-бутановые фракции. Это увеличивает стоимость товарной продукции завода. Второй способ подразумевает сжижение газов C_{2+} совместно с метаном и их транспорт в страну-импортер. Для такого газа устанавливается надбавка к цене.

Сжижение производится в серии теплообменников (испарителей, холодильных машин), которые обеспечивают последовательное охлаждение, полное сжижение и некоторое переохлаждение. Очистка и фракционирование реализуются, как и основной процесс охлаждения, под высоким давлением. Холод производится одним или несколькими холодильными циклами, позволяющими снизить температуру от $+20^{\circ}\text{C}$ до $-161,5^{\circ}\text{C}$. Процесс сжижения завершается прохождением газа через дроссель, после чего давление снижается до атмосферного.

Установки сжижения являются крупными потребителями энергии. На практике эта энергия производится за счет потребления части сжижаемого природного газа (в тепловом эквиваленте порядка 12%) или же за счет побочных продуктов, получаемых при фракционировании.

Холодильный цикл, используемый при сжижении, состоит из холодильного агента, теплообменника-холодильника, расширительного устройства (снижающего температуру и давление холодильного агента) и теплообменника-нагревателя (осуществляющего перенос тепла природному газу), а также холодильника-экономайзера.

На современных установках сжижения природного газа применяется холодильная система со смешанным хладагентом. Очищенный газ подают в главный теплообменник, в котором его обычно охлаждают до температуры между -46°C и -73°C . Компоненты, которые могли бы вымерзнуть при температуре сжижения природного газа, конденсируются в этом теплообменнике и отделяются в сепараторе. Затем холодный газ возвращают в главный теплообменник, где он полностью сжижается и переохлаждается. СПГ выходит из теплообменника при температуре от -151°C до -159°C и направляется на хранение под давлением, близким к атмосферному.

Главный теплообменник – это набор пластинчатых (ребристых) теплообменников в общем стальном корпусе, который является опорной конструкцией низкотемпературного блока. Этот блок заполнен вспученным перлитом (теплоизоляцией).

В главный теплообменник подается под высоким давлением хладагент – в жидкой и газовой фазе. Этот двухфазный поток в теплообменнике конденсируется и выходит из него при температуре, очень близкой к температуре выходящего СПГ. Далее жидкий хладагент через дроссельный клапан возвращается при низком давлении в главный теплообменник, через который проходит снизу вверх. Испаряясь при низком давлении, хладагент охлаждает и конденсирует природный газ.

Одноконтурная система со смешанным хладагентом – простая и эффективная схема получения СПГ.

Применяются также более сложные системы с несколькими контурами хладагента.

Технологические схемы получения СПГ характеризуются термодинамическими КПД и отличаются различной способностью к гибкой эксплуатации.

На большинстве действующих предприятий по сжижению природного газа используется технология американской фирмы Air Products and Chemicals Inc. (процесс APCI). На алжирских заводах использованы технологии французской фирмы Technip (процесс TEAL) и американской компании Prichard Corp. (процесс PRICO). На предприятии, расположенном на Аляске, применяется технология американской фирмы Phillips Petroleum (процесс Cascade). На российском заводе по производству СПГ на о. Сахалин применена технология компании Shell со смешанным хладагентом; на предприятии по производству СПГ в Норвегии применена технология немецкой компании Linde со смешанным холодильным агентом, на недавно вступившем в эксплуатацию заводе Ямал-СПГ используется технология американской компании APCI.

В последнее время разработаны проекты так называемых плавающих заводов сжижения [46]. Разработчиками таких заводов являются компании Aker, Lummus, Linde, Mustang, Samsung. Разработаны технологии установок относительно небольшой мощности (1,7 млн т/год) и средней мощности (3,5 млн т/год). Такие установки располагаются на судах длиной до 300 м, шириной до 65 м, высотой порядка 30 м. Палубное оборудование включает в себя установку очистки и сжижения газа, причем сжижение может осуществляться по относительно простой однофазной, однокомпонентной по хладагенту технологии. На палубе располагаются резервуары для хранения СПГ, энергоблок, устройство для отгрузки СПГ, жилые помещения, специальные системы заякоривания. Изготавливаются такие установки с применением модулей, конструкций с высокой степенью заводской готовности. Такие плавающие заводы сжижения могут изготавливать ограниченное число проектно-строительных фирм, среди которых Samsung Heavy Industries, Daewoo Shipbuilding and Marine Engineering.

Среди новых технологий сжижения стоит отметить систему LNG Lite, в которой к очищенному газу добавляются углеводородные растворители и сжижение осуществляется при давлении 10 атм. и температуре -40°C (а не $-161,5^{\circ}\text{C}$, как в описанных выше процессах). Разработаны схемы с применением турбодетандеров. Эти схемы позволяют снизить удельные капитальные затраты [47].

В России пока нет собственной технологии сжижения природного газа большой производительности. Газпром и Криогенмаш ведут совместные разработки отечественной технологии сжижения относительно небольшой мощности (до 1 млн т/год). По заказу компании НОВАТЭК разработана технология «арктический каскад», позволяющая использовать фактор холодной погоды в районе размещения предприятия, но эта технология пригодна пока для установок относительно небольшой мощности (до 1 млн т/год). В России поставлена задача создать собственную технологию и оборудование крупнотоннажного производства СПГ.

Второй ступенью производственно-транспортной системы СПГ является терминал с соответствующей инфраструктурой (хранилища, наливные эстакады и т.п.), где осуществляется загрузка танкеров-метановозов.

Третья ступень системы – транспортировка СПГ танкерами-метановозами от порта отгрузки до порта в стране-импортере. Поскольку метановозы транспортируют жидкость, находящуюся при очень низкой температуре (-160°C), на них установлено специальное оборудование, которое обеспечивает безопасность транспортировки при оптимальной экономической эффективности.

Следующей ступенью является терминальное хозяйство в порту страны – импортера. Здесь обычно расположен завод по регазификации. Принимающий терминал и завод по регазификации – самые простые и наименее дорогие звенья цепочки СПГ. Они включают в себя порт с оборудованием для разгрузки метановозов, хранилище для СПГ, установку регазификации и систему распределения газа. Типичное портовое оборудование стоит примерно 120 млн долл. и выше и не сильно варьируется в зависимости от величины терминала. Порт и хранилища СПГ могут составлять примерно половину стоимости установок приемки и регазификации. Размеры терминала, метановозов и резервуаров складирования СПГ соответствуют мощности завода по сжижению. Но в большинстве случаев заводы по регазификации расположены в зонах с высокой плотностью населения, что требует множества предосторожностей, влекущих за собой значительные инвестиции. Как будет показано ниже, суммарные мощности по регазификации значительно (в 2 и более раз) превышают мощности по сжижению.

Техническим достижением на ступени регазификации являются плавающие регазификационные заводы, которые устанавливаются на специально сконструированных судах. Они имеют глубоководную часть в виде подводного бакеана, погруженного на 25–30 м и крепящегося ко дну цепями, тросами и пневматическими якорями и служащими причалом для судна. На судне устанавливается оборудование для регазификации газа и подачи его через глубоководный коллектор высокого давления [48].

Плавающие регазификационные заводы позволяют принимать глубоководные танкеры-метановозы нового поколения вместимостью 250–350 тыс. м³. Такие плавающие заводы располагаются в 15–20 км от берега – и их расположение в море позволяет избежать протестных выступлений местного населения, не желающих соседствовать с огне-, взрывоопасными, по их мнению, объектами [49].

6.2. Затраты в технологической цепи СПГ

Любая технологическая цепочка СПГ имеет специфические экономические характеристики. В частности, затраты на операции по сжижению и транспорту газа существенно зависят от следующих параметров:

- условия местности, где будет установлен завод по сжижению. Если рассматривать два завода, один из которых находится в высокоиндустриальной стране с развитой инфраструктурой, а другой – в развивающейся стране (со слабо развитой инфраструктурой) или для случая строительст-

ва «в чистом поле», то будут выявлены заметные расхождения в объеме инвестирования;

- мощность завода и экономия на масштабе: разница в объеме инвестирования между заводами с мощностью 5 и 10 млрд куб. м/год позволяет снизить удельные капиталовложения на 25–30%;
- фактор загрузки мощностей, поскольку значительный удельный вес постоянных затрат для всех звеньев цепи (сжижение – транспорт – регазификация) обуславливает чувствительность затрат к уровню использования оборудования;
- расстояние между терминалом загрузки и получения СПГ. Стоимость транспортировки СПГ практически линейно зависит от расстояния;
- выгоды, связанные с возможностью финансирования по привилегированной ставке. Значительный объем инвестиций и их перевод в амортизационные отчисления (возмещение инвестированного капитала) прямо коррелируют с реальной финансовой ставкой; издержки производства существенно зависят от этого параметра;
- налогообложение, размер которого может существенно увеличить цену продукции. Изменение налоговой ставки с 35% до 50% может увеличить цену СПГ более чем на 20%.

Структура издержек по стадиям производства, транспортировки и регазификации СПГ представлена в таблице 6.2.

Таблица 6.2

Структура издержек по стадиям производства СПГ

Стадии	%
Сжижение, включая стоимость газа	54,4
Транспорт	34,5
Регазификация	11,1
Всего	100

Приведенные в табл. 6.2 сведения являются средними по всей индустрии СПГ и в некоторой степени напоминают среднюю температуру по больнице. Для случая СПГ важную роль играет расстояние по доставке СПГ из порта отгрузки в порт прибытия груза, которое сильно отличается для разных проектов. В частности, расстояние транспортировки алжирского СПГ во Францию – 600 км, а СПГ из Абу-Даби (ОАЭ) в Японию – 11000 км и, естественно, для этих вариантов доставки требуется большее количество танкеров, причем более вместительных и дорогостоящих, так что стоимость транспортной составляющей проекта будет заметно отличаться.

Для индустрии СПГ большое значение имеет «эффект масштаба», т.е. снижение удельных капитальных затрат по мере увеличения мощности заводов по сжижению. В связи с этим на всем протяжении периода становления и развития индустрии СПГ росли мощности единичных установок сжижения.

Мощность одной технологической линии в 1970-е годы составляла 1,5 млрд куб. м/год, в 1980-е годы – 3,0 млрд м³/год, в 1990-е годы – 3,6–4,7 млрд м³/год (после реконструкции 5,4–5,8 млрд м³). Мощность одной технологической линии в новых проектах (начиная с 2000-х годов) – 5,0–10,0 млрд м³/год и выше.

Структура капитальных вложений в сооружение заводов по сжижению при увеличении мощности технологической линии с 5,0 млрд м³/год до 10,0 млрд м³/год показана в табл. 6.3.

Таблица 6.3

Структура инвестиций в проекты СПГ, %

№№ п/п	Объемы проекта СПГ	Мощность, млрд м ³ /год	
		5,0	10,0
1	Промышленное хозяйство, трубопровод, завод по сжижению	56	48
2	Танкеры-метановозы	37	45
3	Терминалы, хранилища, завод по регазификации	7	7
	Итого	100	100

Для приведенных в табл. 6.3 данных применимо ранее сделанное замечание о сходстве со средней температурой в больнице, так как каждый конкретный проект отличается еще и расстоянием месторождения от пункта и условий размещения завода-производителя, а от последнего – до пункта отгрузки. Тем не менее, как для структуры издержек, так и для структуры инвестиций характерно, что наиболее значимой по издержкам и инвестициям является стадия добычи, транспортировки и сжижения газа.

Срок реализации проекта от момента объявления до начала работы завода составляет, как правило, 4–6 лет, в т.ч. непосредственно строительство осуществляется за 3–4 года. Однако ряд реализованных проектов потребовали больших сроков. На первых этапах развития индустрии СПГ удельные капитальные вложения составляли 250–500 долл./т СПГ.

Однако с начала нового тысячелетия удельные капитальные вложения в создание заводов по сжижению природного газа стали возрастать. Во-первых, стали вовлекаться в эксплуатацию новые перспективные месторождения с более сложными условиями залегания, удаленные от берега, находящиеся в местности, не имеющей никакой инфраструктуры; во-вторых, постепенно происходила эскалация всех факторов производства (стоимости металла и материалов, рабочей силы, тарифов на энергоресурсы и транспортные перевозки и т.п.); в-третьих, из-за ограничения производственных возможностей судоверфей и необходимости значительных инвестиций на их расширение подорожали танкеры; в-четвертых, ряд проектов был ориентирован на использование газа нетрадиционных источников, в частности, природного газа угольных пластов.

Можно отметить три волны проектов, отличающихся существенной разницей удельных капитальных затрат. Первая – это ранние проекты 1970–1990-х

годов, о которых было сказано ранее. Уровень удельных капиталовложений для них составлял, как уже отмечалось, 250–500 долл./т. Вторую волну проектов составляли проекты 2000–2015 гг., уровень удельных затрат для таких проектов был на уровне 500–1000 долл./т. И, наконец, третья – это группа проектов, намеченных к реализации в период 2016–2020 гг. Для них уровень удельных капитальных затрат составляет 1000–2000 долл./т, а для некоторых превышает 2000 долл./т.

6.3. Этапы становления рынка СПГ

Рынок сжиженного природного газа прошел пять этапов своего развития: от незначительного сегмента мирового рынка газа до высокотехнологичного, жизнеспособного направления энергетического бизнеса.

І этап – 1960-е годы.

Первым экспортером сжиженного природного газа (СПГ) стали США. В 1959 г. компания Constock (Chicago Stockyard – Conoco LNG Venture) осуществило отгрузку СПГ из штата Луизиана в Великобританию. Активное участие в формировании рынка СПГ приняла компания Shell. По ее инициативе было осуществлено соглашение о поставках СПГ из Алжира в Великобританию. Так появился первый пробный международный проект по поставкам СПГ.

Компания Shell держала 40% акций в алжирской Compagnie Algerienne de Methane Liquide (CAMEL) и выступала как ведущий акционер при строительстве первого в мире промышленного завода по сжижению природного газа в Алжире. Этот завод мощностью 2 млрд м³/год начал работу в 1964 г.

В 1969 г. начал работать второй завод по производству СПГ в США (на Аляске) мощностью 1,5 млрд м³/год. Первый этап закончился вводом третьего завода в Марса-Эль-Брега (Ливия) мощностью 2,4 млрд м³/год.

ІІ этап – 1970-е годы.

Новые технологии были задействованы на заводе СПГ в Брунее производительностью 6,9 млрд м³/год, построенном компанией Shell в 1972 г. Впервые стал использоваться процесс охлаждения пропаном, который имел термодинамический КПД 90%.

В 1977–1978 гг. Индонезия присоединилась к странам-экспортерам СПГ, запустив два завода производительностью свыше 10 млрд м³/год каждый (в Бонтанге, северная часть Суматры; в Аруне, восточная часть Калимантана). В проекте Mobil Corp. в Аруне были использованы двухуровневые газовые турбины.

Компаниями Abu Dhabi National Oil (Абу Даби), Mitsui (Япония) и British Petroleum (Великобритания) в 1977 г. был построен завод по сжижению природного газа в Абу-Даби (3 линии по 2,3 млрд м³/год каждая).

Хотя в 70-е годы в разных проектах использовались многочисленные технологические процессы, версия процесса по сжижению газа компании Air Products and Chemicals Inc. (APCI) была преобладающей.

Газовые турбины быстро вытеснили паровые, поскольку были более надежными и доступными для широкого применения в производстве.

III этап – 1980-е годы.

В этот период были реализованы два проекта по производству СПГ в 1983 г. – в Малайзии (г. Бинтулу), Малазийской национальной нефтяной компанией (Petronas) – мощностью 10,2 млрд м³/год (3 линии); и в Австралии – проект «Australian Northwest Shelf» (NWS), который был реализован компанией Shell и начал работать в 1989 г. Мощность завода составляла 10,2 млрд м³/год (3 линии).

В 1980-е годы были увеличены мощности действующих заводов в Алжире и Индонезии. Так, в Алжире компанией Sonatrach в 1981 г. была осуществлена вторая фаза развития завода в г. Арзев (6 линий суммарной мощностью 8,3 млрд м³/год). Этой же компанией в 1981 г. была реализована вторая фаза строительства завода в г. Скикда (3 линии суммарной мощностью 4,1 млрд м³/год). В Индонезии продолжилось наращивание мощностей на действующих заводах в Аруне и Бонтанге: в Аруне в 1984 г. была осуществлена вторая фаза строительства (2 линии суммарной мощностью 4,1 млрд м³/год), а в 1986 г. – третья фаза (1 линия мощностью 5,2 млрд м³/год); в Бонтанге в 1983 г. были пущены 2 линии суммарной мощностью 4,4 млрд м³/год, а в 1989 г. – одна линия мощностью 3,2 млрд м³/год.

В течение 80-х годов наиболее существенным технологическим новшеством стало внедрение воздушного охлаждения, которое впервые было применено на заводе в Австралии. Оно стало применяться по причине введенных природоохранных ограничений на использование водного охлаждения в этом регионе. Позже этот процесс был применен и на других заводах для снижения издержек и сохранения окружающей среды.

IV этап – 1990-е годы.

Одной из ключевых проблем начала 1990-х годов стал переход к газовым турбинам и компрессорам, который позволил увеличить мощность оборудования и сократить затраты. Наибольших успехов в решении этой задачи добилась компания Shell, усовершенствовав процесс APCI для завода в Малайзии. В 1995 г. здесь была реализована вторая фаза строительства завода в г. Бинтулу (3 линии суммарной производительностью 19,8 млрд м³/год). Это был первый завод, который начал использовать массивные газовые турбины мощностью 80 Мгв производства американской компании General Electric. На этом заводе был установлен рекорд мощности. За счет «эффекта масштаба» удельные капитальные затраты были снижены на 15–25%, удельный расход топлива – на 10–15%.

В 1999 г. компания Atlantic LNG of Trinidad & Tobago Ltd в Тринидаде и Тобаго ввела в эксплуатацию установку по сжижению газа мощностью 4,1 млрд м³/год (одна линия). Компания Atlantic LNG осуществила снижение издержек за счет использования новейших технологических разработок и налаженной схемы поставок. Был использован оптимизированный каскадный процесс, разработанный компанией Phillips Petroleum Co.

В 1993 г. и 1998 г. было осуществлено расширение мощностей комплекса по сжижению природного газа в г. Бонтанг (Индонезия). Сначала была введена технологическая линия мощностью 3,2 млрд м³/год, а затем – 7,2 млрд м³/год. В 1993 г. был реализован проект второй очереди завода на о. Дас в Абу-Даби (введены три линии суммарной мощностью 3,2 млрд м³/год).

В конце 1990-х годов начал функционировать завод по сжижению природного газа в Катаре. В 1997 г. были введены 2 линии суммарной мощностью 5,5 млрд м³/год, в 1998 г. – еще одна линия производительностью 2,8 млрд м³/год.

В июне 1999 г. начал работу завод по производству СПГ в Нигерии на о. Бонни в 40 км южнее г. Порт-Харкурт. Были введены в эксплуатацию 2 линии суммарной мощностью 8,0 млрд м³/год. В реализации проекта принимал участие консорциум фирм: National Nigerian Petroleum Corp. (Нигерия) – 49%, Shell – 25,6%, Elf (Франция) – 15%, AGIP (Италия) – 10,4%. Проект был объявлен консорциумом в ноябре 1995 г.

На пятом этапе (после 2000 г.) были созданы крупные мощности по производству СПГ.

В Алжире компанией Sonatrach в центрах производства газа в г. Арзёв и г. Скикда в 2014 г. были запущены два новых завода мощностью соответственно 6,0 млрд м³/год каждый.

В Нигерии на о. Бонни в период 2000–2007 гг. компанией Nigerian LNG, созданной Нигерийской национальной нефтяной компанией NNPC совместно с компаниями Shell, Total и Agip было последовательно построено пять установок суммарной мощностью 26 млрд м³/год.

В 2005 г. в состав производителей СПГ вошел Египет, осуществив реализацию двух проектов – Дамьетта и Идку – суммарной мощностью 16,6 млрд м³/год. В проекте Дамьетта совместно с египетской национальной нефтегазовой компанией участвовали испанская энергетическая компания Fenosa, итальянский энергетический концерн ENI, а в проекте Идку с египетской национальной нефтяной компанией сотрудничали British Gas и малайзийская компания Petronas.

На этом этапе в число производителей СПГ на африканском континенте вошли Экваториальная Гвинея и Ангола. Национальная нефтяная компания Экваториальной Гвинеи в сотрудничестве с американской Marathon, японской Mitsui ввели в 2007 г. в эксплуатацию завод на о. Биоко мощностью 4,7 млрд м³/год. Ангольская нефтяная компания Sonangol совместно с американской компанией Chevron, итальянским концерном ENI, французской компанией Total и BP реализовала в 2013 г. проект Союо мощностью 7,2 млрд м³/год.

Скачок в производстве СПГ в период 2000–2014 гг. был сделан в Катаре, небольшом ближневосточном государстве, обладающем гигантскими запасами природного газа и сделавшем ставку на переработку газа. В 2004 г. и 2005 г. в промышленной зоне Рас-Лаффан были последовательно реализованы два проекта Ras Laffan 1 и 2 суммарной мощностью 16,5 млрд м³/год. В 2007 г. введен в эксплуатацию еще один проект – Ras Laffan 3 (блок мощностью 6,5 млрд м³). Эти проекты реализовала компания Qatar Petroleum совместно с американской

компанией Exxon Mobil. Наибольший прирост мощностей по производству СПГ в Катаре произошел в 2010–2011 гг., когда были реализованы два проекта – Ras Laffan 3 и 4, осуществляемые совместно Qatar Petroleum и Exxon Mobil (суммарная мощность 21,5 млрд м³), и два проекта – Qatargas 3 и 4 – суммарной мощностью 21,5 млрд м³.

Катар является наиболее крупным производителем СПГ в мире (106 млрд м³/год). В период 2011–2017 гг. нового строительства заводов СПГ в Катаре не производилось (берегли свое уникальное газовое месторождение «Северное»), однако в 2018 г. было принято решение о создании в период 2020–2025 гг. новых мощностей по производству СПГ.

В ближневосточном регионе в период 2000–2015 гг. были введены второй завод в Омане мощностью 5 млрд м³/год и завод в Йемене мощностью 9 млрд м³/год.

На этом этапе появились два новых очага производства СПГ: в Южной Америке и Западной Европе. Испанская компания Repsol в содружестве с американской нефтяной компанией Hunt Oil, корейской SK Corp., японской Marubeni в 2010 г. реализовала проект Мелькорита в Перу мощностью 6 млрд м³/год. Норвежская компания Statoil совместно с французскими компаниями Total и Gaz de France реализовала в 2007 г. на о. Мелкойа проект Снувит мощностью 5,6 млрд м³/год на базе месторождения Snohvit (Белоснежка).

В регионе Центральной Америки на о. Тринидад компания BP совместно с BG и Repsol последовательно в 2002, 2003 и 2005 гг. вводила мощности в рамках проекта Atlantic LNG 3 установки по сжижению суммарной мощностью 16,3 млрд м³/год.

В Азиатско-Тихоокеанском регионе, в провинции Папуа-Новая Гвинея, в 2009 г. был реализован проект Tangguh LNG, организованный совместно компанией BP, китайской CNOOC, японскими Mitsubishi, INPEX, Nippon Oil, мощностью 10 млрд м³/год. Продолжила развивать производство СПГ малайзийская компания Petronas совместно с Shell и Nippon Oil: в 2003 г. были введены 2 блока суммарной мощностью 9,4 млрд м³/год.

В 2009 г. к производителям СПГ присоединилась Россия, организовав в рамках проекта Sakhalin Energy совместно с Snell, Mitsui и Mitsubishi производство суммарной мощностью 13,2 млрд м³/год.

В число крупных производителей СПГ в период 2000–2017 гг. стала входить Австралия.

К первому предприятию по производству СПГ, запущенному австралийской компанией Woodside совместно с Shell в 1995 г. на базе газовых месторождений северо-западного австралийского шельфа, в период 2000–2017 гг. прибавилось еще несколько предприятий. В 2000 г. пущен еще один блок мощностью 3,6 млрд м³/год, в 2004 г. и 2008 г. – еще два блока общей мощностью 11,9 млрд м³/год. В 2006 г. консорциумом компаний Conoco Phillips, ENI, Терсо был реализован проект Darwin мощностью 5 млрд м³/год. В 2014 г. были запущены 2 предприятия: завод по проекту Pluto и завод по проекту Queensland Curtis (1-й блок) – каждый по 6 млрд м³/год.

В 2016–2018 гг. в Австралии были реализованы проекты Gladstone, Australia Pacific и Gorgon. В Малайзии вошел в строй еще один завод по производству СПГ. В США плавучий терминал Sabina Pass, задуманный как приемный, заработал как производитель СПГ.

Динамика мощностей по производству СПГ в мире представлена в табл. 6.4 [50–52].

Таблица 6.4

**Динамика мощностей по производству СПГ в мире
и степени использования мощностей в 2005–2017 гг. [8–10]**

Показатели	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Мощности, млрд м ³ /год	225	253	275	281	341	375	385	391	398	420	422	445	500
Прирост мощностей, млрд м ³	–	28	22	6	60	34	10	6	7	22	0	23	55
Объем производства, млрд м ³ /год	189	211	226	226	243	298	331	328	325	333	338	369	397
Степень использования мощностей, %	84,0	83,3	82,2	80,4	71,3	79,5	86,0	83,9	81,6	79,3	80,0	82,0	79,5
Цена СПГ в Японии, долл./млн BTU	6,05	6,97	7,73	12,55	9,06	10,90	14,73	16,75	16,17	16,33	13,86	6,94	8,10

Начиная с конца 1990-х годов, в специальной литературе появились сообщения о проектах создания крупных заводов по сжижению природного газа. В частности, многократно упоминались австралийские проекты «Gorgon», «Bonaparte», «Bayu-Udan», «Sunrise»; индонезийский проект «Natuna», объявленный вначале как самый крупный проект по производству СПГ (мощность 19,5 млрд м³/год), но затем скорректированный до 6,5 млрд м³/год; американский проект «Alaska North Slope» мощностью 18,2 млрд м³/год; несколько проектов создания заводов по сжижению газа в Иране.

На первое место по заявленным проектам выдвигается Австралия. Наряду с уже запущенными в последнее время проектами Darwin, Pluto и Queensland Curtis (1-ая линия) в различной степени готовности находится ряд других крупных австралийских проектов.

Это проект Browse, оператором которого является компания Woodside Petroleum, с участием BP, Shell, Chevron, ВНР Billiton (на базе угольного метана); проект Weatestone, оператором которого является компания Chevron, с уча-

стием Shell, Exxon Mobil (морской проект, намеченный к вводу на 2017 г.); проект Sunrise, оператором которого является компания Woodside Petroleum, с участием Shell и Conoco Phillips; проект Gorgon, оператором которого является компания Chevron (с участием Shell и Exxon Mobil) и который предполагает последовательный ввод трех линий; проект Gladestone, оператором которого является компания Santos, и особенностью которого является использование метана угольных пластов; проект Queensland Curtis, оператором которого является компания BO-Group и первая очередь уже запущена, а запуск второй намечен на 2016 г.; проект Australia Pacific LNG, оператором которого является компания Origin Energy (с участием Conoco Phillips) и особенность которого – использование угольного метана; проект Queensland LNG, оператором которого является компания Argow Energy и особенность которого – использование угольного метана; морской проект Ichtyus LNG, оператором которого является компания Total (с участием банка Imprex (Япония)), особенностью проекта является необходимость строительства газопровода, протяженностью 800 км; морской проект Prelude LNG, оператором которого является компания Woodside Petroleum, с участием Shell, банка Imprex (Япония) и Kogas (Ю.Корея).

Эксперты считают, что если все названные выше проекты будут реализованы, то Австралия может стать крупнейшим производителем СПГ в мире [53, 54]. Однако из перечисленных проектов к концу 2018 г. были реализованы лишь три, упомянутых выше.

Открытие месторождений природного газа в Восточной Африке вызвало к жизни появление проектов производства СПГ в Мозамбике (оператор Anadarc Petroleum, США) и Танзании (участники проекта – Газпром, BP и Statoil). Намечен ряд проектов расширения производства в Нигерии, в частности, проект Brass.

Намечены проекты заводов сжижения в странах т.н. «Африканского рога» (Эфиопия, Джибути). С участием китайских компаний предложено построить завод сжижения в Джибути, на который намечено подавать газ из региона Восточной Эфиопии по газопроводу протяженностью 700 км. Товарный СПГ предназначен для Китая.

В связи с открытием шельфовых газовых месторождений в восточном Средиземноморье предложен проект завода СПГ на Кипре.

Имеются иранские проекты СПГ, которые не реализовались из-за санкций, но после их отмены к ним снова вернуться.

Особого внимания заслуживают проекты США и Канады. Их актуальность возросла с началом «сланцевой революции» в США и увеличением добычи газа из битуминозных песчаников в Канаде. США еще несколько лет назад были импортерами СПГ (в 2007 г. импорт СПГ составил 22 млрд м³). В связи с падением добычи традиционного газа в США к 4 действующим терминалам по приемке импортируемого СПГ прибавилось несколько новых, однако рост добычи сланцевого газа привел к тому, что импорт СПГ в США стал снижаться (2010 г. – 12,2 млрд м³, 2015 г. – 2,6 млрд м³, 2017 г. – 2,7 млрд м³). В связи с ростом добычи сланцевого газа возникла идея переделать приемные терминалы в терми-

налы по производству СПГ и его отгрузке на экспорт. Оказалось, что добываемый в сложных геолого-экономических условиях традиционный природный газ менее конкурентоспособен, чем добываемый неподалеку от потребителей сланцевый газ. Сначала США начали реэкспорт СПГ, который должен был поставляться по заранее заключенным контрактам с терминалов Freeport (близ Хьюстона, шт. Техас), Sabine Pass и Cameron (шт. Луизиана). Стали разрабатываться проекты заводов по сжижению и терминалов по отгрузке СПГ [55]. В начале 2016 г. первый танкер совершил рейс из США (терминал Cameron в шт. Луизиана) в Великобританию.

В США в настоящее время действуют 6 терминалов (Freeport, Техас); Lake Charles Export в Луизиане; Cameron LNG в Луизиане; Gulf LNG в Техасе; Sabine Pass в Луизиане и Golden Pass в Техасе. Первые 5 уже получили разрешение Федеральной энергетической комиссии США (FERC) на ведение производственной деятельности и экспорт. На этих объектах ведется строительство – и уже в 2017 г. начались поставки СПГ на экспорт. Эксперты оценивают возможности производства и экспорта с терминалов Sabine Pass и Freeport как высокоэффективную [56]. Кроме того, объявлены проекты создания еще 7 терминалов, но эксперты считают их эффективность невысокой, а FERC пока не дал своего согласия на их реализацию.

Намечен ряд проектов по производству СПГ на западном побережье Канады, но эксперты считают, что они могут оказаться менее эффективными, чем американские, так как каждый из них будет создаваться практически с нуля и потребуют значительных инвестиций в создание газотранспортной инфраструктуры от газовых месторождений к экспортным терминалам [57, 58]. Отметим, что противниками ряда канадских проектов СПГ стали экологи, которые считают, что эти проекты повредят окружающей среде и разрушат места обитания дикого лосося.

В США по поводу экспорта СПГ имеются разногласия. Поддерживают экспорт американские нефтегазовые компании, которые получают от экспорта прибыль, а бюджету дадут налоги. Против выступает промышленное лобби, считающее, что из-за массового экспорта уменьшатся объемы газа, которые способны обеспечить сырьем и топливом нефтехимическую, металлургическую промышленность и производство строительных материалов и осуществить реиндустриализацию экономики США. Против также экологи, считающие, что экспорт газа вызовет дополнительное привлечение для нужд генерации угля и, значит, ухудшение экологической обстановки в стране.

В США производство СПГ и его поставки на экспорт в Европу рассматриваются как альтернатива российскому газопроводу «Северный поток-2». Однако, как будет показано далее, экономические характеристики поставок американского СПГ в Европу хуже поставок российского газа по трубопроводам. И если отдельные страны Европы (Польша, Литва) уже получили американский СПГ, то сделали они это по политическим причинам, а не исходя из экономических соображений.

По расчетам экспертов, всего в целом по миру за период 2016–2020 гг. было объявлено проектов по производству СПГ суммарной мощностью 1 трлн м³/год, однако реальными признаны проекты мощностью 120 млрд м³/год, поскольку по этим проектам была получена правительственная поддержка, выполнены инжиниринговые работы, решены вопросы финансирования и начато строительство. Классификация проектов СПГ по степени их реальности представлена в табл. 6.5.

Таблица 6.5

**Классификация проектов по производству СПГ по степени реальности ввода
в период 2016–2020 гг.**

Реальные проекты (в стадии строительства)	Задержанные или отложенные проекты
1. Gladstone (Австралия) *)	1. BROWSE (Австралия) – отложен из-за дороговизны газа шельфовых месторождений
2. Australia Pacific (Австралия) *)	2. Arrow LNG (Австралия) – отложен из-за высокой стоимости
3. Sabine Pass (США, шт. Луизиана), 2017 г., 2019 г.	3. Bonaparte LNG (Австралия) – отменен из-за высокой стоимости
4. Petronas FLNG1 (Малайзия)*)	4. Pifara – Scarborough (Австралия) – отменен из-за высокой стоимости
5. Gorgon (Австралия) *)	5. Natuna (Индонезия) – проект 1990-х годов, отменен из-за высокой стоимости и трудностей по реализации CO ₂
6. Prelude (Австралия), 2018 г.	6. Pars LNG – отложен из-за санкций, затруднивших получение кредитов и закупку оборудования
7. Wheatstone (Австралия), 2017 г., 2018 г.	7. Brass (Нигерия) – отменен из-за трудностей снабжения газом и нестабильности в регионе
8. Ichty LNG (Австралия), 2018 г.	8. Штокман (Россия) – отложен из-за трудностей работы в условиях Арктики и изменения рыночной ситуации
9. Freeport (США, шт. Техас), 2019 г., 2020 г.	9. Балтик СПГ (Россия) – отложен из-за дороговизны газа и сложностей с поставкой оборудования
10. Petronas FLNG2 (Малайзия), 2020 г.	10. North Slope (США, шт. Аляска) – отменен из-за изменения рыночных условий и предпочтения трубопроводного транспорта газа
11. Cameron LNG (США, шт. Луизиана), 2018 г., 2019 г.	11. Sucre (Венесуэла) – отменен из-за опасности нехватки газа
12. Cove Point (США, шт. Мэриленд), 2018 г.	12. Angola LNG (Ангола) – приостановлен из-за экономических трудностей
13. Corpus Cristi LNG (США, шт. Техас), 2019 г., 2020 г.	
14. Ямал СПГ (Россия), 2018 г. **), 2019 г., 2020 г.	
15. Tangguh (Индонезия), 2021 г.	

*) завершены

**) завершена первая очередь

Как показал анализ развития индустрии СПГ, в период до начала 2000-х годов срок от объявления о запуске нового проекта (т.е. после окончательного инвестиционного решения о реализации проекта) до пуска в эксплуатацию техно-

логических линий предприятия составлял 4–6 лет. В период 2009–2017 гг. этот срок составлял 3–8 лет, что говорит, с одной стороны, о сокращении сроков строительства в условиях благоприятных обстоятельств, но, с другой стороны, эти сроки из-за возникающих негативных моментов могут вырасти.

Резюмируя вышесказанное, можно констатировать, что СПГ, являясь конкурентным энергоносителем, обладает рядом преимуществ и недостатков. К преимуществам можно отнести то обстоятельство, что транспорт СПГ более гибок по сравнению с трубопроводным транспортом. Прокладка трубопровода жестко закрепляет маршрут транспортировки природного газа, а также его поставщиков и потребителей. Перевозка СПГ метановозами, как правило, осуществляется в рамках комплексного проекта СПГ, где также строго оговариваются условия перевозки, поставщики и потребители. Однако в случае изменения конъюнктуры рынка транспорт СПГ легче адаптируется к изменяющимся условиям: здесь есть возможность варьировать не только объемы поставок, но и маршруты следования метановозов. Обычно точки экономического баланса смещаются в сторону СПГ при расстояниях свыше 3500 км. Газопроводы сверхбольшой протяженности требуют более высоких вложений, чем проекты СПГ. Начальные капиталовложения в такие трубопроводы могут составить десятки миллиардов долларов. Немаловажной является проблема сохранения их целостности по всей протяженности. При транспортировке природного газа по международным газопроводам большой протяженности часто возникают политические сложности при пересечении территории некоторых стран. Водный транспорт СПГ в значительно меньшей степени зависит от политических осложнений.

Хотя и это, казалось бы, устойчивое положение, может быть нарушено. В частности, Иран после выхода США из соглашения по контролю над ядерной программой Ирана и наложения на эту страну новых санкций, стал угрожать закрыть Ормузский пролив и препятствовать тем самым поставкам на мировой рынок СПГ из Катар, Омана и Объединенных Арабских Эмиратов, что, естественно, нарушит сложившийся баланс торговли СПГ.

6.4. Транспорт СПГ

Морские перевозки сжиженного природного газа (СПГ) занимают особое место в мировом газообеспечении. Они развились как специфическая отрасль транспорта, предназначенная доставлять газ на рынки стран, отдаленных от мест добычи, поскольку поставки по трубопроводу были бы чрезмерно дороги или просто невозможны.

Первый танкер для перевозки СПГ был построен в 1959 г. путем переоборудования сухогруза типа Liberty. Этот танкер (под названием Methane Pioneer) перевез партию СПГ (5 тыс. м³) из США в Великобританию. Первый специализированный танкер-метановоз был построен в 1964 г. Он совершал рейсы из Алжира во Францию. Его грузоподъемность составляла 34,5 тыс. м³ СПГ.

В 1969 г. на воду были спущены танкеры, построенные в Японии. Их вместимость составляла 71,5 тыс. м³. Они обслуживали маршрут транспортировки СПГ с Аляски в Японию. В 1971 г. в Норвегии был построен новый тип метановозов с емкостями вместимостью 88 тыс. м³ сферической формы. В 1975 г. во Франции был построен танкер вместимостью 100 тыс. м³. В течение почти 40 лет метановозы строились специально для каждого отдельного проекта. Переориентировать их с одного направления на другое вплоть до конца XX века было трудно или очень дорого.

Метановозы являются фактически плавучими резервуарами, хранилищами СПГ; они перевозят СПГ в охлажденном виде (при температуре около -160°C) и под давлением, несколько большим атмосферного. Для метановозов существуют два важных эксплуатационных параметра: относительное давление в танках СПГ и суточные испарения. Метановозы характеризуются конструкцией грузового отсека (танков, содержащих СПГ). Начиная с 1950-х гг. были разработаны и классифицированы по международным кодам многочисленные конструкции танков метановозов. Различаются сферическая система газовых резервуаров, мембранная и призматическая системы.

В связи с пуском российского проекта «Ямал-СПГ» стали строиться танкеры ледового класса, приспособленные плавать в северных морях.

Транспортировка СПГ осуществляется в соответствии с международными правовыми нормами, подготовленными Комитетом экспертов ООН о перевозке опасных грузов (ST/ЕСА/43-Е/СW.2/170).

Рекомендации Комитета экспертов ООН относительно транспортировки СПГ основаны большей частью на существующих правилах и работе, проводимой различными организациями, и предназначены правительствам и международным организациям, занимающимся регламентацией перевозок опасных грузов. Они охватывают следующие вопросы: классификацию и определение классов грузов, перечень основных опасных грузов, упаковку, маркировку, знаки опасности, информационные табло и грузовые документы. Рекомендации представляют собой достаточно широкую и гибкую основу, позволяющую приспособить к ним национальные и международные правила, учитывая при этом особые требования, которые могут встретиться. Рекомендации имеют значение для тех, кто прямо или косвенно связан с транспортировкой опасных грузов. Унификация национальных и международных правил перевозки опасных грузов выгодна для всех участников транспортного процесса (перевозчиков, грузоотправителей, инспектирующих органов), поскольку она сокращает формальности и уменьшает потерю времени.

К международным правовым нормам, регулирующим перевозку и хранение СПГ, следует также отнести международный кодекс «IMO Gas Code», который содержит два текста, постоянно обновляемых по мере разработки новых технологий транспорта СПГ; один из текстов относится к строящимся судам, второй – к построенным.

В процессе эксплуатации танкер-метановоз должен быть зарегистрирован в одном из классификационных обществ, которое гарантирует его конструкцию и проверяет, что его эксплуатация осуществляется в соответствии с правилами. Наиболее крупными классификационными обществами являются: Регистр Ллойда (Lloyd's Register), Бюро Веритас (Bureau Veritas), Американское министерство торгового флота (American Board of Shipping).

В большинстве стран при перевозке грузов метановозами в порты доставки применяются также: Международная регламентация по кодексу, разработанному ИМО, «Международный морской кодекс для опасных грузов», а также местная регламентация с предписаниями, установленными портовыми властями, которая учитывает местные морские условия.

Строгое соответствие международным правилам транспортировки опасных грузов и неукоснительное соблюдение регламентов для всех этапов следования груза: загрузки танкера сжиженным газом, вывода его при помощи специального буксира из порта загрузки, непосредственно рейса, входа в порт прибытия, разгрузки СПГ и его хранения – позволило на протяжении пятидесятилетней истории плавания танкеров-метановозов не иметь ни одной аварии.

В начале 1960-х годов, когда начинались первые поставки СПГ, действовало всего три танкера, осуществлявших поставки из Алжира в Европу. Сейчас поставки только из Алжира в США и Западную Европу осуществляют 25 танкеров-метановозов.

Мировой флот метановозов рос быстрыми темпами. В ведущую тройку производителей танкеров-метановозов входят компании Mitsubishi Heavy Industries Ltd (Япония), Mitsui Engineering and Shipbuilding (Япония), Samsung Heavy Industries (Ю. Корея), Hyundai Heavy Industries (Ю. Корея), C.N.I.M (Италия), Moss Rosenberg (Норвегия), Chantier de L'Atlantique (Франция), General Dynamic (США). Строительство танкеров-метановозов ледокольного типа осуществляет компания Kvaerner Mas Yards (Финляндия). Сведения о численности танкеров, осуществлявших перевозки СПГ в период с 1995 г. по 2017 г., приведены в табл. 6.6 [59–61].

Таблица 6.6

Динамика численности танкеров-метановозов в мире, единиц

Показатели	1995 г.	2000 г.	2005 г.	2008 г.	2010 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2017 г. ^{*)}
Численность танкеров	90	127	178	230	300	378	400	421	446

^{*)} расчеты автора

Основные типы танкеров – танкеры со специфическими резервуарами конструкции фирмы Kvaerner Moos (их больше 50%). Кроме них, имеются танкеры мембранной системы фирмы Gas Transport Techngaz, а также танкеры с призматической системой резервуаров.

Наибольшее количество из действующих танкеров – это суда вместимостью 130–180 тыс. м³. Имеются и активно строятся крупные танкеры-метановозы вместимостью 216 тыс. м³ (типа Q-Flex), 288 тыс. м³ и выше (типа Q-max). Но до сих пор работают танкеры-метановозы небольшой вместимости: до 25 тыс. м³ – 21 ед., 25–50 тыс. м³ – 2 ед.; 50–90 тыс. м³ – 14 ед. Средняя вместимость современного парка танкеров превысила 150 тыс. м³. Средняя стоимость танкера-метановоза – 200–215 млн долл.

Отметим, что современные танкеры для транспортировки СПГ класса Q-max – это гигантские корабли, вмещающие 266 тыс. м³ СПГ, дедвейтом 126 тыс. т, длиной 316 м, шириной 55 м, высотой 53 м., с максимальной осадкой 11,7 м. Но и средние по размерам танкеры, вмещающие 138 тыс. м³ СПГ, тоже впечатляют: их длина 293 м, ширина – 43,5 м, высота – 45 м, дедвейт 68,2 тыс. т.

Стоимость танкера-метановоза с «ледовым подкреплением» («ледового класса») вместимостью до 300 тыс. м³ для транспортировки СПГ по северным морям может достигать до 385 млн долл.

В связи с ростом в последнее время доли краткосрочных сделок и спотовых закупок в общих закупках СПГ произошли серьезные изменения на рынке перевозок СПГ, известном своим консерватизмом. По традиции, используемые для этих перевозок танкеры заказывались только после заключения долгосрочных контрактов на поставку СПГ и окончательного определения будущих маршрутов его транспортирования. Танкеры проектировались и изготовлялись под перевозку определенных контрактных количеств по конкретным маршрутам. После того, как танкер был поставлен, начиналась его эксплуатация по долгосрочному чартеру или транспортному соглашению, причем для транспортировки использовался только уже выбранный маршрут.

В настоящее время танкеры для перевозки СПГ уже не воспринимаются как привязанные к определенному проекту, ибо меняется сам бизнес, связанный с поставками СПГ. Даже не имея конкретных планов в отношении заказываемых танкеров для перевозки СПГ, судовладельцы идут на заключение новых контрактов.

Появились новые технические идеи объединения танкера и завода по регазификации СПГ, благодаря чему танкер может подойти практически к любому месту, где имеется устройство для приема природного газа в газообразном виде. Таким образом может быть реализован широко применяемый в торговом судостроении принцип перевозок «от двери до двери».

Главное, что руководит действиями судовладельцев, заключается в том, что существенно активизировался рынок наличного товара и краткосрочных сделок в отношении СПГ. Это обусловлено наличием на рынке незаконтрактованного товара, а также неудовлетворенного спроса и судов для доставки товара от продавца к покупателю. Сочетание перечисленных факторов побуждает судовладельцев приобретать новые танкеры для перевозки СПГ без твердых гарантий их задействования.

В мировой судостроительной промышленности отчетливо проявилась тенденция строительства все более крупных танкеров, однако строятся и танкеры

относительно небольшой грузоподъемностью для перевозок на короткие расстояния или, наоборот, на удаленные или островные территории. Наибольшее распространение получили танкеры мембранного типа с установками сжижения, позволяющие обеспечить минимальные потери от перевозимого груза (СПГ) – всего 0,10–0,15%.

В России намечено организовать строительство собственных танкеро-метановозов ледового класса на дальневосточном кораблестроительном заводе «Звезда».

6.5. Терминалы для приема СПГ

В 2001 г. в мире действовало 42 терминала по приемке СПГ, а 30 терминалов находились в стадии строительства. В конце 2005 г. в мире было 53 действующих импортных терминала по приемке СПГ. В конце 2010 г. в мире уже насчитывалось 88 терминалов, в конце 2014 г. их было 109, а к концу 2017 г. количество терминалов составило 132.

В конце 2018 г. в мире было 132 действующих терминала по приемке СПГ, в т.ч. в США – 15; Мексике – 4; Канаде – 2; Бразилии – 2; Чили – 2; Аргентине – 2; Доминиканской Республике – 1; Колумбии – 1, на Ямайке – 1, Пуэрто-Рико – 1; Франции – 4; Испании – 7; Великобритании – 5; Португалии – 1; Бельгии – 1; Голландии – 1; Италии – 3; Греции – 1; Турции – 2; Германии – 1; Хорватии – 1; Польше – 1; Литве – 1; Румынии – 1; Болгарии – 1; Ирландии – 1; Финляндии – 1; Израиле – 1; на о. Тайвань – 2; Ю. Корею – 4; Японии – 31; Китае – 17; Индии – 2; Сингапуре – 1; Таиланде – 1; Индонезии – 1; Пакистане – 1; ОАЭ – 3; Иордании – 1; Бахрейне – 1; ЮАР – 1; Египте – 1.

Наибольшее число приемных терминалов в конце 2018 г. было сосредоточено в Азиатско-Тихоокеанском регионе – 60 терминалов, а их мощности составляли более половины суммарных мощностей по регазификации. В Европе было 34 терминала, в Северной Америке – 21 терминал, Центральной и Южной Америке – 10, Ближневосточном регионе – 5 танкеров, Африке – 2.

Следует отметить, что существующие мощности регазификационных заводов в 2 раза и более превышали и превышают в настоящее время мощности заводов по сжижению.

Хотя индустрия СПГ за более чем 50 лет своего существования имеет репутацию наиболее безопасной отрасли энергетического комплекса, тем не менее имела серьезная оппозиция строительству терминалов по приемке СПГ. Наиболее активная оппозиция сложилась в США, Мексике и ряде других стран.

В этой связи в ряде стран началось строительство не только наземных, но и морских разгрузочных терминалов для переработки СПГ, размещаемых на платформах вдали от берега. В свое время компании Chevron Техасо и El Paso разработали проекты таких сооружений, которые оказались более экономичными, чем традиционные (на суше), из-за отсутствия затрат на покупку или аренду

земельных площадей, а также более безопасными. Проект Chevron Техасо был реализован в 60 милях от побережья штата Луизиана в Мексиканском заливе. Регазификация СПГ осуществлялась непосредственно на платформах в море, где также размещены транзитные хранилища. С побережьем платформа соединена подводным газопроводом. В связи с намерением США переделывать приемные терминалы в заводы по сжижению на этом терминале идет сооружение установок по производству СПГ с последующим его экспортом.

Наибольшими мощностями по регазификации обладает Япония, далее следовали США, хотя значительная часть мощностей простаивала и постепенно переделывалась в терминалы по производству, третьей по величине мощностей по регазификации СПГ обладал Китай, но в 2018 г. вышел на второе место, обогнав США, четвертой была Ю. Корея, далее идут Испания, Великобритания Индия.

Учитывая тот факт, что мировые мощности по регазификации избыточны, прирост в этом секторе происходит как за счет расширения мощностей в АТР, так и за счет появления новых потребителей СПГ в разных регионах мира.

Следует отметить, что производственная цепочка по выработке СПГ, его хранению, загрузке танкеров, транспортировке, разгрузке, регазификации тщательнейшим образом регламентирована. Имеется многократное дублирование. Регламенты и инструкции неукоснительно соблюдаются, постоянно проводится мониторинг всех объектов. Разработаны основные принципы моделирования мероприятий по безопасности, которые используются при вводе новых терминалов по производству и по регазификации СПГ. Разработанная система позволяет моделировать уровни выбросов и скорости их распространения при разливах СПГ, оценивать пределы и термические характеристики пожаров. Танкеры-метановозы имеют двойные корпуса и другие устройства безопасности, строго разделенные зоны при заходе в порты.

Практика деятельности объектов производства, хранения, транспортировки и применения СПГ более чем за 50-летний период показала, что число аварий или несчастных случаев было ничтожно.

Крупная авария случилась в 1959 г., т.е. еще до начала промышленного производства СПГ с целью экспорта. На электростанции в Кливленде (шт. Огайо, США) взорвался СПГ, предусмотренный на случай покрытия пиковых нагрузок. При аварии погибло 128 человек и 225 человек получили ранения. В 1979 г. на терминале Коув Пойнт (шт. Мэриленд, США) произошел выброс СПГ. Авария обошлась без человеческих жертв. В 2004 г. произошла авария на заводе сжижения в г. Скикда (Алжир), унесшая жизни 27 человек и нанесящая увечья 55 людям. Это, конечно, печальная статистика. Однако надо назвать и такие цифры: за всю историю индустрии СПГ было совершено десятки тысяч рейсов океанских танкеров-метановозов, которые прошли более 100 млн морских миль и ни один рейс не был аварийным. Флот танкеров-метановозов считается одним из наиболее безопасных.

Стандарта качественных (состав) и количественных (теплотворная способность) характеристик СПГ пока нет. Среди действующих установок только обо-

рудование завода на Аляске позволяет получать СПГ в виде чистого метана. На заводах в Алжире и в Тринидаде предусмотрено извлечение этана (94% от потенциала), пропана и бутанов (97% от потенциала) и пентанов (99,5% от потенциала). Этан, извлекаемый на заводе в Алжире, используется как сырье на соседнем нефтехимическом комбинате. Пропан и бутаны в виде сжиженного газа являются товарными продуктами и реализуются в регионах производства сжиженных углеводородных газов (СУГ) по сложившимся там ценам. Схема извлечения сжиженных газов (СУГ) используется на заводах в Нигерии и в Австралии. На заводах, работающих в Юго-Восточной Азии, СУГ не извлекаются, и потребителям в Японии, Китае, Ю.Корее, на о. Тайвань, Таиланде, Индии, Сингапуре поступает так называемый «жирный» газ высокой калорийности, содержащий этан, пропан и бутаны. Заводы по производству СПГ, расположенные на Ближнем Востоке и ориентированные на азиатских потребителей, также отгружают «жирный» газ. Заводы ближневосточного региона, экспортирующие СПГ в Европу и США, при производстве СПГ частично извлекают этан, практически полностью – пропан и бутаны, которые используются для обеспечения местных нефтехимических предприятий сырьем или как экспортный товар.

Ситуация, сложившаяся на заводах по производству СПГ, во многом связана с особенностями потребления СПГ в различных регионах и странах мира.

В азиатских странах – потребителях СПГ исторически сложилась практика потребления высококалорийного газа. В странах континентальной Европы развиты две распределительные сети природного газа: низкокалорийного газа – это, в основном, потребители газа месторождения Гронинген (Голландия, Бельгия, Северная Франция) и высококалорийного газа – это потребители в странах, импортирующих газ из Норвегии, России и Алжира. В Великобритании потребители ориентированы на использование низкокалорийного газа.

6.6. Мировая система СПГ

Мировая система СПГ представляет собой интегрированную систему, являющуюся совокупностью мощностей по сжижению природного газа стран-экспортеров, регазификационных мощностей стран-импортеров, а также инфраструктуры бизнеса (транспортные системы, терминалы, танкеры-метановозы). В начале 1990-х годов стран-экспортеров было 8, стран-импортеров – также 8, рейсы осуществлял 71 танкер-метановоз, весь объем торговли составлял 80 млрд м³.

В 2017 г. объем мирового рынка СПГ увеличился до 393 млрд м³, число стран-экспортеров возросло до 19, стран-импортеров – до 23, число танкеро-метановозов достигло 446 единиц, мощности по производству СПГ составляли ок. 500 млрд м³, а мощности принимающих терминалов превысили 1,1 трлн м³. Число заводов составляло 70, технологических линий было почти 100. Динамика мировой системы СПГ представлена в табл. 6.7.

Мировая система СПГ

Показатели	1992 г.	1995 г.	2005 г.	2014 г.	2017 г.
Мощности по сжижению природного газа	Страны-производители: Алжир, Ливия, Абу-Даби, Малайзия, Индонезия, Бруней, Австралия, США (Аляска) – 8 стран. Объем экспорта – 80 млрд м ³ Мощность заводов – 90 млрд м ³	Расширение мощностей до 106,5 млрд м ³ /год. Новый производитель – Катар. Всего производителей – 9. Объем экспорта – 92,5 млрд м ³ Мощность заводов – 108 млрд м ³	Расширение мощностей до 217 млрд м ³ /год. Новые производители: Тринидад и Тобаго, Оман, Нигерия, Египет. Всего производителей – 13. Объем экспорта – 188,8 млрд м ³ . Мощность заводов – 225 млрд м ³	Расширение мощностей до 421 млрд м ³ . Объем экспорта – 333,3 млрд м ³ . Новые производители: Норвегия, Россия, Австралия, Экваториальная Гвинея, Йемен, Перу, Ангола. Всего экспортеров – 19	Расширение мощностей до 500 млрд м ³ /год Объем экспорта – 393 млрд м ³ /год Новые производители: США (точное побережье). Всего экспортеров – 23
Страны-импортеры	Япония, Южная Корея, Тайвань, США, Франция, Испания, Бельгия, Великобритания – 8 стран.	Новый импортер – Италия Всего импортеров – 9	Новые импортеры: Турция, Пуэрто-Рико, Греция, Португалия, Доминиканская Республика, Индия. Всего импортеров – 15	Новые импортеры: Кипр, Мексика, Нидерланды, Бразилия, Канада, Сингапур, Великобритания, Чили, Аргентина, Кувейт, ОАЭ, Таиланд, Индонезия. Всего импортеров – 28	Новые экспортеры: Германия, Ирландия, Хорватия, Польша, Болгария, Румыния, Индонезия, Пакистан. Всего импортеров – 36
Инфраструктура СПГ	20 международных транспортных систем, 21 приемный терминал, 71 танкер-метановозов	27 международных систем транспортировки, 33 приемных терминала 85 танкер-метановозов	44 международных транспортных системы, 53 приемных терминала, 170 танкер-метановозов	50 транспортных систем 109 приемных терминалов, более 400 танкер-метановозов	131 приемных терминала 446 танкер-метановозов

В 2017 г. производство СПГ увеличилось за счет ввода нескольких установок сжижения в Австралии. Первые танкеры-метановозы отчалили от терминала Сабина Пасс в США. Число стран-импортеров увеличилось на 6 (Колумбия, Египет, Ямайка, Иордания, Пакистан и Польша). При этом Египет стал не только импортером, но и экспортером СПГ. За период 2000–2017 гг. число стран – импортеров СПГ увеличилось с 10 до 35.

По прогнозам, уже в 2020 г. количество технологических линий по производству СПГ достигнет 132, объем торговли превысит 550 млрд м³, а среднегодовой темп роста мировой индустрии СПГ в период 2018–2020 гг. составит 9% [62].

В мировой системе СПГ присутствуют серьезные игроки. Во-первых, это транснациональные нефтегазовые корпорации, во-вторых, национальные газодобывающие компании, в-третьих, крупные газо- и энергопотребляющие компании.

Международная торговля СПГ началась с пробных отгрузок СПГ из штата Луизиана (США) в 1954 г. Успех этой сделки положил начало первому международному коммерческому проекту СПГ в 1964 г., в котором приняли участие компании Agzew (Алжир) и British Gas (Великобритания). Этот проект подразумевал поставки 1,13 млрд м³ СПГ в год. Контракт был заключен на 15 лет. Развитие торговли СПГ было продолжено контрактами между Алжиром и Францией в 1965 г. и Аляской и Японией в 1969 г. Экспорт газа увеличился в десять раз за период с 1966 г. по 1980 г., и еще в 4,5 раза в период 1981–2000 гг., поскольку это было выгодно как экспортерам, так и импортерам СПГ. Рост экспорта продолжился в период 2001–2015 гг.; рост составил 2,9 раза. Стоит только отметить, что в период 2011–2015 гг. экспорт СПГ стабилизировался на уровне 330–340 млрд м³, но в 2016–2017 гг. снова стал расти.

Экспортерами СПГ в 2017 г. являлась 21 страна: Алжир, Ливия, Нигерия, Абу-Даби, Катар, Оман, Малайзия, Индонезия, Бруней, Австралия, США, Тринидад и Тобаго, Норвегия, Экваториальная Гвинея, Россия, Перу, Папуа-Новая Гвинея, Египет, Ангола. Ряд стран (Бразилия, Бельгия, Испания) осуществляли реэкспорт СПГ.

Географические сдвиги в региональном экспорте СПГ в период 1980–2017 гг. заметны; главными изменениями можно считать снижение доли производителей из Азиатско-Тихоокеанского региона с 73,1% в 1980 г. до 43,3% в 2017 г., из Африки с 27,4% до 14,1%, рост экспорта из ближневосточного региона с 8,3% до 31,1% в 2017 г. (что сделало этот регион самым крупным производителем СПГ), а также рост экспорта из стран Северной и Южной Америки с 3,8% до 9,3%, появление нового экспортера в Европе, 2,2%). Однако учитывая крупные австралийские проекты, а также тот факт, что Россия с ее заводами на о. Сахалин и на Ямале отнесена к региону АТР, можно предположить, что к 2020 г. АТР вернет себе ведущую роль в экспорте СПГ.

Что касается импорта СПГ, то к шести странам-импортерам в 1980 г. (Япония, Франция, Испания, США, Италия и Великобритания) к 2018 г. прибавились Бельгия (1985 г.), Южная Корея, Тайвань (1990 г.), Турция (1995 г.), Греция и Пуэрто-Рико (2000 г.), Португалия, Индия, Доминикана (2005 г.), Китай

(2007 г.), Аргентина (2008 г.), Чили, Мексика (2009 г.), Кувейт, ОАЭ (2010 г.), Таиланд (2011 г.), Малайзия, Сингапур (2014 г.), Кувейт, Абу-Даби (2016 г.), Пакистан, Польша (2017 г.). Всего к началу 2018 г. СПГ импортировали 35 стран.

В структуре импорта СПГ по регионам в период 1980–2017 гг. особых изменений не произошло. Главенствующую роль в импорте играет азиатский рынок ($\frac{3}{4}$ суммарного мирового спроса). Доля европейского рынка снизилась, так же, как и американского, за счет падения импорта в ряде европейских стран и США.

Азиатский рынок СПГ. На азиатском рынке крупнейшими потребителями СПГ являются Япония, Китай, Южная Корея, Тайвань, Индия. На долю азиатского рынка приходится в настоящее время около $\frac{3}{4}$ мировой торговли СПГ, причем в импорте СПГ Япония, Ю. Корея, Тайвань, Китай и Индия занимают около 65%, хотя этот показатель имеет тенденцию к снижению. Возникают новые рынки сбыта СПГ в Таиланде, Пакистане, Филиппинах, но этот процесс протекает медленнее, чем предполагалось ранее. Особенно интенсивно рос импорт СПГ в Китае, который стал вторым в мире потребителем продукта, обогнав Ю. Корею и уступая только Японии.

Традиционные продажи СПГ на азиатском рынке осуществляются, в основном, по 20–25-летним контрактам, в соответствии с которыми оговорка «take or pay» («бери или плати») распространялась на 95% всего законтрактованного количества газа и лишь 5% объема было свободно от нее. При согласовании цен с азиатскими покупателями продавцы уточняют общие расходы по доставке, цены на конкурирующие виды топлива и проводят сопоставление с ценами на нефть. Согласно прогнозу, подготовленному экспертами японской компании «Токуо Gas Co Ltd.», объем спроса на СПГ в АТР будет расти, но более медленными темпами, чем в период 2000–2017 гг. Дефицита продукта на азиатском рынке не ожидается. Ведутся работы по наращиванию мощностей предприятий, прежде всего, в Австралии с использованием местных запасов как традиционного газа, так и метана угольных пластов. Рассматриваются возможности увеличения мощности действующих заводов в Малайзии, Папуа-Новой Гвинее, России, а также поставок из США.

Для расширяющегося азиатского рынка строятся терминалы в Китае, Индии, Пакистане, Филиппинах. Особенно следует отметить рост потребления СПГ в Китае.

Япония преодолела финансовый и экономический кризисы 1997–1998 гг. Но за подъемом экономики в т.н. «гучные» годы (2000–2007 гг.) последовали кризис 2008–2009 гг. и замедление темпов экономического роста.

Долгое время дерегулирование и либерализация газового и энергетического рынка в Японии, наряду с развитием ядерной энергетики и ужесточением требований к охране окружающей среды, определяли современное состояние и перспективные тенденции развития рынка СПГ. Японским импортерам СПГ удалось вернуть те цены на этот продукт, которые были в период деятельности долгосрочных контрактов, однако принцип дерегулирования изменил характер япон-

ского рынка СПГ. Рост конкуренции вынудил японские компании, такие как Tokyo Gas Co. Ltd., Osaka Gas Co. Ltd., Tokyo Electric Power Co., имеющие собственный танкерный флот, изменить условия ряда долгосрочных контрактов, особенно в части принципа «бери и плати». Около 20% новых контрактов заключались на срок 1 год. Японские энергетические и коммунальные компании отказывались заключать традиционные долгосрочные контракты и предлагали по мере истечения заменить их корзиной кратко-, средне-, долгосрочных контрактов.

Основными направлениями использования СПГ в Японии являются сектор электроэнергетики (~ 50%), а также промышленность, коммунальный и коммерческий сектора. Темпы роста потребления СПГ в Японии, по мере насыщения рынка, хотя и были высокими, но постепенно снижались. Однако ужасная природная катастрофа в 2011 г. вызвала серьезное разрушение на атомной станции Фукусима, приостановила деятельность всей атомной энергетики страны, что заставило увеличить импорт СПГ в 2012–2016 гг. Перспективы роста потребления СПГ в Японии оцениваются как сдержанные, поскольку работа большинства атомных станций в Японии продолжится. По оценке экспертов, в ближайшие годы потребление СПГ в Японии стабилизируется на уровне 100–110 млрд м³ в год.

Поставки СПГ в **Южную Корею** осуществляются из Индонезии, Малайзии, Катара, Омана, Йемена, России, Австралии и ряда других стран. Основной покупатель – Korea Gas Corp. Однако имеются и другие заказчики. Консорциум ряда металлургических компаний Южной Кореи в свое время получил согласие правительства страны на заключение долгосрочного контракта на закупку СПГ для своих технологических и энергетических целей.

Потребление СПГ в Южной Корее, которое практически пополам распределяется между электроэнергетикой и коммунально-бытовым сектором, подвержено сезонным колебаниям: зимой потребление примерно в 3 раза выше, чем летом, и эта диспропорция склоняет корейских потребителей СПГ к осуществлению спотовых сделок. Корейское правительство имеет планы приватизировать компании Korea Gas Corp. и Korea Electric Power Corp., однако приватизационная программа движется медленно, частично потому, что концерны имеют достаточно высокую долю иностранных вложений, а также из-за оппозиции тред-юнионов.

Так же, как и японские импортеры, южнокорейские покупатели СПГ заинтересованы, во-первых, в большей свободе при выполнении контрактных обязательств по закупке СПГ, в частности, в получении права уменьшать объемы закупок и возможности использовать больше времени для оценки фактических потребностей в товаре. Во-вторых, южнокорейские импортеры СПГ стремятся заключать контракты на его поставку с разными сроками исполнения – от краткосрочных до долгосрочных, формируя выгодную для них в стратегическом плане «корзину» контрактов. В-третьих, они склонны к внедрению в процесс выработки условий поставки СПГ конкурентных начал, в частности, определенных увязок при определении цены на СПГ с ценами на нефтепродукты, уголь, электроэнергию.

Южнокорейским импортерам нередко удается добиться более выгодных условий поставки по сравнению с японскими даже в ходе переговоров с одним и тем же поставщиком.

На **о. Тайвань** на терминалы в южной части острова СПГ поступает в основном из Индонезии, Малайзии, Катара, Нигерии, России и ряда других стран. В последние 15 лет (2000–2015 гг.), темпы роста импорта СПГ на о. Тайвань были высокими (7,7% в год).

Спрос на природный газ в среднем в **Китае** растет особенно быстро – в первую очередь, спрос для нужд электроэнергетики, чтобы заменить уголь с целью улучшения экологической ситуации, а также для коммерческих и коммунальных нужд. Решение задачи увеличения доли природного газа в энергобалансе в Китае осуществляется за счет различных источников. В Китае наращивает масштабы собственная газовая промышленность, построены крупные магистральные газопроводы «Запад – Восток», по которым поступает газ из Туркменистана, заключен контракт на поставку газа из России по газопроводу «Сила Сибири», а также построены и продолжают строиться терминалы по приему СПГ.

Построены и строятся новые терминалы в приморских городах Восточно-Китайского, Южно-Китайского морей. Имеются публикации о том, что Китай в ближайшем будущем станет крупнейшим в мире потребителем СПГ.

За право поставлять газ на терминалы в Китай идет острая конкурентная борьба, в основном, между тремя группами поставщиков, которые возглавляют такие компании, как Shell, Exxon Mobil, British Petroleum, австралийские филиалы этих компаний, а также поставщики из Катара и России.

Со временем **Индия** может превратиться в одного из крупнейших потребителей СПГ. В большинстве случаев действующие и намечаемые к строительству терминалы по приему СПГ совмещаются с установками по выработке электроэнергии, спрос на которую для страны с высокими темпами роста экономики быстро растет. Следует отметить, что рост потребности в СПГ в Индии происходит медленнее, чем намечалось ранее. Но, тем не менее, среднегодовой темп роста импорта СПГ в период с 2005 г. (начала импорта) по 2017 г. составлял 12,9%. В Индии уже действуют 4 терминала по приемке СПГ.

Резюмируя тенденции развития азиатского рынка СПГ, можно констатировать, что [63]:

1) азиатское направление является главной тенденцией развития мировой индустрии СПГ. Среднегодовые темпы роста экономики стран региона, несмотря на их замедление по сравнению с периодом 2000–2017 гг., останутся в ближайшей перспективе довольно высокими, порядка 5,1%, хотя в результате сокращения энергоемкости ВВП спрос на энергоресурсы будет расти в среднем на 1,8% в год. Но в структуре спроса на энергоресурсы природный газ будет занимать все более высокое место;

2) пока регион является нетто-экспортером СПГ. Сохраняют свое значение традиционные производители (Индонезия, Малайзия, Бруней), усиливается роль австралийских проектов и проектов в Папуа-Новой Гвинее, вышла на азиатский

рынок и в перспективе существенно увеличит свою долю Россия. Но одновременно с этим рост спроса на газ привел к тому, что в странах-производителях СПГ стали строиться приемные терминалы (Индонезия, Малайзия), появились новые потребители (Сингапур, Филиппины, Таиланд, Вьетнам, Пакистан), существенно возрастет спрос на СПГ в странах-гигантах (Китай, Индия). Все это говорит о том, что регион АТР из нетто-экспортера СПГ в перспективе может превратиться в нетто-импортера этого продукта;

3) начиная с 1970-х годов и до последнего времени азиатский рынок СПГ был рынком продавца. Однако с 2015 г. из-за ослабления спроса на СПГ в Японии, Ю. Корее, Тайване регион стал приобретать черты рынка покупателя. Появились новые потребители СПГ, увеличились поставки из Австралии, Папуа-Новой Гвинеи. Реально увеличение поставок из России и Катара;

4) хотя на азиатском рынке СПГ, начиная с 2015 г., упали цены на этот продукт, этот рынок, по сути дела, все же остается премиальным, хотя в отдельные периоды цены на СПГ на нем могут практически сравняться с ценами на европейском рынке;

5) по мере развития индустрии СПГ существенно изменилась форма торговли продуктом за счет увеличения доли поставок по спотовым ценам и по краткосрочным контрактам. Приверженность к долгосрочным контрактам сохраняется благодаря стабильности и надежности этой формы контрактных отношений. Но расширение спотовой торговли СПГ поколебало незыблемость условий долгосрочных контрактов и привело к пересмотру ряда условий с целью приведения контрактных условий к рыночным реалиям.

Американский рынок СПГ. Именно США были зачинателем трансокеанических перевозок газа в сжиженном виде. У истоков развития отрасли СПГ стояла компания Shell, которая в 1959 г. доставила первую партию сжиженного метана из Луизианы в Великобританию.

С конца 1960-х годов с построенного на Аляске экспортного терминала, принадлежащего компании Phillips Alaska Natural Gas Corp./Marathon Oil Co., начались регулярные поставки американского СПГ в Японию, которые продолжают и в настоящее время, хотя и в небольшом объеме (1,3–1,6 млрд м³ в год).

Североамериканский рынок СПГ в период 1980–2007 гг. рос постоянно и характеризовался поставками из Алжира, ближневосточных стран, Австралии, Тринидада и Тобаго. Пик потребления импортного СПГ в США был достигнут в 2007 г., а затем началось снижение импорта, с 21,8 млрд м³ до 2,2 млрд м³ в 2017 г. из-за развития нового быстро растущего источника – сланцевого газа.

Оказалось, что добываемый в сложных условиях традиционный природный газ из месторождений, далеких от американского потребителя, менее конкурентоспособен, чем добываемый неподалеку от потребителя сланцевый газ. Добыча сланцевого газа стремительно нарастала – и импортировать стало невыгодно. Американские компании-импортеры не отказались от законтрактованных ранее объемов СПГ, но начали реэкспорт газа путем переадресации свободных объе-

мов газа, не поместившихся в хранилищах терминалов Freeport в районе Хьюстона (шт. Техас) и Sabine Pass и Cameron в шт. Луизиана [55].

В США разрабатываются проекты по экспорту СПГ из сланцевого газа в страны, связанные с США договором о свободной торговле. Расчет эффективности поставок СПГ с терминалов, которые получили разрешение FERC (Федеральной комиссии по энергетике) на ведение экспортной деятельности, показал, что наиболее эффективный экспорт СПГ в европейские страны среди действующих терминалов может обеспечить терминал Sabine Pass в шт. Луизиана, который начал производить СПГ уже в конце 2016 г. Как выше средней оценивалась эффективность экспорта с терминала Freeport в шт. Техас, работа на котором должна была начаться в 2018 г. Как средняя оценивалась эффективность поставок СПГ с терминалов Lake Charles и Cameron в шт. Луизиана, начало работы которых относится к 2018 г., и, наконец, как низкая была оценена эффективность экспорта с терминала Golden Pass в шт. Техас [56]. На согласовании с FERC находятся еще несколько проектируемых терминалов.

Предполагается, что за период до 2020 г. в США будут введены в эксплуатацию заводы по сжижению природного газа суммарной мощностью 62 млн т/год, и США наряду с Катаром и Австралией войдут в число крупнейших производителей СПГ [64].

Эксперты, оценивающие перспективы роста экспорта СПГ из США, разделились на две группы. Одни считают, что американский экспорт СПГ в США перекроит мировой газовый рынок и, в первую очередь, вызовет потерю части европейского рынка для российского трубопроводного газа. Другие более сдержанно оценивают ситуацию, считая, что американский газ для европейского газового рынка окажется слишком дорогим. Они сомневаются в полной загрузке строящихся мощностей и готовности европейских стран покупать СПГ по повышенным ценам [64, 65]. Тем не менее, в США предпринимаются попытки запретить России построить подводный газопровод «Северный поток-2» и тем самым обеспечивать Европу именно американским СПГ.

Новым аспектом в этой проблеме является запуск проекта расширения Панамского канала, что создает возможности сокращения сроков доставки СПГ с восточного побережья США на южно-американский и азиатский рынки газа.

Европейский рынок СПГ. В Европе в условиях либерализации газовых рынков росту спроса на СПГ способствовал ряд факторов: стремление к диверсификации источников поставок энергоносителей, обострение конкуренции, а также быстрое развитие сектора электроэнергетики в странах Южной Европы. Однако в период после кризиса 2008–2009 гг. экономика Европы забуксовала и темпы роста спроса на газ снизились.

Европейскими потребителями СПГ являются Франция, Испания, Бельгия, Италия, Турция, Греция, Португалия, Великобритания. В самое последнее время к ним присоединились Германия, Хорватия, Румыния, Голландия, Болгария, Польша, Финляндия. Строятся терминалы в Литве и ряде других стран.

Новые возможности для СПГ в Европе появились в результате претворения в жизнь Директивы ЕС по газу и процесса либерализации рынков газа стран ЕС. В Испании и Италии были приняты постановления о регулировании рынка, обязавшие операторов на терминалах СПГ обеспечивать доступ третьим лицам. На европейском рынке СПГ уже происходит частичный отказ от привязки к ценам на нефть, что было характерно для прежних соглашений для СПГ. Цены на СПГ для ряда стран Северо-Западной Европы индексируются в зависимости от изменения цен на газ в европейских газовых хабах.

Европарламент утвердил доклад «Стратегия ЕС в отношении СПГ и газохранилищ», в котором намечено расширение использования СПГ и снижение зависимости ЕС от российского трубопроводного газа. Доклад не является законодательным документом, но определяет направления долгосрочной энергетической стратегии европейских стран.

Ситуация с импортом СПГ в Европу может заметно измениться, когда начнут осуществляться поставки из США с целью уменьшить зависимость европейских стран от поставок газа из России. Это может произойти в силу политического давления со стороны США, хотя, как будет показано ниже, по экономическим показателям СПГ из США дороже, чем российский газ, поступающий в Европу по трубопроводам.

6.7. Цены на СПГ

В 1960-е годы цена сжиженного газа определялась ценой его производства, т.е. включала издержки производства и прибыль (принцип *cost plus*).

Начиная с 1973 г., уровень цен на СПГ увязывается с ценами на другие виды углеводородного сырья (в пересчете на условное топливо). Такая практика ценовой политики на СПГ получила название «индикация по цене нефти». Исходя из данного принципа, цена на СПГ устанавливается с учетом цены на нефть (в пересчете на условное топливо) плюс инфляционного фактора.

Согласно вышеприведенной концепции, цена североафриканского и ближневосточного СПГ формируется пропорционально цене «корзины» нефтей стран ОПЕК. Цена на СПГ в государствах Юго-Восточной Азии регулируется таможенным комитетом в зависимости от уровня цен на нефть, поступающую в страну. Принимается цена нефти, характерная для Японии (JCC – японский нефтяной коктейль) с определенным коэффициентом.

Цена СПГ на азиатском рынке определяется по формуле:

$$P = A \times JCC + B,$$

где P – цена СПГ в долл./млн ВТУ;

JCC – среднемесячная цена *cif* на корзину различных сортов нефти, импортируемых Японией в течение оговоренного периода;

A – коэффициент, увязывающий цену нефти в долл./барр. с ценой СПГ в долл./млн BTU;

B – константа, выражаемая в долл./млн BTU.

В ряде случаев используется т.н. «S-образная» кривая и устанавливаются верхняя и нижняя границы цены, по достижении которых предусматривается пересмотр. Такая процедура используется в случае резких скачков цен.

Приведенной выше методикой расчета цены пользуются большинство стран региона, за исключением контрактных поставок из Индонезии. Временной лаг между динамикой цен на нефть и СПГ составляет три месяца. Начиная с 2011 г., в некоторых долгосрочных контрактах на поставку СПГ на азиатский рынок стали включать спотовые цены в хабе Henry Hub на северо-американском рынке [64].

Динамика средних цен на СПГ в Японии была следующей (долл./тыс. м³)*: 1981 г. – 191,4; 1988 г. – 120,6; 1991 г. – 143,6; 1994 г. – 114,5; 1995 г. – 124,6; 1996 г. – 131,8; 1997 г. – 140,8; 1998 г. – 109,8; 1999 г. – 113,0; 2000 г. – 169,9; 2001 г. – 167,0; 2002 г. – 153,7; 2003 г. – 171,7; 2004 г. – 186,5; 2005 г. – 217,8; 2006 г. – 251,0; 2007 г. – 278,3; 2008 г. – 451,8; 2009 г. – 326,2; 2010 г. – 392,8; 2011 г. – 530,3; 2012 г. – 582,1; 2013 г. – 588,0; 2014 г. – 588,0; 2015 г. – 371,2; 2016 г. – 249,8; 2017 г. – 291,6. В связи с падением нефтяных цен цены на СПГ также заметно упали.

В западноевропейских странах и США контрактные цены на СПГ были тесно связаны с ценой на нефть, но затем эта практика претерпела существенные изменения, и цена на СПГ стала увязываться с ценами на конкурентные энергоносители для покупателя (принцип net back). В период падения цен на нефть европейские цены на СПГ стали увязываться с ценами природного газа в европейских хабах.

Спотовые цены формируются, исходя из конкуренции с трубопроводным газом. Спотовые цены являются волатильными и не всегда могут обеспечить возврат вложенных в проекты инвестиций. Но в то же время спотовые цены СПГ придают торговле этим продуктом большую гибкость. Кто обладает мобильностью, т.е. экспортирует газ по разовым сделкам, тот обладает преимуществом перед продавцом трубопроводного газа.

В США в настоящее время газовый рынок – полностью либерализованный, имеет место конкуренция «газ – газ», функционирует разветвленная сеть газопроводов, поэтому принимается цена, складывающаяся в основном газовом хабе страны (Henry Hub) с учетом соотношения спроса и предложения и других факторов.

Среднеевропейские цены на СПГ ниже, чем на азиатском рынке (долл./тыс. м³): 1996 г. – 123,5; 1997 г. – 90,7; 1998 г. – 96,5; 1999 г. – 89,6; 2000 г. – 94,3; 2005 г. – 211,7; 2006 г. – 286,2; 2007 г. – 289,1; 2008 г. – 416,2; 2009 г. – 306,7; 2010 г. – 324,0; 2011 г. – 382,0; 2012 г. – 397,0; 2013 г. – 386,0; 2014 г. – 328,0; 2015 г. – 234,0; 2016 г. – 163,4; 2017 г. – 205,9.

*) данные British Petroleum Statistical Review of World Energy

Цены в США на газ, включая СПГ, определяются как цены Henry Hub и представлены ниже:*)

Годы	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.
Цена СПГ, долл./тыс. м ³	86,2	92,7	80,3	83,2	88,7	142,9	96,5	135,6	186,5	270,0	207,0

Годы	2007 г.	2008 г.	2008 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Цена СПГ, долл./тыс. м ³	251,0	360,0	140,0	158,0	144,0	99,0	134,0	157,0	94,0	88,6	106,6

Наряду с традиционным механизмом ценообразования на СПГ используются договорные цены между продавцом и покупателем. При их установлении могут быть приняты как прямая пропорциональность цен на конкурирующие энергоносители, так и другие формы зависимости, в частности, соотношение цен на конкурирующие энергоносители (например, уголь, жидкие дистилляты, пропан-бутановая смесь и т.п.). В последнее время при расчете цен на СПГ учитывают фактор риска, экологические характеристики природного газа.

После повышения цен на магистральный газ в 2005 г. конкурентоспособность СПГ в США по сравнению с магистральным газом возросла, что обусловило рост спроса на этот вид энергоносителя. Однако после начала добычи сланцевого газа, сдвинувшей соотношение спроса и предложения на газ в пользу последнего, цена на СПГ снизилась, но рост издержек по добыче сланцевого газа привел к некоторому росту цены. Тем не менее, цены на СПГ на американском рынке продолжают оставаться самыми низкими.

Следует отметить, что главной тенденцией изменения динамики цен на СПГ является чередование циклов перепроизводства и дефицита СПГ. Основные факторы, влияющие на цены СПГ, – это рост спроса в Китае, рост доли спотовых поставок, сезонность, стремление покупателей к заключению средне- и долгосрочных контрактов, отсутствие сведений о выделении инвестиций крупнейшие проекты.

Будет оптимистичным предположить, что повышение общемирового спроса и предложения СПГ будет способствовать расширению рынка. В то же время его диверсификация способна снизить издержки производителей СПГ и привести рынок к конкурентным, а не договорно-гарантийным основам.

Постоянное присутствие на рынке непроданных объемов сжиженного газа (по оценкам аналитиков, 15 млрд м³ в год и более) дает определенную свободу покупателям и избавляет от необходимости заключать долгосрочные контракты,

*) данные British Petroleum Statistical Review of World Energy

позволяя использовать средне- и краткосрочные контракты, а также разовые сделки в периоды пикового сезона. Аналитики считают, что сейчас на рынке СПГ сложилась такая ситуация, когда неизвестно, кто в долгосрочной перспективе будет покупателем и какое количество газа ему потребуется.

Этому способствуют уже упоминавшиеся процессы либерализации газовых рынков, развернувшиеся в настоящее время в Европе. С принятием Европейской газовой директивы в начале 1998 г. страны Западной Европы, а также Россия, взяли курс на усиление конкуренции в газовом секторе. Это позволило ограничить монополию производителей и снизить цены на газ для конечных потребителей.

Положительным примером является уже давно осуществляемое проведение подобных мероприятий на газовых рынках США и Великобритании, где за счет либерализации за последние пять лет цены на газ снизились на 30%. Обратной стороной либерализации являются возможные резкие изменения цен, какие имели место в США в 2001–2005 гг., а также повышение цен в странах Европейского сообщества.

Некоторые специалисты считают, что краткосрочные контракты будут постепенно сменять долгосрочные, основанные на принципе «бери или плати». Такие контракты тормозят, по их мнению, развитие мирового рынка СПГ и не отвечают интересам конечных потребителей. В условиях либерализации, когда рынок становится рынком покупателя, должен быть выработан страховой финансовый механизм от ограничительных условий контракта «бери или плати».

Давление на мировой рынок СПГ оказывают также так называемые «спекулятивные» проекты СПГ. Их «спекулятивность» состоит в том, что они возникают под воздействием сознательно завышенных странами-импортерами прогнозных оценок спроса на газ в будущем. Это делается в целях подтолкнуть страны-производители к расширению производства, наращиванию мощностей, перепроизводству и снижению цен на сжиженный газ.

Возможностью поддержания конкурентоспособности индустрии СПГ является снижение цен на этот продукт для конечных потребителей, а, следовательно, сокращение издержек производства. Это может быть достигнуто, главным образом, двумя путями: совершенствованием технологии и использованием эффекта масштаба производства.

Для индустрии СПГ термин «спотовый рынок» является новым, т.к. десятилетиями действовали долгосрочные контракты.

Динамика роста доли продаж в виде спотовых сделок и краткосрочных контрактов в суммарном объеме торговли СПГ представлена ниже (%): 1992 г. – 1,0; 1993 г. – 1,9; 1994 г. – 4,0; 1995 г. – 5,5; 1996 г. – 6,0; 1997 г. – 6,5; 1998 г. – 6,0; 1999 г. – 7,0; 2000 г. – 4,0; 2001 г. – 7,0; 2002 г. – 7,5; 2003 г. – 9,5; 2004 г. – 10,5; 2005 г. – 11,0; 2007 г. – 19,5; 2008 г. – 17,8; 2009 г. – 16,0; 2010 г. – 22,0; 2011 г. – 34,0; 2012 г. – 25; 2013 г. – 30; 2014 г. – 35; 2017 г. – 38 [66].

Глобализация газовых рынков уже началась, хотя степень интеграции еще является скромной. Однако процесс интеграции идет и этому способствуют рост

производства и торговли СПГ и увеличение в составе торговых сделок продажи СПГ краткосрочных контрактов и разовых (спотовых) сделок. Более гибкими стали долгосрочные контракты, в частности, за счет увеличения так называемых fob-контрактов, позволяющим перебрасывать грузовые перевозки СПГ на альтернативные рынки (с более устойчивым спросом и более высокими ценами). Важным элементом увеличения гибкости системы торговли СПГ является то, что ряд крупных торговцев СПГ имеют собственный танкерный флот, что позволяет им осуществлять контроль над перевозками и координировать их, допуская отправку груза в места с более высокими показателями спроса и цен. Немаловажным моментом повышения гибкости торговли СПГ является требование Европейского Союза обеспечить возможность европейским импортерам перепродавать СПГ и не заикливаться на одном пункте назначения газа. Росту спотовой торговли газом могут способствовать такие внешние факторы, как: холодные зимы; закрытие атомных электростанций в Японии и других странах; увеличение объемов торговли электрооборудованием, работающем на природном газе.

Многими экспертами задается вопрос: стоит ли идти дальше в глобальной интеграции газовых рынков? Большинство считает – да, несомненно. Росту мировой торговли СПГ будут способствовать усилия стран-потребителей увеличить гибкость контрактов, а также рост спроса на сжиженный газ.

В то же время эксперты указывают на ряд факторов, ограничивающих степень глобализации газовых рынков. Это – высокая степень неопределенности относительно возможности поиска местоположения рынков СПГ, не покрытых договорными обязательствами, высокая волатильность цен на газ, порождающая рост конкурентоспособности альтернативных источников энергии; меньшая безопасность и надежность поставок СПГ по сравнению с поставками по долгосрочным контрактам; меньшая вероятность обеспечить возврат вложенных средств.

Проекты СПГ являются капиталоемкими, поэтому вопросы финансирования таких проектов играют решающую роль.

Как правило, при финансировании проектов СПГ используется метод проектного финансирования, но не исключены и другие виды займов и инвестиций.

В отличие от обычного кредитования, при котором источником возврата средств является вся хозяйственная деятельность заемщика, в проектном финансировании инвестиции возмещаются за счет доходов от этого конкретного проекта. Такая форма финансирования позволяет корпорациям осуществлять перспективные проекты без существенного отвлечения собственных средств от основной деятельности.

При проектном финансировании инвестиционные риски распределяются между участниками проекта: банком-кредитором и учредителем проекта. Стоимость проекта обособлена от баланса его учредителей, и гарантией кредита выступает только экономический эффект от реализации проекта. В качестве обеспечения принимаются производственные активы, приобретаемые на выделенные средства, а также денежные потоки от использования этих активов.

Во всем мире роль проектного финансирования становится главенствующей в финансировании, строительстве и обеспечении инфраструктурными объектами (дороги, трубопроводы, электростанции и пр.).

Концепция проектного финансирования предполагает обеспечение обязательств активами и денежными потоками, относящимися только к данному проекту. Как следствие, кредитные средства выделяются созданному исключительно для данного проекта предприятию специального назначения.

В этом специальном юридическом лице происходит изоляция проектных активов от посторонних требований, например, по обязательствам, уже имеющимся на балансе инициатора проекта, а равно изоляция обязательств таким образом, чтобы требования по данным обязательствам не могли быть предъявлены компании-инициатору и обращены на внепроектные активы.

Капиталовложения в организацию современных крупнейших проектов СПГ составляют порядка 10 млрд долл. и более, поэтому такие проекты можно считать мега-проектами. Особенности проектов СПГ, кроме их высокой капиталоемкости, является длительный период функционирования (20–25 лет), что, естественно, создает условия для возникновения серьезной неопределенности. Кроме того, в силу многоэтапности производственной цепочки (сжижение, транспорт, регазификация и т.д.), различные элементы которой функционируют по-разному и регулируются различными законодательствами, проекты СПГ нуждаются в строгой координации.

Первые проекты СПГ финансировались рядом транснациональных нефтяных корпораций и компаниями – потребителями СПГ (государственными или частными). Небольшое количество проектов СПГ финансировалось банками и транспортными кредитными агентствами. В настоящее время потенциальными источниками финансирования являются международные агентства, правительственные экспортно-импортные банки, коммерческие банки, различные финансовые институты и фонды, транснациональные нефтяные компании, энергетические компании – потребители СПГ, национальные правительства. Как правило, для организации финансирования проектов СПГ образуются консорциумы для привлечения необходимых финансовых средств.

6.8. Перспективы роста индустрии СПГ

Ниже рассмотрены оптимистические и пессимистические оценки перспектив развития индустрии СПГ.

Оптимистические оценки базируются на том, что опровергаются взгляды на застойные явления в этой отрасли, поскольку за основу принимаются предпосылки о сокращении относительно высоких темпов роста спроса на природный газ, как на энергоноситель с лучшей экологичностью, экономичностью и энергоэффективностью. Одним из факторов называют рост спроса в развивающихся странах, прежде всего, в Китае и Индии, а также в Японии, испытывающей про-

блемы с развитием атомной энергетики. Важной тенденцией будущего должно стать усиление монетизации так называемых «запертых» месторождений путем создания производств СПГ, а также расширения добычи нетрадиционных видов газа (сланцевого, газа битуминозных песчаников, угольных пластов и т.п.). Согласно прогнозу развития мировой энергетики на период до 2035 г., сделанному сотрудниками компании British Petroleum, возрастет доля газа в мировом топливно-энергетическом балансе, а в торговле газом доля СПГ сравняется с долей трубопроводного газа [67–71].

Оптимисты считают, что газ является мировым товаром. Рынок СПГ стал более гибким, и на нем возрос удельный вес спотовой торговли.

В индустрии СПГ имеются возможности снижения удельных капитальных затрат и эксплуатационных издержек по всем звеньям технологической цепочки СПГ за счет научно-технических и технологических нововведений. Имеется возможность снижения издержек за счет интеграции производства СПГ, технологий GTL, производства электроэнергии и энергоемкой продукции (метанол, алюминий и др.) на одной площадке с получением эффекта комбинирования. При этом, правда, многие эксперты не исключают за счет удорожания факторов производства рост удельных затрат, как капитальных, так и эксплуатационных. Не исключается и получение некоторых избытков мощностей, когда вместе с заявленными в срок войдут также ранее отложенные проекты, но этот избыток быстро нивелируется за счет роста спроса на газ.

Эксперты Shell, ведущей мировой компании в области СПГ, предсказывают, что среднегодовой темп роста спроса на СПГ на период 2018–2035 гг. составит 4%. Это означает, что торговля СПГ с уровня ~ 400 млрд м³ в 2017 г. возрастет к 2035 г. до 800 млрд м³.

Скептический взгляд на будущее индустрии СПГ базируется, во-первых, на осознании того факта, что если все заявленные проекты на период до 2015–2035 гг. войдут в строй, то это будет означать, что суммарные мощности по производству увеличатся на 1 трлн м³, что вызовет значительный переизбыток продукта на рынке [66, 72–74]. Скептики не рассчитывают на ажиотажный спрос на газ и считают, что рынок СПГ демонстрирует признаки перенасыщенности и все больше навеивает мысль об очередном «пузыре».

Скептики указывают на опасность перенасыщения рынка за счет значительного роста мощностей в АТР (главным образом, за счет австралийских проектов), а также значительного прироста производства СПГ в США, России и Катар. При этом они указывают на снижение темпов экономического роста в странах АТР, относительно невысокие темпы роста газового рынка Европы, а также на конкуренцию со стороны сильно подешевевшего угля для электрогенерации и для производства нефтехимической продукции из угля через метанол (технология CTL – «уголь в жидкость»).

Мировой рынок СПГ привлекает все большее количество продавцов. В связи с этим агентство Bloomberg предупреждало об опасности перенасыщения рынка, что может проявиться уже в 2020 г., когда порядка 40 млн т СПГ не смогут найти покупателя – и произойдет обвал цен.

Чтобы рассудить оптимистов и скептиков, следует оценить скорость, с которой электрогенерация на угле в Китае и Индии будет переходить на газ, что придется сделать по соображениям экологии. Не менее важно оценить скорость, с которой автомобили и другие виды транспорта будут переходить на газ вместо бензина и дизельного топлива. Важно определиться, каковы будут темпы роста экономики многонаселенных развивающихся стран, в которых растет прослойка «третьего класса». Имеются возможности роста производства СПГ: открыты новые месторождения традиционного природного газа, а также сланцевого газа; собирается увеличить мощности Катар; США из страны-импортера газа готовы превратиться в экспортеров СПГ; строятся заводы в Австралии, заявлены проекты в Восточной Африке, странах Восточного Средиземноморья, в АТР на базе ресурсов газа в Папуа-Новой Гвинее и в ряде других стран; намечена программа развития индустрии в России.

Индустрия СПГ будет развиваться, хотя и не является ни политической, ни экономической панацеей для развития мировой энергетики, но дает миру глобальный товар, способный удовлетворить растущий мировой спрос на газ.

6.9. Выход России на мировой рынок СПГ

Россия – самая богатая страна по запасам газа и возможностям его добычи – с 2009 г. является членом «клуба СПГ». Но для России, как и для любой другой газодобывающей страны, желающей наладить производство СПГ в гораздо больших, чем сейчас объемах, желательно проанализировать ситуацию с перспективами роста спроса, оценить сильные и слабые стороны индустрии СПГ.

Преимуществами индустрии СПГ, которыми в полной мере может и должна воспользоваться Россия, являются:

- наличие громадных запасов природного газа и возможность «монетизировать» труднодоступные месторождения газа;
- возможность использовать «эффект масштаба» при укрупнении объектов, усовершенствованную технологию, более совершенные газовые турбины и более мощные компрессоры; наладить собственное производство танкеров-метановозов на отечественных кораблестроительных заводах;
- увеличение гибкости поставок за счет дерегулирования рынка.

Проблему производства и использования СПГ в России можно разделить на две части: 1) реализацию крупномасштабных проектов производства СПГ, имеющих в основном экспортную ориентацию; 2) создание относительно небольших предприятий по сжижению природного газа для решения разнообразных задач развития экономики России.

Первым реализованным проектом по производству СПГ на территории России был проект «Сахалин Энерджи»

В 2001 г. наблюдательный совет компании-оператора «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд» утвердил план второго этапа реализации проекта

«Сахалин-2», ключевыми моментами которого являются строительство завода по сжижению газа и экспорту СПГ в страны Азии. На первом этапе в рамках проекта разрабатывались два месторождения – нефтяное Пильтун-Астохское и газоконденсатное Лунское. Суммарные извлекаемые запасы месторождений составляли 140 млн т нефти и около 550 млрд м³ газа. Оба месторождения расположены на северо-восточном шельфе острова Сахалин, приблизительно в 15 км от берега. Реализация проекта осуществлялась на условиях соглашения о разделе продукции, заключенного в 1994 г. оператором проекта – «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд».

Акционерами «Сахалин Энерджи» являлись три компании – англо-голландский концерн Royal Dutch Shell (55%) и японские Mitsui (25%) и Mitsubishi (20%) в лице своего дочернего предприятия Diamond Gas Sakhalin. Общая сумма инвестиций в проект составила более 10 млрд долл.

В рамках второго этапа были сооружены нефтяной и газовый терминалы, к которым через весь остров на расстояние около 800 км проведены магистральные нефте- и газопроводы. Комплекс завода включал в себя две технологические линии производительностью 6,6 млрд м³/год СПГ каждая, два резервуара хранения объемом по 100 тыс. м³ и причал для отгрузки СПГ. Для сжижения газа была применена разработанная компанией Shell новейшая технология с использованием двойного смешанного хладагента.

Производимый на обеих технологических линиях СПГ подавался в резервуары-хранилища и загружался на судно при помощи специального оборудования. СПГ транспортировался танкерами при атмосферном давлении и при своей атмосферной точке кипения. Выработанный в технологических линиях конденсат перекачивался на расположенный рядом терминал отгрузки нефти.

Причал рассчитывался на прием танкеров вместимостью до 145 тыс. м³. Компановка причала позволила осуществить причаливание и швартовку самых больших судов без ограничений по условиям приливов или погодным условиям. В случае возникновения ледовых условий было обеспечено ледокольное обслуживание для проводки танкеров через льды и очистки акваторий вокруг причала СПГ. Реально поставки СПГ потребителям начались в 2009 г.

Основными покупателями СПГ были Япония и Южная Корея. Расстояние от Сахалина до Японии и Южной Кореи невелико.

Преимущества сахалинского СПГ на рынке АТР состоят в следующем.

1. Географическое преимущество. Страны, на которые ориентируется своим газом компания, поставляют СПГ из Австралии, с Ближнего Востока и из азиатских стран. Сахалин расположен в 3 раза ближе к Японии и Корее, чем Австралия, и в 5 раз – ближе, чем Ближний Восток. Это означает, что компании-оператору потребуется меньше танкеров для доставки своего товара на рынки, что непосредственно скажется на ценах. На ценах скажется и сравнительно низкая себестоимость продукции, обеспечиваемая не только масштабами производства, но и прохладным климатом на Сахалине, что имеет большое значение при функционировании криогенной техники.

2. Поставки газа с Сахалина обеспечивают покупателям диверсификацию источников газа по сравнению с другими мощностями, которые готовы предложить их традиционные поставщики. И это сильный аргумент, особенно для осторожных азиатских клиентов.

3. Преимущество компании «Сахалин Энерджи» состоит в силе акционеров, имеющих богатый опыт и квалификацию в специфическом бизнесе СПГ. Комбинация таких компаний, как Shell, одной из родоначальников индустрии СПГ, и других авторитетных японских компаний, которые будут заниматься продвижением сахалинского газа на японском рынке, служит дополнительным аргументом.

В 2006 г. в состав консорциума «Сахалин-2» вошел Газпром, выкупив у прежних акционеров 50% плюс одну акцию.

В настоящее время акционерный капитал компании «Сахалин Энерджи» распределяется так: Газпром – 50% плюс одна акция, Шелл – 27,5% минус одна акция, Мицуи – 12,5%, Мицубиси – 10%. Головной офис компании находится в г. Южно-Сахалинске, имеются офисы в Москве и Рейсвейне (Нидерланды), работают группы специалистов в Лондоне и Париже, открыт филиал в Токио.

Газ добывается с использованием трех платформ: Моликаси (производственный комплекс «Витязь» и танкер-накопитель «Оха»), Лунская А, Пильтун-Астохская Б. Проложен подводный газопровод до берега острова Сахалин, устроен береговой комплекс по подготовке газа к транспортировке. Проложено два наземных газопровода, пересекающих о. Сахалин с севера на юг. Сооружен завод по сжижению, состоящий из двух технологических линий по 4,8 млн т/г. (6,6 млрд м³/год), работающих по усовершенствованной технологии, разработанной компанией Шелл. Сооружен разгрузочный комплекс, рассчитанный на прием 260 танкеров-метановозов в год. Вначале работали 3 танкера, затем было зафрактовано еще 4 танкера вместимостью 147 тыс. м³ каждый. Объем отгрузок составляет порядка 10 млн т (т.е. завод работал практически при 100%-й загрузке мощностей). В 2012 г. завод на о. Сахалин был признан наиболее эффективно работающим из всех имеющихся в мире заводов по производству СПГ. Основными покупателями газа являются Япония (65% всех поставок газа) и Южная Корея, всего покупателей 10 стран. Сооружение завода по сжижению оказало весьма положительное влияние на экономику острова. Одно рабочее место в нефтегазовом секторе острова привело к появлению 7 рабочих мест в смежных и обслуживающих отраслях. Существенно увеличились поступления в региональный бюджет, что позволило осуществить ряд инфраструктурных проектов, улучшить социально-экономическую ситуацию в регионе.

В настоящее время рассматривается предложение о создании третьей технологической линии по производству СПГ в рамках деятельности компании «Сахалин Энерджи». Хотя у акционеров вызывает сомнение объем запасов Пильтун-Астохского и Лунского месторождений, тем не менее, разработана дорожная карта подготовки проектной документации.

Возможности обеспечения потенциальной третьей линии завода в южной части о. Сахалин (район поселка Пригородное) мощностью 5 млн т/год

(6,9 млрд м³) рассматриваются на базе запасов газа Киринского, Венинского, Лебединского и других месторождений. Залогом оптимальной оценки расширения мощностей действующего завода является возможность увеличения поставок СПГ в Японию, Южную Корею, Китай, а также на о. Тайвань и, возможно, в Таиланд, Пакистан, Индию. Кроме того, СПГ можно сбывать на территории российского Приморья, как бункеровочное топливо для флота, а также как энергоноситель для промышленных и сельскохозяйственных потребителей региона.

Ряд экспертов считают, что расширение мощностей действующего предприятия является наиболее реальным и эффективным проектом благодаря наличию уже созданной инфраструктуры, и оценивают вероятность реализации проекта как высокую.

Однако на этом проекте предложения о расширении производства СПГ на о. Сахалин не исчерпываются. Компанией Роснефть в составе консорциума, включающего в свой состав Роснефть – 20%, Exxon Neftegas Ltd. – 30%, Oil and Gas India (Индия) – 20%, Sodeca (Япония) – 30%, предложила проект завода по производству СПГ мощностью 5 млн т/год (6,9 млрд м³/год). Сырьевой базой являются разрабатываемые компанией Exxon Neftegas в рамках проекта «Сахалин – 1» месторождения Чайво, Одопту, Аркугун, Даги, а также еще несколько месторождений, пока находящихся в ранней стадии разработки. В качестве пункта размещения завода принят пос. Ильинское на юго-западе о. Сахалин. Основным потребителем намечена Япония и уже заключено соглашение о продаже части газа японским компаниям Марубени и Содека.

Главной проблемой, вызывающей конфликт интересов, является возможность обеспечения проектов Газпрома и Роснефти сырьем, а конкретнее, решение проблемы недискриминационного доступа к транссахалинскому газопроводу. Владелец газопровода Газпром утверждает, что мощности газопровода при расширении действующего завода в окрестности Южно-Сахалинска будут заполнены полностью и, поскольку этот газопровод является частным и не входит в единую газоснабжающую систему России, правило о недискриминационном доступе к этому газопроводу не применяется.

Компания Роснефть настаивает на возможности использования действующего газопровода с целью ускорения ввода своего проекта, совместного с Exxon Mobil и другими участниками консорциума, что обеспечило бы выигрыш во времени по сравнению с австралийскими проектами. Если же решение об использовании компанией Роснефть действующего газопровода не будет осуществлено, то придется строить еще один транссахалинский газопровод, что сделает проект Роснефти и Exxon Mobil более дорогим и неконкурентоспособным.

Пока же для производимого на о. Сахалин СПГ в качестве положительного фактора может оказаться такой момент, как «укорачивание» контрактов (постепенный переход от долгосрочных к средне- и краткосрочным контрактам). Учитывая сезонность потребления СПГ в Японии и, особенно, в Южной Корее и Китае, может возникнуть ситуация, когда для таких стран могут потребоваться

срочные поставки СПГ, тогда близость сахалинского СПГ может оказаться решающим фактором конкурентоспособности.

Из возможных российских проектов СПГ целесообразно рассмотреть **Штокмановский проект**. Потенциальные возможности проекта «Штокман»: разведанные запасы газа составляют 3,9 млрд м³. Газ имеет благоприятный состав. Существует потенциальная возможность диверсификации поставок (как по газопроводу, так и в виде СПГ). Отсутствует необходимость транзита газа через третьи страны. Морская транспортировка СПГ облегчена тем, что большую часть года в этой части Баренцева моря отсутствуют льды. На берегу Кольского полуострова, где намечалось создание завода, имеется инфраструктура.

Газпром сначала нашел одного из участников консорциума, а именно, норвежскую нефтегазовую компанию Statoil.

Удачный выбор Газпромом компании Statoil в качестве участника консорциума можно объяснить, во-первых, схожестью условий месторождений норвежского месторождения Снувит (Белоснежка) и Штокмановского; во-вторых, наличием у компании Statoil технологии подводной разработки месторождения с направлением многофазной продукции по трубопроводу на берег без разделения компонентов; в-третьих, владением компанией Statoil маркетинговой сетью в регионе сбыта; и, наконец, в-четвертых, ожидаемым на этот период в США ростом спроса и, по мнению экспертов, сохранением на достаточно высоком уровне цен на газ. К консорциуму присоединилась также французская компания Total.

Выход на американский рынок СПГ в тот период был одним из стратегических приоритетов для «Газпрома». Поскольку цена на газ в США не связана с ценами на нефть и продукты ее переработки, как в Европе, представлялось, что экспорт части российского газа в Соединенные Штаты может оказаться привлекательным способом диверсификации ценового риска, который обусловлен зависимостью Газпрома от европейского рынка газа. Считалось, что СПГ проекта «Штокман» будет не просто конкурентоспособен в США, но даже «выбьет» с рынка местных производителей газа, которые функционировали безубыточно при цене газа 180 долл./тыс. м³, в то время как безубыточная поставка СПГ проекта «Штокман» могла бы состояться при цене газа 126 долл./тыс. м³.

Однако этим планам не суждено было осуществиться, поскольку случившаяся в США «сланцевая революция» привела к росту добычи сланцевого газа и постепенному отказу от импорта СПГ. Проект «Штокман» был отложен до лучших времен.

Газпромом был предложен еще один проект строительства завода по сжижению природного газа в России – проект Балтийского СПГ. «Балтийский СПГ» – проект строительства в районе г. Усть-Луга (Ленинградская обл.) завода по сжижению природного газа мощностью 10 млн т/год. Запуск завода предполагается в конце 2021 г. Инвестиции в этот проект составляют 11 млрд долл. В процессе переговоров с руководством компании Shell было достигнуто соглашение о том, что право самостоятельных экспортных поставок наряду с Газпромом получила совместная компания Газпрома и Shell, у которой трейдинговая

компания Shell могла бы покупать газ и заниматься маркетингом. Рынками СПГ этого проекта могли бы стать, в первую очередь, европейские страны, в которые не доходит российский трубопроводный газ, а также Италия, Турция, другие европейские страны. В качестве одного из рынков для продукции «Балтийского СПГ» рассматривались южноамериканские страны.

Представляется, что реализация подобного проекта может создать для Газпрома проблему конкуренции с его проектами магистральных газопроводов. Кроме того, следует принять во внимание, что природный газ месторождений Надым-Пур-Тазовского региона предназначен в значительной степени для экспорта, поэтому оценивать его как сырье для сжижения следует по цене экспорта газа в Германию. В этом случае СПГ на заводе в Усть-Луге будет неконкурентоспособен.

Более жизнеспособным является проект относительно небольшого завода сжижения для производства СПГ, предназначенного для замены применяемого ныне и запрещенного с 2016 г. высокосернистого флотского мазута (3% серы) с целью его замены другим бункеровочным топливом, а именно, СПГ.

Независимая компания «Аллтек» объявила о проекте «Печора СПГ». Предполагаемое размещение завода – пос. Индига в 230 км восточнее Нарьян-Мара на берегу Индигской губы Баренцева моря. Высказывалась идея создания в пос. Индига единого арктического центра по производству и экспорту СПГ, учитывая то обстоятельство, что в этой части Баренцева моря нет ледовых полей и можно организовать транспортировку продукта без использования ледоколов.

Сырьем проекта «Печора СПГ» должен был стать природный газ месторождений Кумжинского и Коровнинского с суммарными разведанными запасами 170 млрд м³. Предполагаемая мощность завода – 2,6 млн т/год (4,2 млрд м³), инвестиции – 5,4 млрд долл. Была проявлена заинтересованность со стороны китайской нефтегазовой компании СНООС. Преимуществом проекта авторы считали хорошую логистику при доставке СПГ в страны Северо-Западной Европы.

Однако эксперты высказали сомнения в жизнеспособности этого проекта из-за того, что бизнес в сфере СПГ является непрофильным для компании «Аллтек», не имеющей ни технологии, ни опыта в работе с СПГ.

Шансы этого проекта несколько возросли в связи с тем, что 50% плюс одну акцию приобретала Роснефть. После вступления этой компании в проект часть трудностей может быть преодолена, однако вероятность реализации проекта в период до 2020 г. сомнительна вследствие перегруженности Роснефти другими проектами.

Крупнейшей независимой газовой компанией НОВАТЭК реализуется проект «Ямал СПГ» на базе Южно-Тамбейского газового месторождения на п-ве Ямал. Место расположения строящегося завода – пос. Сабетта на берегу Обской Губы Северного Ледовитого океана. Ресурсы газа месторождения Южно-Тамбейского – 900 млрд м³. Кроме этого, неподалеку разведаны еще несколько месторождений: Салмановское, или Утреннее (запасы 235 млрд м³), Геофизическое (125 млрд м³), Восточно-Тамбейское и Северо-Обское (с суммарными запа-

сами 1800 млрд м³). Мощность завода – 16,5 млн т/год (22,8 млрд м³/год). Предполагается осуществить строительство в 3 очереди по 5,5 млн т/год (11,4 млрд м³) каждая с пуском в 2018–2020 гг.

Состав акционеров проекта «Ямал СПГ» таков: НОВАТЭК – 50,1%, Total – 20%, китайская национальная нефтяная компания CNPC – 20%, китайский инвестиционный фонд «Шелковый путь» – 9,9%.

В настоящее время построена и начала функционировать 1-я очередь завода.

Инвестиции в проект оценены в 27 млрд долл., из которых на середину 2015 г. уже было вложено 2,6 млрд долл. Принята схема проектного финансирования. Кредиты предоставляют китайские финансовые институты.

Проект «Ямал-СПГ» полностью обеспечен финансированием. Экспортно-импортный банк Китая и Банк развития Китая согласились предоставить 12 млрд долл. До этого Фонд национального благосостояния России выделил 150 млрд руб., а Сбербанк и Газпромбанк – 3,6 млрд долл. Остальное финансирование поступает от акционеров проекта. Кроме этого, 400 млн долл. выделил в качестве кредита японский банк JBIC (Japan Bank of International Cooperation). Также компании НОВАТЭК удалось привлечь деньги французских банков для дополнительного финансирования проекта «Ямал-СПГ» и для подготовки следующих ямальских проектов.

Проект «Ямал-СПГ» пользуется серьезной поддержкой государства: для проекта установлена нулевая ставка НДС, нулевая экспортная пошлина. Государство участвует в софинансировании объектов инфраструктуры (дорог, поселка, терминала и др.) выделением 150 млрд руб. из Фонда национального благосостояния.

Практически 90% будущей продукции завода законтрактовано энергетическими компаниями Китая, Японии, Ю. Кореи, Тайваня, Испании, Португалии и ряда других стран. Проект «Ямал-СПГ» – действительно реализуемый проект, но поскольку это арктический проект, то здесь следует учитывать специфические трудности: необходимость сооружения канала протяженностью 40 км, постоянного ведения дноуглубительных работ в бухте при пос. Сабетта. Климатические условия здесь очень суровые, характерен резкий перепад температур; необходимо иметь оборудование и аппаратуру, которые адаптируются к таким перепадам. Возможно резкое обледенение оборудования. Но это еще не самое трудное. Регион входит в зону, где постоянно возникает тяжелая ледовая обстановка, что требует, во-первых, наличия специальных танкеров с ледовым подкреплением, а также привлечения мощных ледоколов. Из-за неравномерности вывоза СПГ, вызванного перепадом погодных условий, необходимо иметь дополнительные хранилища. Также из-за постоянно плохих погодных условий необходимо иметь маяки, специальные центры слежения. И главное, эксплуатация всех объектов производственной цепочки СПГ не должна нарушать хрупкую экологию Арктики.

Тем не менее, не следует забывать о необходимости освоения Арктики, и проект «Ямал-СПГ» является одним из форпостов.

Открытая успехом проекта «Ямал-СПГ», компания НОВАТЭК прорабатывает проект «Арктик СПГ-2» на п-ве Гыдан. Сырьевой базой проекта является месторождение «Утреннее» с потенциальными запасами около 2 трлн м³ газа. Мощность проекта – около 20 млн т/год. Проект может получить государственную поддержку и льготы по налогообложению. К проекту уже присоединилась компания Total, выразили желание участвовать в проекте китайская компания CNPC и корейская Kogas.

Для того чтобы определить, будет ли СПГ российских проектов конкурентоспособен на основных газовых рынках в 2020 г., воспользуемся прогнозами экспертов [53]. Т. Брос, представляющий банк Societe General, на основе методики прогнозирования, разработанной в этом банке, определил, что цены газа на американском рынке (Henry Hub) в 2020 г. будут на уровне 5,4 долл./млн BTU (134,5 долл./тыс. м³), на европейском рынке – 11,6 долл./млн BTU (417 долл./тыс. м³), на азиатском рынке – 16–17 долл./млн BTU (576–612 долл./тыс. м³), хотя также рассматривается вариант снижения цены на азиатском рынке до 12–13 долл./млн BTU (432–468 долл./тыс. м³). В этой связи два российских проекта, а именно, проект расширения завода на о. Сахалин (проект Сахалин Энерджи) на 5 млн т/год и проект «Ямал-СПГ», можно считать безусловно конкурентоспособными на европейском и азиатском газовых рынках.

По более поздним оценкам, сделанным руководством компании НОВАТЭК, уровень издержек по сжижению газа и его доставке с завода «Ямал-СПГ» (включая стоимость газа) составит 7,7 долл./млн BTU, а при условии создания промежуточного терминала по перегрузке газа с танкеров ледового класса на обычные – 7,5 долл./млн BTU. Это сопоставимо с уровнем издержек на производство и доставку в страны АТР американского СПГ с платформы Sabine Pass в Мексиканском заливе и на 1,7 долл./млн BTU меньше, чем с австралийских заводов СПГ. Ориентировочная стоимость производства и поставок СПГ с планируемого проекта «Арктик СПГ-2» компании НОВАТЭК – по оценке руководства компании, порядка 6,1 долл./млн BTU. Ниже оцениваются поставки с новых планируемых проектов в Катаре, крупнейшем производителе СПГ. Снижение издержек на производство СПГ на новых катарских проектах объясняется тем, что планируемый к добыче газ крупнейшего в мире месторождения «Северное» имеет высокое содержание газового конденсата, ценного сырья для нефтехимической промышленности. По мнению представителей катарской компании Qatar Petroleum, извлечение из газа конденсата и его реализация по ценам нефтехимического сырья серьезно уменьшат стоимость газа, и соответственно – издержки на производство СПГ.

6.10. Применение СПГ в России

Реализация относительно небольших проектов производства СПГ может оказать положительное воздействие на регулирование пиковых нагрузок газопотребления и газохранилищ; создать ресурсы СПГ для использования в качестве

моторного топлива; для снабжения газом агропромышленных комплексов, отдаленных поселков и т.п.

Существующая в настоящее время технология газификации с использованием газораспределительных сетей практически исключает из этого процесса целые районы с мелкими населенными пунктами, малыми деревнями, хуторами и фермерскими хозяйствами, а также районы с неблагоприятными условиями для прокладки газопроводов (горы, болота, реки, леса, острова и т.д.).

Для этих категорий потребителей сжиженный природный газ является практически единственным способом газификации.

Отличительными особенностями газификации с использованием сжиженного природного газа являются:

- маневренность – отсутствие жесткой привязки к трубопроводам, возможность передислокации при изменении ситуации;
- гибкость – возможность регулирования уровня производства, быстрота пуска и остановки ожигателей, возможность быстрого сооружения установок по хранению и газификации и их расширения по мере увеличения потребления газа;
- экономичность – более низкие инвестиции по сравнению с магистральным газом.

Особенно «продвинутой» является проблема использования СПГ в качестве моторного топлива. Преимущества СПГ по сравнению с традиционными нефтяными топливами очевидны: экологичность, отличные эксплуатационные характеристики (высокая детонационная стойкость, высокая массовая калорийность, широкие пределы воспламеняемости), относительная дешевизна.

До сих пор основной акцент в переводе автотранспорта на природный газ делается на использование сжатого (компримированного) газа (КПГ). Однако необходимость применения баллонов высокого давления, значительное увеличение веса топливной системы двигателя, необходимость выполнения периодического освидетельствования оборудования, работающего под высоким давлением, снижение дальности пробега автомобиля на одной заправке, повышение опасности применения газобаллонной аппаратуры высокого давления, слабо развитая инфраструктура автомобильных газонаполнительных компрессорных станций – АГНКС (менее 200 единиц на огромной территории РФ), невозможность создания широкой сети гаражных мини-АГНКС, расположенных на территориях автохозяйств (существующая нормативная база по безопасной эксплуатации требует выполнения условий размещения АГНКС на расстоянии не менее 60 метров от других сооружений и объектов), а также ряд других существенных недостатков в значительной мере продолжают сдерживать широкое применение КПГ в автомобильном транспорте.

Вышеперечисленные недостатки природного газа, как моторного топлива, могут быть устранены, если использовать на автотранспорте не КПГ, а сжиженный природный газ (СПГ). Так, для некоторых типов грузовых автомобилей, рассчитанных на использование природного газа и оборудованных крио-

генной емкостью на 300 л СПГ, пробег на одной заправке увеличивается в 1,8 раз, а суммарная масса оборудования и топлива уменьшается на 570 кг по сравнению с тем же автомобилем, работающим на КПП. При эксплуатации автотранспортного средства хранение СПГ может осуществляться практически при атмосферном давлении. Использование СПГ в качестве моторного топлива позволяет увеличить ресурс работы двигателя на 15%, а срок службы моторных масел – на 15–20%.

СПГ может также найти применение как заменитель керосина на авиатранспорте, дизельного топлива – на магистральных и маневровых тепловозах, флотского мазута и дизельного топлива – на водном транспорте, а также для обеспечения сельскохозяйственных предприятий.

СПГ как автомобильное топливо может с наибольшей эффективностью использоваться для междугородних перевозок (автобусные маршруты и перевозки большегрузными автомобилями в радиусе до 200 км от пункта размещения установок сжижения газа), при использовании большегрузных карьерных автомобилей, а также на городском транспорте.

В России разработаны проекты новых типов судов, а также судов класса «река-море», работающих на СПГ. Как показали предварительные расчеты, себестоимость перевозок при их осуществлении на судах, снабжаемых СПГ в качестве горючего, ниже, чем при использовании дизельного топлива. Не следует забывать, что использование СПГ на флоте станет просто необходимым из-за экологических причин (запрет на использование сернистого топлива).

Учитывая тот факт, что более половины российских железных дорог пока еще не электрифицированы и обслуживаются тепловозной тягой, имеются предпосылки для перевода, по крайней мере, половины магистральных и маневровых тепловозов с дизельного топлива на СПГ.

В России впервые в мире был создан авиалайнер (ТУ-155), работающий на СПГ, и проведены его испытания.

Безусловно, для быстрого и широкомасштабного перевода автомобильного и других видов транспорта на СПГ необходимо создать инфраструктуру получения, хранения и заправки СПГ, которая учитывала бы специфику общественного и промышленного транспорта крупных российских городов, обеспечивала низкую себестоимость СПГ, была независима от внешних поставщиков и исключала промежуточные звенья доставки СПГ (криогенные метановозы). Данная инфраструктура в перспективе должна включать в себя как крупные городские станции производства и заправки СПГ, так и гаражные заправочные пункты, расположенные непосредственно в автохозяйствах.

По мнению экспертов, производство СПГ может быть организовано на газораспределительных станциях, на которых при снижении давления с 5 до 1 Мпа потенциальная энергия, теряющаяся при редуцировании газа, теоретически может обеспечить сжижение порядка 20% потока газа только на дроссельных установках, однако практически доля сжижения не превысит 10% потока газа. Использование турбодетандера позволит увеличить долю сжижаемого газа до 25%.

Весьма перспективна организация производства СПГ на недозагруженных автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС). Такой опыт имеется в ООО «Лентрансгаз», где уже много лет успешно осуществляется производство на АГНКС-8 Санкт-Петербург и отработана технология газификации котельных и коммунально-бытового сектора.

При этом основная нагрузка по обеспечению автотранспорта сжиженным природным газом должна ложиться именно на гаражные заправочные пункты, а городские заправочные станции будут предназначаться только для дозаправки промышленного и общественного транспорта при его эксплуатации в черте города и при междугородних перевозках. Стоимость одной заправочной станции оценивается в 250–300 тыс. долл., газовой компрессорной колонки – 2–4 тыс. долл. Переоборудование легковых автомобилей на СПГ обходится от 2 до 3 тыс. долл., грузовых автомобилей и автобусов – намного больше, однако затраты окупаются быстро за счет перечисленных выше преимуществ и налоговых льгот.

В настоящее время имеются разработки турбодетандерных установок, предлагаемых рядом отечественных предприятий (ОАО «НПО Гелиймаш», ОАО «Криогенмаш», компания «Криопак»). Установки ОАО «Криогенмаш» с использованием турбодетандеров могут работать при давлениях газа на входе от 3 Мпа, и обеспечивать подачу газа на выходе (в газораспределительные сети) при давлении 0,3 Мпа.

Уже созданы типовые мини-заводы по производству СПГ на АГНКС-500 и газораспределительных станциях (ГРС), первая региональная система производства, транспорта и использования СПГ в теплоэнергетике и коммунальном хозяйстве Ленинградской области, локальная сеть хранения, газификации и снабжения СПГ промышленных предприятий и коммунальных потребителей в г. Луга. Предусматривается тиражирование типовых объектов системы СПГ в ряде других регионов страны.

Еще одним направлением использования СПГ в отраслях экономики России является применение СПГ в качестве бункеровочного топлива для судов, ведущих деятельность в Балтийском море. Для этого создается завод по сжижению природного газа в Ленинградской обл. (проект «Горская» мощностью 1,26 млн т/год (первая очередь 420 тыс. т/год)).

Значение СПГ как бункеровочного топлива будет возрастать в силу экологической безопасности морей и океанов, в т.ч. при освоении нефтегазовых ресурсов Арктики. По оценке экспертов Всемирного фонда дикой природы (WWF), только для экономического развития Арктики потребуется не менее 5,5 млн т СПГ для замещения нефтяных топлив.

7. МИРОВАЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

7.1. Общие сведения

Мировая нефтепереработка – глобальная, стратегически важная, высокотехнологичная, капиталоемкая отрасль экономики с богатой историей и долгосрочными планами. Продукцией нефтеперерабатывающей промышленности являются моторные топлива (бензин, дизельное топливо, керосин и реактивное топливо, котельно-печное топливо) и нефтепродукты (кокс, битум, смазочные масла, парафины, растворители и др.). Топлива для транспорта, полученные из нефти, будут еще долгие годы играть ведущую роль в удовлетворении энергетических потребностей мира. Перечень продукции нефтепереработки и направлений использования этой продукции приведен на рис. 7.1.

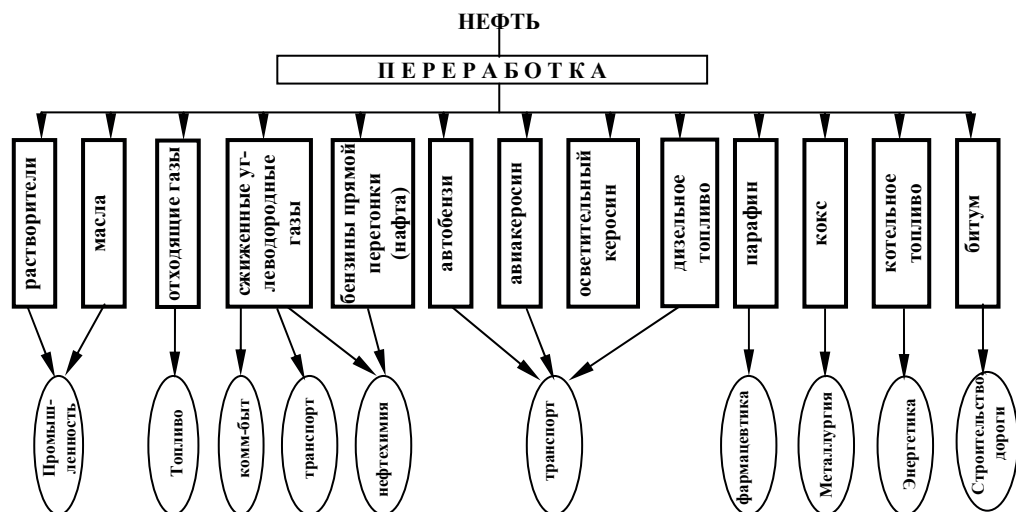


Рис. 7.1. Продукция мировой нефтепереработки и направления ее использования

В последние годы в мировой нефтеперерабатывающей промышленности происходили заметные концептуальные, территориальные, структурные сдвиги. Основными факторами развития нефтеперерабатывающей промышленности являются: рост экономики по регионам мира, научно-технические достижения, требования экологического характера, объемы и структура поставок нефтепродуктов, качественные характеристики исходного сырья (сырой нефти). Для современной нефтеперерабатывающей промышленности мира характерными являются рост суммарных мощностей и объемов переработки, который происходит за счет уменьшения числа нефтеперерабатывающих заводов, но их укрупнения, относительно невысокий уровень показателя рентабельности, рост удель-

ных капиталовложений, вызванный повышением технической сложности оборудования и ужесточением требований к охране окружающей среды, необходимо перерабатывать сырье с худшими качественными показателями.

История мировой нефтеперерабатывающей промышленности начинается практически сразу после начала промышленной добычи нефти. Первый нефтеперерабатывающий завод был построен недалеко от Нью-Йорка в конце 1860-х годов. Примерно в это же время появились первые нефтеперерабатывающие заводы в России в окрестностях городов Грозный и Баку.

Производством первых перерабатывающих заводов было долгое время осветительный керосин, а технология ограничивалась простой перегонкой нефти. Технический прогресс и требования к перевооружению армий в преддверии Первой мировой войны стали стимулами быстрого развития мировой нефтеперерабатывающей промышленности.

В 1876 г. немецкий инженер Отто изобрел четырехтактный двигатель, работающий на газе, который, в свою очередь, получался из угля. В 1885 г. другой немецкий инженер Даймлер сконструировал легкий двигатель, работающий на бензине, его коллега Бенц в этом же году придумал электрозажигание, а инженер Майбах – карбюратор с дроссельной заслонкой. Примерно в это же время еще один немецкий инженер Дизель разработал конструкцию двигателя, работающего на более тяжелых дистиллятах, воспламеняемых от сжатия.

В 1895 г. американский изобретатель Генри Форд собрал в сарае автомобиль. А уже в 1908 г. автомобиль марки Форд-Т, имеющий четырехцилиндровый двигатель объемом 2,9 л и мощность 20 л.с., был собран на промышленном конвейере – и, как показало время, стал долгожителем (его производство прекратилось в конце 1920-х годов).

В 1872 г. русский инженер А.Ф. Можайский сконструировал и построил первый аэроплан, чем определил приоритет России в развитии авиации. К сожалению, его аэроплан остался в единственном экземпляре и основателями авиации считаются американские братья Райт, которые не только сконструировали аэроплан, но и осуществили первый демонстрационный полет (1909 г.), в котором доставили груз из одного города в другой.

В начале XX века морским министром Великобритании был Уинстон Черчилль, который был инициатором перевода военного флота своей страны с угля на жидкое топливо (флотский мазут), что сделало британские военные корабли быстрее и маневреннее кораблей других стран.

Предчувствие надвигающейся Первой мировой войны заставило многие страны дополнить традиционные виды войск (пехоту, кавалерию) механизированными войсками (танки, броневые автомобили, самоходные орудия и др.), военными надводными и подводными кораблями, боевой авиацией. Широкое применение получили автомобили, железнодорожный транспорт, пассажирский, грузовой, рыболовецкий флот, а также гражданская авиация, работающие на продуктах нефтепереработки (автомобильном и авиационном бензине, дизельном топливе, флотском мазуте).

В 1912 г. русский инженер В.Г. Шухов сконструировал усовершенствованную горелку и заложил основу процесса термического крекинга. В 1914 г. американский инженер Эжен Гудри получил патент на процесс каталитического крекинга, а в 1936 г. был запущен первый промышленный реактор каталитического крекинга. В 1913 г. американский инженер Уильям Бертон разработал процесс термического крекинга и запустил первую установку на нефтеперерабатывающем заводе в Уайтинге (шт. Индиана, США). В 1919 г. русский химик Ипатьев разработал процесс изомеризации, позволяющий получать высокооктановый авиационный бензин. В конце 1930-х годов американские ученые и инженеры изобрели и внедрили в промышленную практику процесс каталитического риформинга для получения высокооктановых бензинов. В годы Второй мировой войны разновидность процесса каталитического риформинга – процесс с использованием платинового катализатора платформинг – изобрели советские химики и инженеры. Уже после окончания Второй мировой войны был разработан и внедрен процесс каталитического гидрокрекинга, позволяющего получать высококачественный бензин, авиационный керосин и дизельное топливо. Здесь перечислена только часть процессов нефтепереработки, но их перечисление показывает, как развивалась мировая нефтеперерабатывающая промышленность, откликаясь на требования времени.

Ниже будут представлены данные о развитии мировой нефтеперерабатывающей промышленности за период 1991–2017 гг. Данные представлены, исходя из двух источников: справочника British Petroleum Statistical Review of World Energy и по данным экспертов журнала Oil and Gas Journal, которые несколько отличаются друг от друга.

Сначала представлены данные о соотношении объемов добычи нефти и мощностей по нефтепереработке в мире в период 1991–2017 гг. (табл. 7.1).

Таблица 7.1

Соотношение между мировой добычей нефти и мощностями по ее переработке в период 1991–2017 гг.

Показатели	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2017 г.
Добыча, млн т	3157,5	3272,0	3895,0	3895,0	3946,4	4361,9	4387,1
Мощности по переработке, млн т	3741,5	3844,3	4285,1	4285,1	4589,0	4861,4	4906,9
Соотношение: мощность/добыча	1,185	1,175	1,110	1,110	1,163	1,115	1,118
Разница мощностей по переработке и объемов добычи, млн. т	584,0	572,3	390,1	390,1	642,6	500,0	519,0

Источник: BP Statistical Review of World Energy

Разница между мощностями по переработке и добыче нефти по сравнению с началом 1990-х гг. сократилась с 560–580 млн т до 500–520 млн т. в 2015–

2017 гг. Главной причиной явился постепенный переход на путь интенсивного развития нефтепереработки не только развитых стран, сделавших это уже несколько десятилетий назад, но и развивающихся стран, где стремительный рост мощностей постепенно сменяется углублением переработки.

Динамика показателя степени использования мощности в период 1991–2017 гг. приведена в табл. 7.2.

Таблица 7.2

**Степень использования мощностей в мировой
нефтеперерабатывающей промышленности в период 1990–2017 гг.**

Показатели	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2017 г.
Мощности, млн т/год	3741,5	3844,3	4099,8	4256,0	4589,0	4861,4	4966,9
Объем переработки, млн т/год	3084,3	3166,0	3475,5	3830,4	3741,0	3980,5	4095,4
Степень использования мощности, %	82,4	82,4	84,8	90,0	81,5	81,9	83,4

Источник: BP Statistical Review of World Energy

В 1990-е годы степень использования мировых мощностей по переработке нефти возросла с 82–83% до 84%, что близко к оптимальному уровню загрузки, равному 85%. В 2001–2005 гг. степень загрузки мощностей стала расти, с тем чтобы снизиться в годы кризиса 2008–2009 гг. и стабилизироваться на уровне 82–83%.

Следует отметить, что превышение 90%-ной отметки уровня использования мощностей, как правило, вызывает озабоченность среди менеджеров нефтеперерабатывающей промышленности, так как снижается маневренность и безопасность производства. Однако и низкая степень загрузки мощностей вызвала не меньшую озабоченность, поскольку явилась серьезным и постоянно действующим фактором роста эксплуатационных затрат и снижения конкурентоспособности получаемых нефтепродуктов.

За последние десятилетия мощности нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) мира прирастали, в основном, за счет ввода новых нефтеперерабатывающих заводов в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР), а также в странах Ближнего Востока. Начиная с 2000 г., число НПЗ в мировой нефтеперерабатывающей промышленности постоянно уменьшалось. Выводились из эксплуатации мало-мощные и технически слабо оснащенные заводы. Ряд относительно крупных заводов были выведены по экологическим соображениям. Построенные в свое время на окраинах городов, в процессе их роста они оказались глубоко в городской черте, и под давлением общественности и «зеленых» были закрыты. Но все же главной причиной закрытия ряда НПЗ, прежде всего, в США и западноевропейских странах, были экономические причины, а именно, низкая конкурентоспособность выпускаемой продукции. В период 1995–2017 гг. выросла средняя мощность одного НПЗ: теперь она составляет почти 7,5 млн т/год.

В мировой нефтеперерабатывающей промышленности происходят заметные территориальные сдвиги. Они проявляются в снижении удельного веса традиционных регионов размещения нефтеперерабатывающей промышленности (Северная Америка, Западная Европа, Восточная Европа и бывший СССР) и роста доли Азиатско-Тихоокеанского региона и стран Ближнего и Среднего Востока (табл. 7.3).

Таблица 7.3

**Динамика региональной структуры мощностей по переработке нефти
в период 1994–2017 гг.
(мощности на 01.01 каждого года)**

NN п/п	Регионы мира	1995г.		2000г.		2005 г.		2010 г.		2015 г.		2017 г.	
		млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%
1	Азиатско-Тихоокеанский	720,9	19,4	982,71	24,1	1110,3	26,1	1124,1	26,3	1297,6	29,5	1665,2	33,9
2	Западная Европа	710,5	19,2	721,7	17,7	748,6	17,6	745,5	17,4	665,7	15,1	663,3	13,5
3	Восточная Европа и бывший СССР	642,6	17,3	602,4	14,8	512,2	12,0	517,3	12,0	530,6	12,1	515,8	10,5
4	Ближний и Средний Восток	263,9	7,1	297,7	7,3	351,7	8,3	351,8	8,3	368,9	8,4	475,9	9,7
5	Африка	141,3	3,8	152,2	3,7	161,5	3,8	163,9	3,8	164,0	3,7	171,8	3,5
6	Северная Америка	937,5	25,3	998,95	24,5	1041,4	24,5	1047,5	24,5	1078,6	24,5	1104,0	22,6
7	Южная и Центральная Америка	291,6	7,9	322,4	7,9	330,5	7,8	330,1	7,7	292,6	6,7	311,0	6,3
	Итого	3708,3	100	4078,0	100	4256,2	100	4280,2	100	4398,0	100,0	4907,0	100,0
	Средняя мощность НПЗ, млн т	5,24		5,39		6,43		6,53		6,84		7,5	

Источник: Oil and Gas Journal

За период 1993–2017 гг. доля регионов Северной Америки и Западной Европы снизилась соответственно с 25,4% и 19,5% до 22,6% и 13,5%, а доля Азиатско-Тихоокеанского региона увеличилась с 18,7% до 33,95%.

Подобный ход территориальных преобразований мировой нефтеперерабатывающей промышленности вполне закономерен и во многом отражает неравномерность темпов экономического роста развитых, развивающихся и бывших социалистических стран.

Территориальные сдвиги, проявившиеся в изменении размещения мощностей по переработке нефти в отдельных регионах, подтверждаются изменением численности нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) по регионам мира.

За период 1993–2018 гг. число НПЗ снизилось с 706 до 654. При этом численность НПЗ в США, Западной Европе, Японии снижалась, что было связано с закрытием старых, небольших по мощности, технически отсталых заводов, расположенных в городской черте. Экономические (низкая рентабельность) и экологические (загрязнение окружающей среды) причины стали основными при сокращении числа НПЗ в развитых странах. В развивающихся странах число НПЗ возросло. Несколько новых НПЗ было введено в России. Средняя мощность НПЗ возросла с 5,2 млн т/год в 1995 г. до 7,5 млн т/год в 2017 г.

На фоне достаточно скромных показателей средней мощности впечатляюще выглядят данные по наиболее крупным НПЗ. Самым крупным в настоящее время является завод в г. Джамнагар в Индии. Его мощность 62 млн т/год. Завод компании Paraguana Refining Center, являющейся частью венесуэльской государственной компании Petroleos de Venezuela SA, в г. Худибадана, штат Фалькон – 47,0 млн т/год; завод южнокорейской компании Yukong (теперь SK Corp.) в г. Ульсан имеет мощность 42,0 млн т/год; завод еще одной южнокорейской компании LG-Caltex в г. Йочхон – 39,3 млн т/год; завод компании Exxon Mobil Refining and Supply Co. в Сингапуре (на острове Джуронг) – 29,6 млн т/год; завод этой же компании в Бейтауне, шт. Техас – 28,2 млн т/год; завод компании Saudi Arabian Oil Co. в г. Рас-Танура (Саудовская Аравия) – 27,5 млн т/год; завод южнокорейской компании S-Oil Corp. в г. Онсан – 26,0 млн т/год; завод компании Exxon Mobil в г. Батон-Руж, шт. Луизиана – 25,1 млн т/год. Самый крупный отечественный НПЗ компании Роснефть в г. Ангарске имеет мощность 19,3 млн т/год.

В перечень 20 крупнейших нефтеперерабатывающих заводов мира по состоянию на 01.01.2017 г. входили 9 азиатских, 5 американских, 2 европейских, в том числе один из России, 3 ближневосточных, один – южноамериканский. Суммарная мощность 20 крупнейших НПЗ составляла в начале 2018 г. 565,4 млн. т/год, или почти 11,5% всех нефтеперерабатывающих мощностей мира.

Среди 25 ведущих компаний в области переработки нефти число государственных и частных компаний распределяется примерно поровну. Многолетним лидером до 1999 г. по суммарным мощностям нефтеперерабатывающих заводов была англо-голландская компания Royal Dutch Shell, но в XXI веке первенство

перешло к американскому нефтяному гиганту Exxon Mobil Corp. Высокие рейтинги имеют компании BP, Total, Nippon-Mitsubishi, Chevron-Texaco, Conoco-Phillips, Роснефть, ЛУКОЙЛ.

Консолидация технологических и финансовых усилий в последние годы XX века и начале XXI века явилась для нефтяных компаний и их нефтеперерабатывающих секторов способом не только выживать в условиях колеблющихся цен на нефть, увеличения капиталоемкости производства и конкурентной борьбы, но и поддерживать высокий уровень эффективности. В этот период различного рода альянсы, стратегические партнерства, слияния, создание совместных предприятий проявились в гораздо большей степени, чем раньше.

Самое крупное слияние в области нефтепереработки – тройственный союз между Royal Dutch Shell, Texaco Inc. и Saudi Aramco Oil Corp., который стал в США владельцем 80 млн т/год мощностей по переработке нефти, 25 тыс. бензocolонок и добился контроля 25% американского рынка нефтепродуктов. В 1996 г. произошло объединение НПЗ и сбытовых организаций British Petroleum и Mobil Corp. в Европе, которое впоследствии было усилено в связи с объединением British Petroleum и Amoco Corp. Компании Royal Dutch Shell и Texaco Inc. по образцу слияния, реализованного в США, и произвело в 1998 г. аналогичную операцию по объединению сети НПЗ и сбытовых организаций в Европе. Примеру их последовали Total и Elf (Франция) и Fina (Бельгия), а в Японии – Nippon Oil и Mitsubishi Oil. Объединились испанская нефтяная компания Repsol Oil и аргентинская YPF SA. В конце 1998 г. был подписан меморандум о взаимопонимании между компаниями Shell Australia Ltd. и Mobil Oil Australia Ltd. об объединении нефтеперерабатывающих предприятий в Австралии. Произошло объединение компаний Chevron и Texaco.

В ноябре 1999 г. Федеральная торговая комиссия США одобрила предложение о слиянии двух крупнейших нефтяных компаний Exxon Corp. и Mobil Corp. Совместная компания Exxon-Mobil Corp. имеет теперь 26 собственных НПЗ суммарной мощностью 285 млн т/год и превзошла по уровню суммарной мощности компанию Royal Dutch Shell (32 НПЗ в АТР, США и странах Западной Европы).

Значительно упрочилось положение американской энергетической компании Valero Energy Corp., которая по уровню нефтеперерабатывающих мощностей является крупнейшей внутри США и занимает 8-е место в мировом рейтинге. Рост компании произошел за счет поглощения Premcor Refining Group. Подтянулись китайские компании Sinopec и China National Petroleum Corp., заняв соответственно 3-е и 9-е места среди крупнейших нефтеперерабатывающих компаний мира.

Список крупнейших по мощности НПЗ нефтегазовых компаний, числа НПЗ, принадлежащих компаниям, и регионов размещения принадлежащих компаниям НПЗ приведен в табл. 7.4. Отметим, что в список не вошли российские компании Роснефть (64,7 млн т/год) и ЛУКОЙЛ (60,9 млн т/год), имеющие заводы как в России, так и в странах Западной Европы.

Крупнейшие компании – производители нефтепродуктов в 2018 г.

№№ п/п	Компания	Количество НПЗ					
		АТР	США	Зап. Европа	Всего		
					кол-во	млн т/год	% акций от общих
1	Exxon Mobil (США)	10	7	9	26	285,2	98,4
2	Royal Dutch Shell (Велико- британия, Нидерланды)	13	8	11	32	191,7	82,8
3	Sinopec (Китай)	27	–	–	27	198,6	100,0
4	British Petroleum (Велико- британия)	4	6	8	18	134,6	80,9
5	Saudi Aramco (Саудовская Аравия)	6	3	–	9	141,1	100,0
6	Conoco Phillips (США)	–	13	4	17	141,8	96,8
7	China National Petroleum Corp. (Китай)	25	–	–	25	130,8	100,0
8	Total SA (Франция)	–	–	15	15	113,2	87,3
9	Valero Energy (США)	–	13	–	13	110,5	81,7
10	Petroleos de Venezuela (Ве- несуэла)	–	4	8	12	57,2	42,7

Источник: Oil and Gas Journal. World Refining Survey

По данным справочника BP Statistical Review of World Energy на 01.01.2018 г. наибольшие мощности по переработке имели США – 928 млн т/год. Первое место США удерживают за собой на протяжении всей истории мировой нефтеперерабатывающей промышленности. На второе место вышла стремительно развивающаяся нефтепереработка Китая. Рост китайской экономики, увеличение численности автопарка, которое обеспечивает растущий «средний класс», рост других видов транспорта и отраслей промышленности стимулировали рост потребления нефтепродуктов в Китае, которое обеспечивается как собственным производством, так и импортом. Суммарная мощность НПЗ Китая составила на 01.01.2018 г. 725 млн т/год. Россия уступила Китаю второе место и на эту же дату занимает третье место – 329 млн т/год. На четвертое место (249 млн т/год) вышла Индия, повторяющая в определенной степени путь Китая. Индия обошла Японию, некогда занимавшую третью позицию в мировой «табели о рангах» в части мощностей по переработке нефти.

В Японии на 01.01.2018 г. мощности НПЗ составляли 167 млн т/год. Сохраняет свои позиции крупного производителя нефтепродуктов Южная Корея. Ее мощности по нефтепереработке составляли на 01.01.2018 г. 162 млн т/год. В число лидеров вошла также Саудовская Аравия, мощности НПЗ которой составили на 01.01.2018 г. 145 млн т/год. Также достаточно быстро нарастила мощности по нефтепереработке Бразилия – мощности на 01.01.2018 г. составили

114 млн т/год. Некогда входившая в лидеры Германия из первой пятерки передвинулась в конец первой десятки – 103 млн т/год, а десятку замкнула Италия – 95 млн т/год.

Еще одной характеристикой мировой нефтеперерабатывающей промышленности является выделение так называемых «лучших» НПЗ. Лучшими эксперты считают крупные заводы с самой высокой долей вторичных процессов. Эта доля выражается процентным соотношением суммарной мощности установок по углублению переработки нефти и улучшению качества нефтепродуктов к мощности по первичной перегонке. Список 15 «лучших» НПЗ приведен в табл. 7.5. В этот список вошли 13 американских заводов, что еще раз подчеркивает высокий технологический уровень отрасли этой страны.

Таблица 7.5

«Лучшие» НПЗ мира

№	Компания, местонахождение завода	Мощность по сырью, млн т/год	Доля вторичных процессов, %
1	Exxon-Mobil Corp. (США), Бейтаун, шт. Техас, США	28,6	217
2	Shell (Великобритания), Нидерланды, Дирпарк, шт. Техас, США	16,7	213
3	Liondell-Citgo Refining (США), Хьюстон, шт. Техас, США	13,4	202
4	Koch Petroleum Group (США), Роузмаунт, шт. Миннесота, США	13,5	187
5	BP (Великобритания), Тексас-Сити, шт. Техас, США	21,9	181
6	Tonen General К.К. (Япония), Кавасаки, Япония	14,8	176
7	Exxon-Mobil Corp. (США), Бомонт, шт. Техас, США	17,4	169
8	BP (Великобритания), Карсон, шт. Калифорния, США	13,0	166
9	Chevron-Texasco (США), Паскагула, шт. Миссисипи, США	14,8	165
10	Chevron-Texasco (США), Эль Сегундо, шт. Калифорния, США	13,0	164
11	Chevron-Texasco (США), Ричмонд, шт. Калифорния, США	11,3	163
12	Exxon-Mobil Corp. (США), Джолиет, шт. Иллинойс, США	11,9	156
13	Citgo Petroleum (США), Лейк Чарлз, шт. Луизиана, США	16,8	150
14	Total (Франция), Антверпен, Бельгия	15,4	150
15	Exxon-Mobil Corp. (США), Батон-Руж, шт. Луизиана, США	25,1	150

Источник: Oil and Gas Journal

Завершая общий обзор мировой нефтеперерабатывающей промышленности, попытаемся выделить этапы ее развития.

Нефтеперерабатывающая промышленность мира в 1970-е годы характеризовалась большим количеством относительно мелких предприятий, что вполне логично объяснялось стремлением приблизить производство нефтепродуктов к местам его потребления. Имеющиеся мощности значительно превосходили спрос. Коэффициент использования мощностей был невысоким (порядка 60–70%).

На следующем этапе своего развития в 1980-е годы произошло значительное сокращение числа НПЗ, в основном, за счет небольших предприятий, которые не могли конкурировать с более крупными и технологически более оснащенными заводами. В этот период, в первую очередь, в США, затем – в западноевропейских странах и Японии началась техническая модернизация, вызванная повышением требований к качеству нефтепродуктов. Из-за избытка мощностей и более жестких экологических требований к качеству нефтепродуктов, а также из-за того, что получаемое в процессе переработки котельное топливо стали заменять углем и природным газом суммарные мировые мощности сократились на 320 млн т/год за счет вывода из эксплуатации заводов, не обеспечивающих необходимые экономические и экологические характеристики. В этот период началось строительство крупных и достаточно технологически оснащенных заводов в странах АТР и Ближнего Востока.

На следующем этапе в 1990-е годы тенденция закрытия небольших НПЗ, в первую очередь – оказавшихся в черте городов, но в основном – по экономическим и экологическим причинам, продолжилась. Особенно заметным оказалось уменьшение числа НПЗ и снижение мощности оставшихся заводов в России, других республиках бывшего СССР, а также в ряде стран Центральной и Юго-Восточной Европы. Ужесточение экологических требований вызвало к жизни появление реформулированного бензина в США и высокооктановых неэтилированных бензинов в западноевропейских странах и Японии. Продолжилась тенденция роста мощностей по переработке нефти в развивающихся странах.

Следующий этап, который начался в 2000 г. и продолжается до сих пор, характеризуется продолжением тенденции сокращения числа НПЗ в мире, дальнейшим ужесточением требований к качественным характеристикам нефтепродуктов, сохранением высоких темпов роста мощностей и повышения технологической сложности НПЗ в развивающихся странах, прежде всего, в Китае, Индии, Саудовской Аравии и ряде других развивающихся стран. На рынке моторных топлив уже в достаточно ощутимых размерах появились биотоплива (биоэтанол и биодизель). Негативную роль (снижение спроса, трудности с финансированием) сыграл кризис 2008–2009 гг., но его последствия постепенно устраняются, хотя в ряде стран (Японии, Австралии, ряде западноевропейских стран) закрылись несколько заводов, не выдерживающих конкуренции с массовой и достаточно качественной продукцией экспорта из развивающихся стран. Новым словом в мировой нефтепереработке стало привлечение в качестве сырья нетради-

ционных видов нефти (сланцевой нефти в США, нефти битуминозных песчаников в Канаде, сверхтяжелой нефти в Венесуэле). Заметно возросли мощности НПЗ в Китае, Индии, странах Ближнего Востока. Серьезная модернизация нефтепереработки проводилась в России.

В настоящее время наибольшее количество заводов проектируются и строятся в странах АТР, в частности, в Китае, Индии, Индонезии, Вьетнаме. Планируется создание НПЗ в Бангладеш, Малайзии.

В США на волне «сланцевой революции» увеличена мощность ряда НПЗ. После долгого перерыва, продолжавшегося несколько десятилетий, в США намечено построить два новых нефтеперерабатывающих завода, сырьем для одного должна стать сланцевая нефть (в шт. Дакота), а другой предполагается построить на Аляске.

Значительное приращение мощностей по нефтепереработке намечается в странах Ближнего Востока, в частности, в Саудовской Аравии, Бахрейне.

Однако наряду с расширением действующих и строительством новых НПЗ происходит закрытие заводов. В различных странах это происходит по-разному. В Японии идет процесс оптимизации нефтеперерабатывающей отрасли (часть заводов закрываются, другие объединяются). В Австралии из-за предпочтительности импорта нефтепродуктов перед собственным производством закрылись 2 завода. Аналогичная картина наблюдается в западноевропейских странах, где закрылись заводы в Германии, Франции и др. Закрылся ряд НПЗ в США, в частности, крупный завод на американских Виргинских островах, в шт. Пенсильвания и ряд других.

В последнее время широко обсуждается судьба нефтеперерабатывающей промышленности мира в связи с намечающимся развитием производства электроавтомобилей, для которых нефтепродукты не понадобятся, а также гибридных автомобилей, которые нуждаются в гораздо меньшем объеме потребления нефтяных моторных топлив.

7.2. Технология нефтепереработки

Основными процессами переработки нефти являются прямая и вакуумная перегонка, каталитический крекинг, каталитический риформинг, каталитический гидрокрекинг, коксование, гидроочистка и гидрообессеривание, алкилирование, изомеризация и др.

Схема процесса прямой перегонки нефти представлена на рис. 7.2.

Однако выходы целевых продуктов в процессе прямой перегонки невелики и обеспечивают получение бензиновых, керосиновых, дистиллятных фракций и мазута, которые, в свою очередь, являются исходными продуктами дальнейшей переработки этих фракций с целью получения основных товарных продуктов, а именно: бензина, керосина, дизельных и легких дистиллятных топлив, а также других нефтепродуктов.

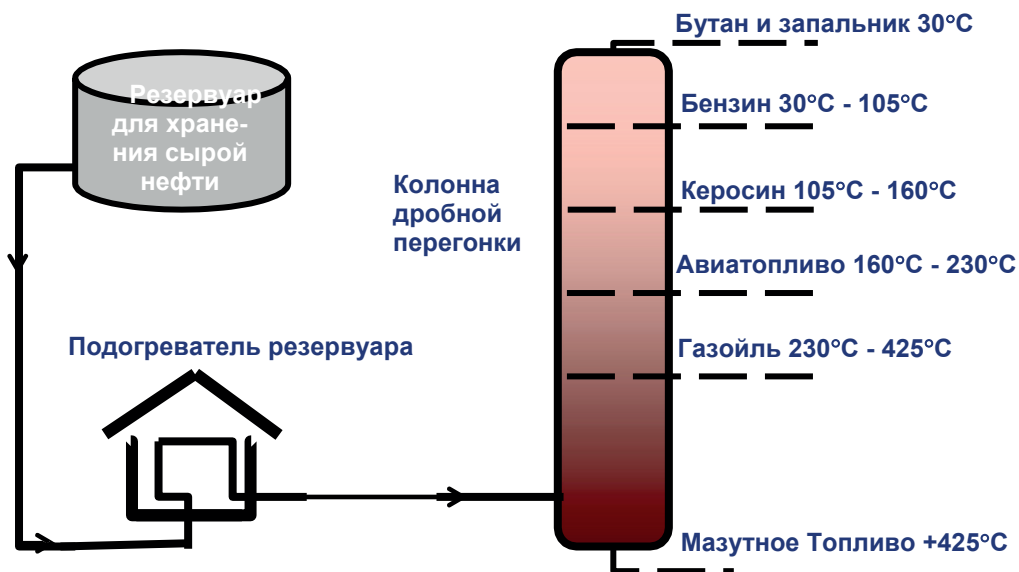


Рис. 7.2. Схема прямой перегонки нефти

Из процессов *прямой и вакуумной перегонки нефти* можно отметить технологии компаний Foster Wheeler, Shell Global Solutions International B.V., Technip, ABB Lummus Global. Inc., UhdeGmbH.

Соотношение выхода полупродуктов и конечных продуктов переработки нефти показано на рис. 7.3.

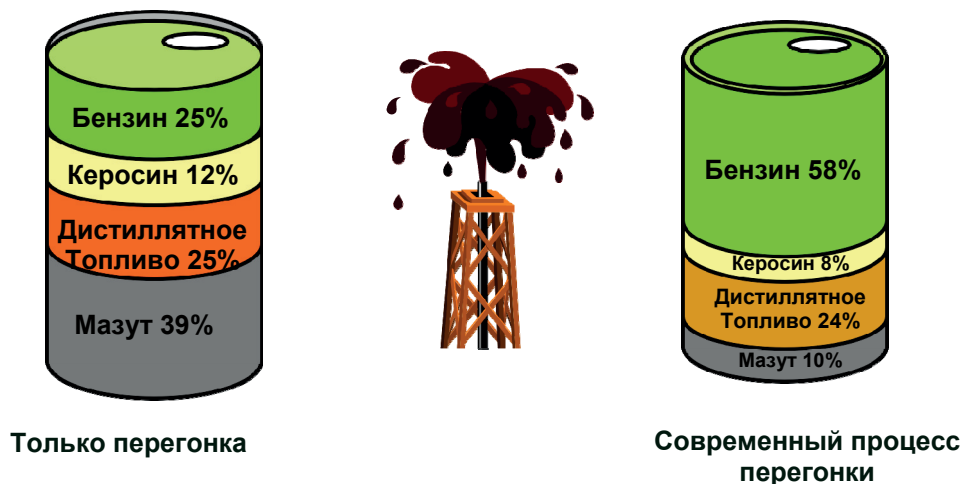


Рис. 7.3. Содержание типичного барреля сырой нефти

Более глубокая переработка нефти осуществляется в процессе крекинга. Крекинг бывает термическим и каталитическим. Схема термического крекинга приведена на рис. 7.4.

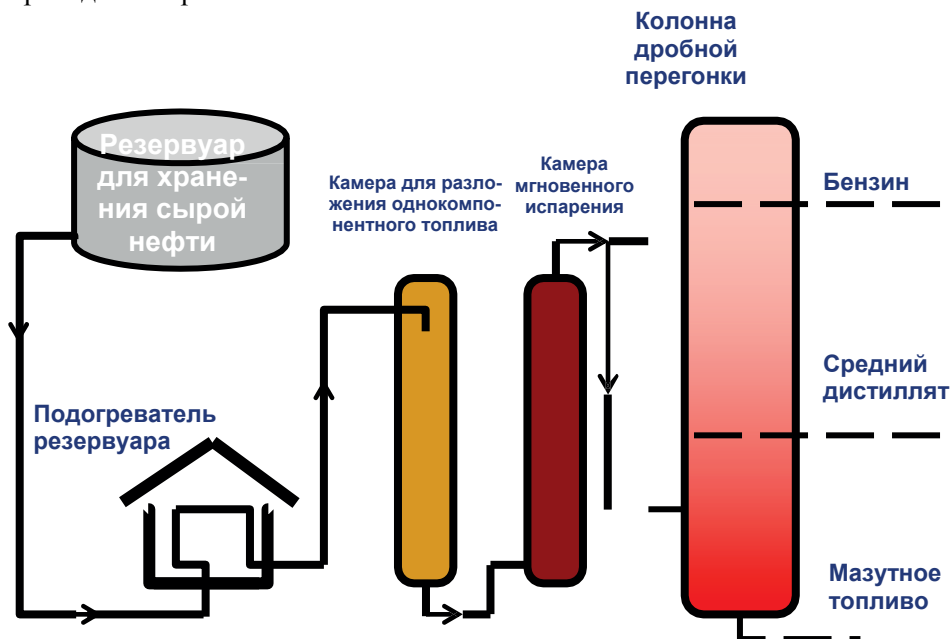


Рис. 7.4. Схема процесса термического крекинга

Главным процессом нефтепереработки является процесс *каталитического крекинга «флюид»* (ККФ) – селективная переработка разнообразных газойлей в высокоценные продукты (высокооктановый бензин, дизельное и реактивное топливо). Во время второй мировой войны процесс каталитического крекинга «флюид» (ККФ) был основным источником производства высокооктанового бензина путем крекинга тяжелых углеводородных потоков. Технологию ККФ широко применяют и сейчас для переработки тяжелого сырья в связи со снижением спроса на остаточные топлива. Процесс ККФ позволяет также удовлетворять спрос на дизельное и реактивное топливо, сжиженные нефтяные газы и легкие олефины (в основном, пропилен), используемые как нефтехимические полупродукты. Известны процессы компании ABB Lummus Global, Inc; технология Flexicracking компаний Exxon Mobil Research and Engineering Co. и Kellogg Brown & Root; процесс Milli-Second Catalytic Cracking компании UOP; процесс Orthoflow компании Kellogg Brown & Root, Inc.; процесс превращения тяжелых нефтяных дистиллятов в высокоценные продукты компании Shell Global Solutions; процесс компаний Stone & Webster Inc, Shaw Group Co./Axens, IFP Group Technologies; процесс FCC/RFCC/Petro FCC компании UOP; процесс глубокого каталитического крекинга компаний Stone & Webster Inc, Shaw Group Co. при участии института нефтепереработки компании Sinopec.

В настоящее время продолжают работы по совершенствованию технологии ККФ для производства топлив с низким содержанием серы и ароматических углеводородов.

Разрабатываются новые системы ввода сырья, практикуется обрыв реакции на выходе из прямоточного реактора для снижения газообразования и уменьшения выхода кокса, предлагается улучшенная конструкция отпарной секции и воздухораспределителя для лучшей регенерации катализатора и снижения выбросов окислов азота. Главная цель модернизации процесса ККФ – решение проблем конверсии тяжелых углеводородов в моторные топлива с низким содержанием серы и ароматики и легких олефинов. Одной из первых разработок является система сверхмягкого каталитического крекинга. Компанией Petrobras предложена двухступенчатая схема ККФ, при которой на первой ступени применяется сверхмягкий каталитический крекинг, при котором получают высококачественные дистилляты с низким содержанием серы, ароматики и азота, которые легко могут быть превращены в компоненты смешения экологически чистых бензина и дизельного топлива. Остаточные продукты могут быть переработаны на второй стадии обычного ККФ.

Новое видение технологии ККФ заключается в придании ей «второго дыхания» и в разработке новых катализаторов. Этот мощный многогранный процесс превращается в средство гибкого решения насущных проблем НПЗ, которое с помощью относительно небольших затрат позволяет превращать остаточное нефтяное сырье в моторные топлива высоких экологических кондиций и в легкие углеводороды, нужные для нефтехимической промышленности.

Широкое применение нашли варианты процесса ККФ, в которых получают повышенное содержание пропилена – ценного химического сырья. Это – каталитический крекинг высокой жесткости (Higt Severity Fluidizit Catalytic компаний Axens и Stone and Webster Process Technology); процесс глубокого каталитического крекинга компании Saudi and Webster, которая с 2012 г. является частью компании Technip; процесс Petro – превращение дистиллятов в легкие олефины, сжиженные углеводородные газы (СУГ), компоненты автобензина и средние дистилляты; технология Indmsx, разработанная совместно американскими и индийскими технологическими компаниями [75].

Другой важнейший процесс нефтепереработки – *каталитический риформинг* – это облагораживание прямогонных бензиновых фракций с получением высокооктанового бензина, ароматических углеводородов и сжиженного нефтяного газа. Известны несколько модификаций процесса риформинга: компаний Axens, Home-Baker Engineers Ltd, UOP.

Сравнительно новым и быстроразвивающимся процессом нефтепереработки является *каталитический гидрокрекинг* – облагораживание вакуумного газойля и его смесей с газойлевыми фракциями других процессов с целью получения высококачественных дизельных и реактивных топлив, малосернистых котельных топлив, сырья для процесса ККФ. Лицензиарами процесса каталитического гидрокрекинга являются компании: Axens (процесс H-Oil); Chevron и Lummus

Global LLC (процесс LC-Fining и Isocracking); Shell Global Solutions International B.V. (переработка тяжелого вакуум-газойля и нефтяных остатков); Veba Oil Technologie und Automatizirung GmbH (процесс Unicracking); Axens (процесс совместного гидрокрекинга и гидроочистки T-Star); Haldor Topsoe (процесс «мягкого» гидрокрекинга).

Разновидностью гидрокрекинга является легкий гидрокрекинг, позволяющий увеличить производство дизельных топлив путем гидроконверсии вакуум-газойля.

Наибольшим разнообразием отличаются процессы *гидроочистки* и *гидрообессеривания*. Для гидроочистки бензинов используются процессы GT-Desulf (обессеривание бензина ККФ компании GTC Technology Inc.); Uni Pure ASR-2 (глубокой гидроочистки бензина компании Uni Pure Corp.); процесс глубокого обессеривания компании Axens; гидрообессеривания путем селективного гидрирования компании Exxon Mobil Research and Engineering; процесс ISAL глубокого обессеривания компаний UOP и PdVSA. Для гидроочистки дизельного топлива используются процессы компании Axens; компании Fuels Technology Group Conoco Phillips Co.; процесс гидрообессеривания компании Haldor Topsoe AS; процесс SK HDS компании The Badger Technology Center и SK Corp. Для гидроочистки средних дистиллятов используются процессы компании ABB Lummus Global, Inc. и Unifining компании UOP. Для гидроочистки широкой гаммы нефтяных фракций используются процессы компаний Home-Baker Engineering Inc. и Akzo-Nobel Catalysts B.V. и др.

На НПЗ со сложной конфигурацией, имеющем в своем составе установку предварительной гидроочистки сырья ККФ, при использовании тяжелой сернистой нефти используют методы ужесточения процесса гидроочистки. Компания Lyondell Chemical Co. продемонстрировала способ очистки топлив от сернистых соединений путем окисления гидроперекисями.

В процессе *коксования* – превращения вакуумных остатков, тяжелых смол и пеков в бензиновые и газойлевые фракции, котельное топливо и кокс – используются процессы замедленного коксования компаний ABB Lummus Global, Inc.; селективного замедленного коксования SIDEX компаний Foster Wheeler и UOP; облагораживания нефтяных остатков методом термического замедленного коксования компаний Bechtel Corp. и Conoco Inc.

В процессе *алкилирования* – получения высокооктановых компонентов автобензина из легких олефинов и изобутана – используются процессы компаний ABB Lummus Global, Inc. (алкилирование на твердом катализаторе); компании Exxon Mobil Research and Engineering Co. (с использованием сернокислотных катализаторов); процесс FBA компании Haldor Topsoe AS; процесс Re Var компании Fuels Technology Division Conoco Phillips Co.; процессы Alcylene и Indirect Alkylation (с твердым катализатором) компании UOP и др.

В процессе *изомеризации* – превращения парафинов и легких олефинов соответственно в изопарафины и изоолефины – используются процессы ABB Lummus Global, Inc.; Axens NA, COTECH и Lyondell Chemical, Fuels Technology Division Conoco Phillips Co.

В процессе *деасфальтизации* – переработке тяжелых остатков с целью получения сырья для ККФ, битумов используются технологии компаний UOP и Foster Wheeler, Kellogg Brown & Root, Inc.

В последнее время рядом компаний разработаны новые процессы и катализаторы. В частности, компании Axens, Engelhard, Kellogg Brown & Root, Inc. разработали новые катализаторы. Компания Exxon Mobil Research and Engineering предложила новые процессы SCAN Fining и OCTAGAIN; компания UOP – процесс Unicracking High Cycle. Еще ряд фирм разработали процессы, способствующие увеличению выхода и улучшения качества нефтепродуктов.

Многими компаниями применяется интегрированный подход к сбережению на НПЗ энергии и водорода. С этой целью рекомендуется применение т.н. «пинч-технологии», т.е. технологии оптимизации энергозатрат на НПЗ. Такую технологию применяет компания ENI SpA Refining & Marketing на своих заводах в Италии и в других странах Европы.

Типичная схема современного НПЗ с набором описанных выше технологических процессов приведена на рис. 7.5.

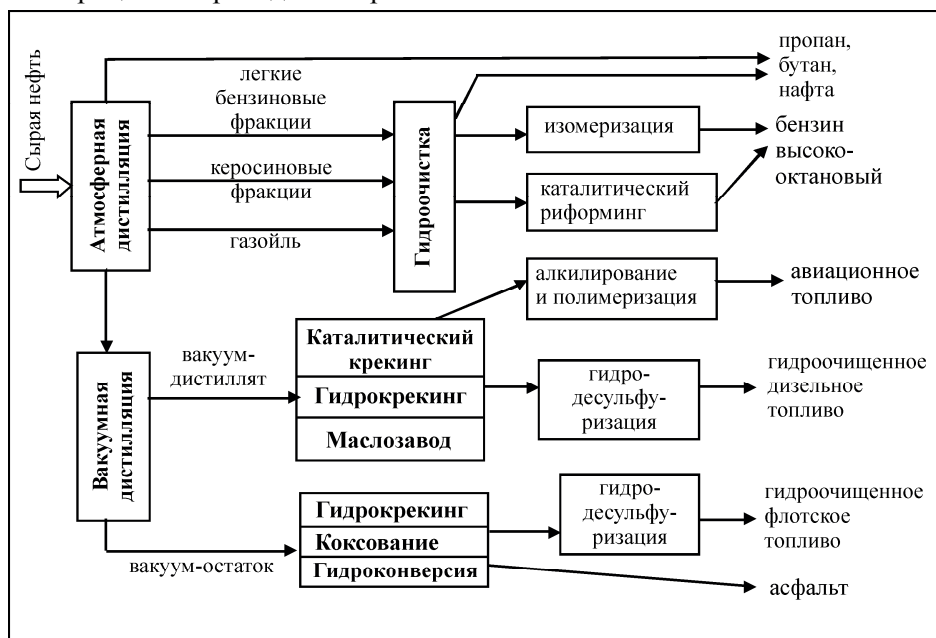


Рис. 7.5. Диаграмма работы нефтеперерабатывающего завода

На нефтеперерабатывающих заводах с неглубокой схемой переработки рентабельность не превышает 5%. На НПЗ с включением процессов каталитического риформинга рентабельность находится в интервале 6–10%. На НПЗ с технологической схемой, представленной на рис. 7.5, рентабельность находится в интервале 11–15%. А если в технологическую схему НПЗ включить процессы производства некоторых видов нефтехимического сырья (пропилен, ароматические углеводороды), то рентабельность составит 16–20% и выше.

Динамика структуры технологических процессов мировой нефтепереработки в период 2005–2017 гг. представлена в табл. 7.6. Для сравнения в табл. 7.6 представлены данные по структуре технологических процессов в США.

Таблица 7.6

**Технологическая структура мировой нефтепереработки в 2005–2017 гг.
(в % к мощностям по прямой переработке нефти)**

Страны		Технологические процессы					
		Каталитический крекинг	Риформинг	Гидрокрекинг	Гидроочистка	Коксование	Алкилирование и изомеризация
Мир в целом	2005 г.	16,8	13,3	5,0	50,3	5,1	4,2
	2010 г.	16,6	13,0	6,1	51,5	5,1	4,4
	2017 г.	16,3	12,9	6,7	50,6	5,3	4,3
США	2005 г.	33,3	20,5	8,5	77,0	13,2	10,8
	2010 г.	31,9	20,2	9,5	78,4	13,6	10,4
	2017 г.	30,9	19,3	10,6	80,5	14,9	10,1
Для сравнения: Мир в целом в 1994 г.		15,5	12,8	4,0	43,0	4,5	2,4

Источник: Oil and Gas Journal

Анализ динамики показателей технологической структуры мировой нефтепереработки за период 2005–2017 гг. показал, что произошли незначительные изменения, которые выражаются в некотором снижении удельного веса традиционных процессов каталитического крекинга, каталитического риформинга и возрастании доли процессов каталитического гидрокрекинга и гидроочистки. Объясняется это повышенным спросом на высококачественные средние дистилляты (дизельное топливо и авиационный керосин) и все ужесточающимися требованиями к моторным топливам и другим нефтепродуктам со стороны экологической безопасности.

Второй вывод, следующий из анализа показателей табл. 7.6: существует огромная разница между мировой технологической структурой переработки нефти и аналогичной структурой отрасли в США. В американской структуре нефтепереработки вдвое выше доля процесса каталитического крекинга, который в США считается главным процессом переработки. Не менее значительным является разрыв в показателях удельного веса процессов, улучшающих качество нефтепродуктов (процессы гидроочистки, изомеризации, алкилирования, полимеризации и др.).

Подобное различие легко объяснить: американская технологическая структура сложилась давно, она отражает специфику американской действительности

(огромный автопарк, жесткие нормы экологического законодательства, длительный путь развития).

По состоянию на 01.01.2017 г. в странах с наибольшими объемами переработки сложилась следующая картина процессов, углубляющих переработку нефти и процессов, направленных на улучшение качества нефтепродуктов (табл. 7.7).

Таблица 7.7

**Состав технологических процессов в различных странах мира
(данные на 1.1.2017 г.)^{*)}**

Показатели	Германия	США	Россия	Япония	Саудовская Аравия	Китай
Каталитический крекинг	16,0	30,9	6,0	21,2	4,2	8,5
Гидрокрекинг	8,8	10,6	2,2	4,1	5,4	4,5
Каталитический риформинг	18,1	19,3	13,6	17,1	9,6	3,7
Гидроочистка топлив	90,0	80,5	39,5	104,0	19,8	7,7
Алкилирование и изомеризация	5,7	10,1	0	2,0	2,6	0,3
Процессы, углубляющие нефтепереработку	62,0	75,9	30,5	45,6	26,8	20,9
Процессы, повышающие качество нефтепродуктов	95,7	90,6	40,1	106,0	22,4	7,9
Уровень развития вторичных процессов	157,7	166,5	70,6	151,6	49,2	28,8

^{*)} К мощностям по первичной перегонке, %

Источник: *Oil and Gas Journal. World Refining Survey*

Одним из показателей, характеризующих степень технологического развития нефтеперерабатывающей промышленности, является показатель глубины переработки. Он представляет собой отношение суммарного объема произведенной в отрасли продукции (моторных топлив, нефтепродуктов) за вычетом мазута и потерь к объему перерабатываемой нефти. Для различных стран показатель глубины переработки выглядит следующим образом (данные 2017 г.; в %): Канада – 96,3; США – 96,0; Германия – 87,9; Франция – 86,5; Великобритания – 84,9; Италия – 82,0; Япония – 81,2; Россия – 79,0.

В России в результате проведенной в период 2011–2017 гг. модернизации НПЗ глубина переработки выросла до 72,4% в 2014 г. и почти 79% в 2017 г.

Известным американским специалистом в области экономики нефтепереработки В.А. Нельсоном, консультантом журнала *Oil and Gas Journal*, в 1960–1961 гг. была разработана методика оценки сложности (комплексности) НПЗ и в 1976 г. были выполнены расчеты и представлены соответствующие показатели, которые вошли в литературу под названием индекса Нельсона [75–80].

Согласно Нельсону, коэффициент сложности (комплексности) – complexity index – представляет собой отношение удельных затрат на сооружение установки конверсионной (вторичной) переработки нефти к удельным затратам на установку по первичной перегонке.

Средние значения индексов комплексности, рассчитанные Нельсоном в 1976 г. по основным технологическим процессам переработки, приводятся в табл. 7.8.

Таблица 7.8

**Средние значения индексов Нельсона
для различных процессов нефтепереработки*)**

№ п/п	Наименование процесса	Индекс Нельсона
1	Прямая перегонка нефти	1,0
2	Вакуумная перегонка нефти	2,0
3	Термические процессы	5,0
	В том числе	
	термокрекинг, висбрекинг	2,75
	замедленное коксование	6,0
4	Каталитический крекинг	6,0
5	Каталитический риформинг	5,0
6	Каталитический гидрокрекинг	6,0
7	Каталитическое гидрооблагораживание	3,0
8	Каталитическая гидроочистка	2,0
9	Алкилирование, полимеризация	10,0
10	Изомеризация, получение ароматики	15,0
11	Производство масел	10,0
12	Производство битума	1,5
13	Производство водорода	1,0
14	Производство оксигенатов (МТБЭ, ТАМЭ)	10,0

*) По данным за 1976 г. (относится только к стоимости основного технологического оборудования)

Вторым элементом методики Нельсона является определение доли вторичных процессов, т.е. отношения мощности этих процессов к мощности по прямой перегонке нефти. Далее на основании индексов комплексности (индексов Нельсона) и долей отдельных технологических процессов определяется показатель эквивалентной стоимости переработки (equivalent distillation cost), как произведение мощности на величину рейтинга стоимости.

На основе методики, предложенной Нельсоном, одним из авторов в свое время был выполнен расчет рейтингов сложности (технологичности) НПЗ за 1995 г.: США – 9,5; Канада – 7,1; Западная Европа – 6,5; АТР – 4,9; Латинская Америка – 4,7; Ближний Восток – 4,2; СНГ – 3,8 [80].

Отметим также, что Нельсону приписывается открытие формулы зависимости капиталовложений на сооружение объектов нефтеперерабатывающей про-

мышленности большей и меньшей мощности, которую в литературе называют «формулой Нельсона»:

$$\frac{K_2}{K_1} = \left(\frac{M_2}{M_1} \right)^\alpha,$$

где $0 < \alpha < 1$.

В этой формуле K_2 и K_1 обозначают суммарные капиталовложения в сооружение установок большей и меньшей мощности; M_2 и M_1 – соответствующие показатели мощностей; α – коэффициент, учитывающий изменение величины капиталовложений при увеличении мощностей. Формула Нельсона является отражением экономии капитальных затрат при возрастании мощности, или эффекта масштаба. Этот эффект характерен для ряда отраслей промышленности, а именно, для черной и цветной металлургии, химии и нефтехимии, нефтепереработки, цементной и др.

Для определения стоимости отдельных видов оборудования могут быть использованы индексы Нельсона–Фаррера (Nelson–Farrer Cost Index Capex), регулярно публикуемые в журнале «Oil and Gas Journal».

7.3. Структура производства нефтепродуктов

Структура производства нефтепродуктов в различных странах заметно отличается. В США преобладающим нефтепродуктом является бензин, это вполне объяснимо, если учесть размеры американского автомобильного парка. В западноевропейских странах преобладающим нефтепродуктом является дизельное топливо, поскольку в структуре автомобильного парка главное место занимают автомобили с дизельными двигателями. В структуре потребления нефтепродуктов Японии автомобильные бензины и дизельное топливо занимают примерно одинаковую долю. Особенность японской нефтепереработки в том, что в ней наибольшая в мире доля производства авиационного керосина. Производственная структура выпуска нефтепродуктов в Китае близка к европейской, отличается лишь долей потребления мазута (в Китае эта доля ниже, поскольку в качестве энергетического топлива потребляется уголь в гораздо больших размерах, чем в европейских странах). Структура производства нефтепродуктов в Индии также отличается повышенной долей выпускаемого дизельного топлива. Свообразием отличается структура производства бензина в России: она близка к естественному содержанию нефтепродуктов в составе перерабатываемых нефтей. В российской структуре выпускаемых нефтепродуктов из-за относительно низкой глубины переработки высокий выход мазута.

Данные о современной структуре производства нефтепродуктов в отдельных странах мира приведены в табл. 7.9.

Таблица 7.9

Структура производства нефтепродуктов в различных странах мира в 2013 г. (%)

Страны	Бензин	Дизельное топливо	Реактивное топливо	Печное топливо	Мазут	Сжиженный газ	Прочие
США	43,3	22,4	8,7	2,8	3,8	3,8	15,2
Германия	22,0	41,0	4,0	–	11,0	4,0	18,0
Япония	24,8	28,9	16,2	–	13,7	3,7	12,7
Китай	21,4	39,1	3,9	–	6,5	8,7	20,4
Индия	14,2	39,1	10,0	–	8,2	9,1	19,4
Россия	15,0	29,0	4,0	5,0	27,0	2,0	18,0

Источник: Oil and Gas Journal, ИНФО-ТЭК

Основными регионами производства автомобильных бензинов являются Северная Америка – 45%, АТР – 21,5%, Европа – 16,9%. Суммарное мировое производство бензина составило в 2017 г. почти 1 млрд т. Структура выпускаемого бензина по входящим в него компонентам заметно отличается по странам. В частности, выпускаемые в США бензины в основном состоят из продукции установок каталитического крекинга, бензина риформинга, а также таких высокооктановых компонентов, как изомеризат, алкилат и бутан. Поскольку в США в мегаполисах и в штате Калифорния можно использовать только реформулированный бензин, то в составе бензина в США содержится наибольшее количество кислородсодержащих добавок (оксигенатов).

В западноевропейских странах разрешено использовать высокооктановый бензин категории Евро-5, состав которого близок к стандартному американскому бензину. Заметно отличается состав российского бензина, в котором более половины занимает бензин процесса риформинга, присутствуют бензины процесса термического крекинга и прямогонные бензины. Доля высокооктановых компонентов и оксигенатов в российском автобензине ниже, но в связи с законодательством, устанавливающим необходимость перехода к полномасштабному использованию бензина класса 5 (соответствующего Евро-5), качественные характеристики европейских и российских бензинов сближаются. Более того, ряд нефтеперерабатывающих заводов в России стали выпускать бензины класса евро-6.

Что касается масштабов и динамики производства бензина в отдельных странах, то на первом месте, далеко обогнав другие страны, находятся США. Второе место уверенно занимает Китай. В европейских странах проявляется ярко выраженная тенденция снижения производства бензина из-за упомянутой диверсификации автопарка, а также включения в состав бензинов биотоплива.

В России производство бензина медленно, но растет. Динамика объемов производства бензинов в отдельных странах в период 2000–2018 гг. приведена в табл. 7.10.

Динамика объемов производства бензина в отдельных странах, млн т

Страны	2000 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2018 г. (оц.)
США	350,1	400,3	388,0	385,4	400
Германия	28,8	21,3	20,6	20,2	18
Великобритания	23,9	17,6	16,7	16,1	14
Франция	15,7	9,3	8,3	7,7	7
Китай	н.д.	56,5	63,1	63,2	75
Япония	41,5	46,3	н.д.	48,8	50
Россия	27,1	35,0	35,6	35,8	38

Источник: Департамент информации Министерства энергетики США; ИНФО-ТЭК

Важной особенностью современного производства автобензинов является вовлечение в состав товарных бензинов продукции, получаемой из возобновляемых видов сырья. В случае бензинов такой продукцией является этанол, получаемый из сырья растительного происхождения. В США этанол получают из кукурузы, в Бразилии – из сахарного тростника, в европейских странах – из картофеля, свеклы или другой сельскохозяйственной продукции. Наиболее крупным производителем этанола являются США (св. 60 млн т).

В США сырьем для производства этанола является кукуруза и для обеспечения конкурентоспособности биоэтанола фермерам предоставлены государственные субсидии, причем это продолжается много лет, каждый раз поддерживаемое весьма влиятельным сельскохозяйственным лобби в стенах палаты представителей Конгресса. Бесспорно эффективным является производство биоэтанола в Бразилии на основе сахарного тростника. Производство биоэтанола, обладая достоинствами, прежде всего, как фактор уменьшения выбросов CO₂ в атмосферу, имеет и негативные последствия. Перераспределение ресурсов зерна (кукурузы) в пользу топливного направления уменьшает его использование для производства продовольствия, что уже привело к росту цен на продовольственные товары. Кроме того, для расширения посевов кукурузы приходится сокращать посевные площади, где раньше выращивались пшеница и рожь. Более того, кукуруза, как сельскохозяйственная культура, весьма водоемкая, что может создать проблему нехватки воды, особенно в аридных зонах.

Определенные проблемы возникают и при производстве биодизеля. Сырьем для производства биодизеля являются маслосодержащие сельскохозяйственные культуры (подсолнечник, рапс) и особенно пальмовое масло, из которого получается наиболее дешевый биодизель. Выращивание пальмового масла требует обустройства плантаций пальмы, для чего иногда приходится вырубать девственные леса влажных джунглей, являющихся «легкими» планеты.

7.4. Структура потребления нефтепродуктов

Структура потребления нефтепродуктов по регионам мира заметно отличается. Наибольшие отличия стали проявляться в последние годы (табл. 7.11).

Таблица 7.11

Структура мирового спроса на нефтепродукты в 1994–2017 гг. (%)

Страны		Спрос на нефтепродукты			
		Бензин *)	Дизельное и реактивное топливо	Котельное топливо	Прочие
Мир в целом	2005 г.	31,5	36,0	11,8	20,7
	2010 г.	32,5	36,0	10,1	21,4
	2015 г.	32,5	36,4	8,4	22,7
	2017 г.	32,8	36,0	7,8	23,4
США	2005 г.	46,0	29,7	3,8	20,5
	2010 г.	48,5	28,5	2,9	20,1
	2015 г.	48,4	29,0	1,3	21,3
	2017 г.	46,5	28,6	2,2	22,7
Европа	2005 г.	23,2	46,4	11,4	19,0
	2010 г.	22,9	50,1	8,5	18,5
	2015 г.	20,8	54,1	6,3	18,8
	2017 г.	19,1	54,9	6,1	19,0
Бывший СССР	2005 г.	24,8	30,5	14,7	30,0
	2010 г.	29,6	29,7	9,0	31,7
	2015 г.	32,3	32,1	8,5	27,1
	2017 г.	31,4	31,6	7,5	29,1
Япония	2011 г.	37,6	30,2	12,9	19,3
	2017 г.	39,9	32,5	7,1	20,5
Китай	2011 г.	29,5	37,7	7,0	25,8
	2017 г.	32,1	33,7	4,5	29,7

*) включая бензин для химической промышленности

Источник: BP Statistical Review of World Energy

Весьма характерны изменения, происходившие в период 2000–2017 гг. в потреблении основного нефтепродукта отрасли – автобензина. США сохраняют за собой первое место в мире, потребляя примерно 400 млн т бензина в год. В странах ЕС потребление бензина с 2000 г. по 2017 г. снизилось более чем на 30%. В Китае рост потребления бензина в период 2010–2017 гг. составил 4,9%. В Японии в период 2000–2017 гг. потребление бензина снизилось с 77 млн т до 70 млн т.

В США, где потребление бензина намного опережает все страны мира, происходит постепенное снижение спроса, несмотря на рост численности автопарка. Во-первых, это происходит за счет повышения энергоэффективности работы

автомобильных двигателей, обеспечивающих увеличение пробега на 1 галлон израсходованного бензина. Во-вторых, в структуре потребления автобензина все больше присутствует биоэтанол. В-третьих, в ряде городов появляется все больше автомобилей, работающих на сжиженном природном газе. При этом городские власти при содействии государства устанавливают для пользователей автомобилей на СПГ льготы по налогообложению, автопроизводители – скидки на автомобили с криобаком на борту, владельцы автохозяйств, при наличии в своем парке таких автомобилей, также получают льготы по налогообложению.

В США намечается масштабная замена используемого топлива, правда, не бензина, а дизельного топлива, на СПГ для тяжелых грузовиков, осуществляющих чуть ли не главную роль при транспортировке грузов на большие расстояния.

Снижается потребление бензина (и весьма высокими темпами – около 1% в год) в западноевропейских странах из-за тенденции к дизелизации автопарка. Эта тенденция довольно устойчивая и продолжится в перспективе.

Постепенное снижение потребления отмечено в Японии (2,5% в год). Японские автомобилестроительные компании выпускают все более совершенные автомобили, их расход топлива на 100 км пробега – наиболее низкий в мире.

Что касается России, то наблюдается медленный рост потребления бензина за счет расширения автопарка. В структуре российского автопарка пока еще достаточно велика доля машин с большим сроком эксплуатации и повышенным расходом бензина.

Заметный рост потребления бензина наметился в Китае (6,3% в год). Китай уже несколько лет как вышел в мировые лидеры по производству автомобилей. В стране идет интенсивный процесс урбанизации и образования среднего класса, что, с одной стороны, является итогом индустриализации, а с другой стороны, повышения благосостояния и роста спроса на автомобили. Этот путь проходят и другие развивающиеся страны, что, вполне естественно, внушает надежду на рост потребления этого самого массового вида автомобильного топлива. Перспективы дальнейшего роста потребления бензина, так же, как и дизельного топлива, будет зависеть от роста численности электромобилей и степени замены нефтяных автомобильных топлив сжиженным природным газом и биотопливом.

7.5. Размещение НПЗ

Особенностью размещения нефтеперерабатывающих заводов является их тяготение к районам потребления. Это вполне объяснимо. Стоимость транспортировки нефти по трубопроводам значительно ниже, чем по железной дороге. Поэтому НПЗ размещались на окраинах городов, рядом с портами. Это непреложное правило сыграло против некоторых нефтеперерабатывающих заводов, которые после разрастания городов оказались в городской черте и вынуждены были закрыться из-за активных протестов жителей и благодаря усилиям эколо-

гов. В ряде нефтедобывающих стран НПЗ размещались вблизи центров нефтедобычи. В СССР нефтеперерабатывающие заводы вначале возникали в местах добычи (Баку, Грозный, район Урало-Поволжья), но затем в соответствии с плановой политикой развития всех территорий страны были построены в Западной и Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, в республиках Средней Азии. В отличие от большинства стран, где строились и эксплуатировались заводы относительно небольшой мощности, но их было достаточно много, в СССР строились, в основном, крупные НПЗ, с тем чтобы получить экономический выигрыш на «эффекте масштаба». В США при сосредоточении НПЗ в основных штатах нефтедобычи (Техас, Луизиана), тем не менее, нефтеперерабатывающие заводы охватывали всю территорию страны. В западноевропейских странах НПЗ размещались вблизи портов, крупных промышленных узлов, например, в Германии – в промышленном центре Рура. Японские НПЗ располагались в ряде городов-портов на побережье Токийского залива.

Описанная выше стратегия размещения нефтеперерабатывающих заводов, а также размеры территории стран сформировали своеобразную плотность потребления нефтепродуктов по территории, которая выразилась в размере территории, снабжаемой нефтепродуктами с одного завода (табл. 7.12).

Таблица 7.12

**Сопоставительная характеристика размещения нефтепереработки
в России и развитых стран мира**

Характеристики	Россия	США	Канада	Страны Западной Европы (ЕС)	Япония	Страны бывшего СССР (без России)
Количество действующих заводов	40	130	18	101	30	19
Мощность НПЗ, <i>млн т в год</i>	271,4	888,2	102,0	762,0	231,2	123,9
Фактическая переработка нефти, <i>млн т в год</i>	250,0	736,1	91,3	629,3	181,0	69,4
Средняя производительность одного завода, <i>млн т</i>	6,25	5,66	5,07	6,23	6,03	3,65
Удельный размер территории, снабжаемой нефтепродуктами с одного завода, <i>тыс. км²</i>	465,5	81,1	462,7	117,3	12,1	376,2

Источник: BP Statistical Review of World Energy; Справочник Росстата

Как видно из приведенных в табл. 7.12 данных, наибольший размер территории, снабжаемой с одного НПЗ (тыс. кв. км), естественно, в странах с большой

территорией, к которым относятся Россия, Канада, бывшие среднеазиатские республики СССР, Китай. В США, где территория также весьма значительна, но имеется большое число НПЗ, эта величина в разы меньше, чем в России. То же самое можно сказать и о западноевропейских странах. Что же касается стран с относительно небольшой территорией, но с достаточно большим числом НПЗ, как например, Япония, то здесь величина исследуемого показателя невелика. Безусловным лидером здесь будет Сингапур. На территории этого, по сути, города-государства не хватило территории, поэтому был создан намытый в море остров Джуронг, где теперь действует нефтегазовый и нефтехимический кластер, в составе которого 3 крупных НПЗ, работающих, в основном, на экспорт нефтепродуктов.

7.6. Торговля нефтепродуктами

Международная торговля нефтью составляет $\frac{2}{3}$ от мировой добычи, поэтому с полным правом можно говорить о мировом рынке нефти. С таким же правом можно говорить о мировом рынке нефтепродуктов. Но если на мировом рынке нефти потоки продукта идут в основном из добывающих стран в страны-потребители, то на мировом рынке нефтепродуктов потоки имеют самый разнообразный характер.

Нефтепродукты из стран Ближнего Востока поступают на американский рынок (в США) и в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (Индия, Китай, Пакистан, Япония и др.).

Нефтепродукты из стран Северной Америки поступают на рынок стран Южной Америки и Европы. Страны Западной и Центральной Европы получают нефтепродукты из России. В свою очередь, западноевропейские нефтепродукты идут на рынок восточных штатов США.

В Азиатско-Тихоокеанском регионе центрами нефтепереработки являются НПЗ Японии, Китая, Южной Кореи, Тайваня, Индии и др. Часть из них, например, Южная Корея, Тайвань, Таиланд, Сингапур являются нетто-экспортерами, остальные – нетто-импортерами (в основном из стран этого же региона и из ближневосточных стран). Россия является одним из крупнейших экспортеров нефтепродуктов.

Основные межрегиональные потоки нефтепродуктов (экспорт и импорт) в 2004–2017 гг. представлены в табл. 7.13.

За период 2004–2017 гг. объем мировой торговли нефтепродуктами возрос более чем в 2 раза (ежегодный темп роста – 6,1%). Произошли значительные изменения показателей экспорта и импорта нефтепродуктов в отдельных регионах и странах.

Заметные изменения произошли в торговле нефтепродуктами в США. Значительный рост добычи сланцевой нефти позволил увеличить собственные объемы производства нефтепродуктов. Кроме традиционного экспорта в Канаду,

Мексике и центральноамериканские государства, увеличились поставки дизельного топлива и других нефтепродуктов в Европу, где относительно недорогое дизельное топливо стало конкурировать с поставками этого нефтепродукта из России, ближневосточных стран и Индии. Что касается импорта нефтепродуктов в США, то за период 2004–2017 гг. он снизился на 33,7 млн т за счет увеличения собственного производства нефтепродуктов. Основной поток импортных нефтепродуктов – это поставки автобензина из Европы на восточное побережье США.

Таблица 7.13

Экспорт и импорт нефтепродуктов в мире в 2004–2017 гг. (млн т)

Регионы и страны	Импорт		Экспорт	
	2004 г.	2017 г.	2004 г.	2017 г.
США	137,2	103,5	45,7	221,0
Канада	11,4	31,2	25,7	34,5
Мексика	11,1	43,9	3,3	6,2
Южная и Центральная Америка	15,9	102,9	52,6	28,8
Западная и Восточная Европа	113,6	176,9	51,8	134,2
Россия	0,0	1,2	69,3	145,6
Другие страны бывшего СССР	4,3	13,7	64,6	8,0
Ближний Восток	6,3	29,7	121,4	194,0
Африка	20,8	84,6	34,6	35,4
Австралия и Океания	10,7	31,2	3,2	2,6
Китай	45,7	84,4	13,0	48,0
Япония	48,9	42,1	3,8	15,9
Другие страны АТР	99,9	389,8	68,4	261,7
Всего	525,8	1135,1	525,8	1135,1

Источник: *British Petroleum Statistical Review of World Energy*

В свою очередь, на европейский рынок нефтепродуктов, наряду с традиционными поставками дизельного топлива и мазута из России, увеличились поставки дизельного топлива и других нефтепродуктов из США, ближневосточных стран и Индии, что создает определенные угрозы российскому экспорту этого продукта в Европу. Хотя мощности западноевропейских НПЗ достаточно высоки, тем не менее, продукция ряда заводов становится неконкурентоспособна по сравнению с импортным дизельным топливом.

Что касается экспортной деятельности стран бывшего СССР, то наряду с традиционными поставками российского дизельного топлива и мазута следует отметить экспорт нефтепродуктов из Казахстана и Азербайджана. Импорт нефтепродуктов в страны бывшего СССР невелик, в основном, это бензин, смазочные масла.

Самые значительные экспортные потоки нефтепродуктов направляются в страны АТР, где отмечается рост потребления нефтепродуктов. Несмотря на то, что в странах АТР строятся новые НПЗ, тем не менее, им приходится прибегать

к импорту. Среди импортеров нефтепродуктов на первых местах Китай и Япония, но если Китай нарастил импорт, то Япония его сократила. Что касается поставок из стран АТР, то среди стран-экспортеров выделяются, в первую очередь, Сингапур, а также Ю. Корея, Тайвань, Индия.

Безусловным двигателем торговли нефтепродуктами является рост спроса на них. Основными тенденциями роста спроса являются:

- рост спроса, в основном, на нужды транспортного сектора;
- рост спроса в развивающихся странах, которые только проходят этап урбанизации и индустриализации, и в которых происходит рост среднего класса;
- спрос на дизельное топливо растет быстрее, чем на бензин;
- если на большинство нефтепродуктов спрос растет, то на мазут, как на энергетическое топливо, спрос падает из-за замены мазута углем или, что более характерно, природным газом.

Особенности роста спроса по регионам мира состоят, в частности, в том, что крупнейший потребитель нефтепродуктов (США) по-прежнему ориентируется на бензин, хотя и расширяет применение на транспорте биотоплив, сжиженного природного газа и электромобилей. В европейских странах сохраняется повышенный спрос на дизельное топливо. На европейских НПЗ проводится модернизация с целью увеличения выхода средних дистиллятов, но выпускаемое в Европе дизельное топливо встречает все большую конкуренцию с продукцией других стран. Главнейшими драйверами роста спроса на нефтепродукты, увеличения объемов мировой торговли нефтепродуктами являются развивающиеся страны.

7.7. Основные рынки нефтепродуктов

7.7.1. Европейский рынок нефтепродуктов

Особенностью рынка нефтепродуктов стран Европы является преобладание в структуре потребляемых нефтепродуктов средних дистиллятов (дизельного и авиационного топлива), доля которых за относительно короткий период (2010–2017 гг.) повысилась с 50,1% до 54,9%, в то время как доля легких дистиллятов снизилась с 22,9% до 19,1%, так же, как и доля котельных топлив уменьшилась с 8,5% до 6,4%. При этом суммарное потребление нефтепродуктов в Европе снизилось за этот период на 3%.

Приведенные данные подтверждают проявляющуюся в последние 15–20 лет тенденцию к дизелизации автопарка, объясняющую повышение соотношения спроса на дизельное топливо по сравнению со спросом на бензин: 2005 г. – 2,24; 2014 г. – 2,87. Наряду с процессом дизелизации автопарка в европейских странах происходит частичное вытеснение нефтяного бензина биотопливом, сжиженным природным газом, пропаном и бутаном. Немаловажным фактором является, как уже отмечалось, повышение энергоэффективности автомобилей.

Европейская нефтеперерабатывающая промышленность адаптируется к изменению структуры спроса и ухудшающемуся качеству нефти путем внедрения на своих нефтезаводах процессов гидрокрекинга и гидрообессеривания. Кроме этого, на рынки европейских стран приходит дизельное топливо из США, ближневосточных стран, Индии, которое успешно конкурирует с топливом, производимым на европейских НПЗ. В этой конкуренции европейские заводы зачастую проигрывают – и часть из них закрывается или превращается в хранилища нефтепродуктов.

Что касается российского дизельного топлива, то этот товар в Европе охотно покупали, и поскольку российское дизельное топливо отличалось повышенным содержанием серы (0,05% по сравнению с принятым в Европе стандартом 0,001%), его приобретали по цене сырья – вакуумного газойля. В течение многих лет поступавшее из России дизельное топливо проходило в Европе гидрообессеривание и реализовалось по европейским ценам, принося европейским производителям прибыль и повышая их конкурентоспособность по сравнению с импортным дизельным топливом из США, Саудовской Аравии и Индии. Однако после модернизации российских НПЗ все российские заводы перешли к производству дизельных топлив европейского стандарта (Евро-5), и поэтому экспорт этого продукта из России в европейские страны по европейским ценам создает для российского дизельного топлива на европейском рынке жесткую конкурентную среду.

Что касается экспорта бензина из ряда стран ЕС в США, Мексику и Канаду, то следует отметить, что максимум экспорта был достигнут в 2010 г., но в 2017 г. снизился.

Институциональная структура европейской нефтеперерабатывающей промышленности за последние более чем 20 лет (1995–2017 гг.) заметно изменилась. Наибольшую роль в ней стали играть транснациональные компании, доля которых с 35% увеличилась до 50%. Доля государственных и региональных компаний, наоборот, снизилась с 50% до 35%. Доли независимых и мелких национальных компаний сохранились на прежнем уровне (соответственно по 15%).

Определенный интерес проявляется на европейском рынке нефтепродуктов к биодизельному топливу, объем производства которого в странах ЕС составил около 10 млн т, а объем импорта – около 3 млн т.

Европейским нефтепереработчикам приходится решать сложные задачи, поскольку некоторые нефтепродукты местного производства (прежде всего, дизельное топливо) вытесняются более дешевыми и достаточно качественными нефтепродуктами из России, стран Ближнего Востока и Индии.

Спрос на дизельное топливо медленно, но растет, а на бензин – падает. Поэтому, чтобы приспособиться к меняющейся структуре спроса, а также к ухудшению качества поступающей в Европу нефти, необходима адаптация европейских НПЗ путем внедрения процессов гидрокрекинга, гидрообессеривания. Стало ясно, что сделанные ранее инвестиции в модернизацию НПЗ, в частности, расширение мощностей по каталитическому крекингу и каталитическому ри-

формингу, не принесли желаемого дохода. Сложности в европейской нефтепереработке могут возникнуть и в связи с ужесточением экологических требований к мазуту и судовому топливу. В этой связи выживание европейских НПЗ зависит от адаптации к структуре спроса. Многие НПЗ европейских стран обеспечиваются российской нефтью марки Urals. Российская сторона расширяет свои экспортные возможности, стабильно обеспечивая поставки, однако европейские нефтепереработчики обеспокоены энергичной переориентировкой российских нефтяных поставок в восточном направлении. Может измениться и качественная структура поставок нефтепродуктов из России, в частности, высококачественного дизельного топлива.

Подспорьем европейской нефтепереработке может явиться поток газового конденсата из стран Ближнего Востока, как фактор повышения конкурентоспособности местных НПЗ.

В условиях жесткой конкуренции владельцы ряда НПЗ в Европе предпочли продать свои заводы нефтяным компаниям Саудовской Аравии, Ливии, Кувейта, а также индийским коммуникационным конгломератам и инвестиционным фондам Саудовской Аравии. Ряд европейских НПЗ были закрыты либо превращены в логистические центры.

7.7.2. Североамериканский рынок нефтепродуктов

Безусловным лидером на североамериканском рынке нефтепродуктов является американская нефтеперерабатывающая промышленность. Американская нефтепереработка является крупнейшей в мире. В 2017 г. доля американских мощностей по нефтепереработке составляет порядка 19% от мировых, а в период 1970–1980 гг. эта доля доходила почти до 30%.

Анализ ряда обобщающих показателей развития американской нефтеперерабатывающей промышленности за почти 40-летний период говорит о том, что эта отрасль пережила период как экстенсивного, так и интенсивного развития, о чем свидетельствует динамика показателей мощности нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), степени их использования, числа НПЗ и их средней мощности (табл. 7.14).

Рекордно высокого уровня мощности по нефтепереработке в США достигли в 1980 г. (885 млн т/год). Росту мощностей НПЗ в 1970-е годы способствовало поощрение со стороны федерального законодательства, предоставившего льготы при строительстве и эксплуатации небольших НПЗ. Однако на этот период приходятся самые низкие показатели степени загрузки мощностей, едва достигающие 70%. В 80-е годы степень загрузки мощностей была на уровне 75–80%, в 90-е – 90–93%, а в 2000-е годы установилась на оптимальном уровне 88–90%. Заметными тенденциями развития американской нефтеперерабатывающей промышленности в 90-е годы явились сокращение числа НПЗ и рост их средней мощности, что связано, в основном, с закрытием относительно небольших заводов с неудовлетворительными технико-экономическими и экологическими ха-

раактеристиками. Доля американских НПЗ в суммарных мировых мощностях за 50 лет снизилась примерно с 30% до 19% – в основном, за счет роста мощностей по переработке нефти в развивающихся странах и, главным образом, в АТР и странах Ближнего Востока. Не последнюю роль в этом процессе играло набравшее в США силу движение в защиту окружающей среды, поддержанное на законодательном уровне американским Конгрессом. До сегодняшнего дня свобода действий владельцев НПЗ существенно ограничена такими законодательными актами, как законы «О всесторонней ответственности и компенсации ущерба в отношении окружающей среды» и «О чистом воздухе», а также рядом поправок к последнему.

Таблица 7.14

Некоторые характеристики американской нефтеперерабатывающей промышленности в период 1970–2017 гг.

	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2005 г.	2015 г.	2017 г.
Мощности нефтеперерабатывающих заводов (на конец года), млн т	623,3	730,6	954,5	751,9	781,2	766,8	826,9	856,3	916,0	928,4
Объем переработки нефти, млн т	535,6	613,1	664,2	592,5	680,5	698,8	754,0	760,0	810,5	829,7
Степень использования мощностей, %	85,9	83,9	69,6	78,8	87,1	91,1	91,2	88,8	88,5	89,3
Число НПЗ (единиц)	253	256	303	189	182	169	154	131	123	123
Средняя мощность НПЗ, млн т	2,46	2,85	3,15	3,98	4,13	4,13	5,44	6,54	7,45	7,55
Доля американских мощностей среди мировых, %	29,7	26,4	29,7	20,2	20,6	19,9	20,4	20,1	18,8	18,9

Источник: BP Statistical Review of World Energy; Oil and Gas Journal

Либерализация рынка продуктов переработки поставила американские НПЗ в довольно жесткие условия, в которых выживали только те из них, кто имел высокие показатели производительности и низкие – эксплуатационных издержек.

Развитие американской нефтепереработки на протяжении всей ее истории диктовалось, в основном, спросом на нефтепродукты. По масштабам спроса на нефтепродукты американская экономика серьезно превосходит любую из стран мира. В США потребляется порядка 400 млн т автобензина, свыше 280 млн т дизельного топлива и авиационного керосина, более 200 млн т других нефтепродуктов, а потребление мазута снизилось до 10 млн т.

Американские НПЗ имеют самый высокий индекс сложности и комплексности процессов (индекс Нельсона). Этот индекс для американской переработки возрос с 7,94 в 1985 г. до 8,87 в 1992 г. и 9,5 в 1995 г. и сохранился на уровне 10,0 в 2005–2017 гг. Для сравнения, в 1999 г. индекс Нельсона в целом по миру составлял 5,9, а в период 2005–2017 гг. составлял порядка 6,0.

О технологической структуре нефтеперерабатывающей промышленности США уже было сказано выше.

Основными тенденциями динамики технологической структуры нефтеперерабатывающей промышленности США в период 1994–2017 гг. при относительно небольшом росте мощностей по первичной перегонке нефти являются: рост доли гидрооблагораживающих процессов (гидрокрекинга, гидроочистки), а также процессов переработки тяжелых нефтяных фракций (замедленное коксование); снижение удельного веса базового процесса каталитического крекинга; стабилизация доли процессов повышения качества бензинов.

В настоящее время американская нефтеперерабатывающая промышленность располагает 123 НПЗ, расположенными в 29 штатах, суммарной мощностью порядка 930 млн т/год. Почти половина мощностей сосредоточена в штатах Техас и Луизиана.

Крупнейшими заводами по переработке нефти в США являются: завод компании Motiva в г. Порт-Артур, шт. Техас – 30 млн т/год; завод компании Exxon Mobil в г. Бейтаун, шт. Техас – 28 млн т/год; завод компании Marathon Petroleum в г. Гэривилл, шт. Луизиана – 26,1 млн т/год; завод компании Exxon Mobil в г. Батон-Руж, шт. Луизиана – 25,1 млн т/год; завод компании British Petroleum в г. Галверстоун-Бей, шт. Техас; завод компании Citgo в г. Лейк-Чарлз, шт. Луизиана – 22 млн т/год.

В США находится самое большое число НПЗ с наиболее сложными и технически совершенными технологическими схемами, которые были представлены ранее под названием «лучших» НПЗ мира (табл. 7.5).

Последний НПЗ в США был построен в 1976 г. Все последующие годы на нефтеперерабатывающих заводах США проходила модернизация, включающая в свой состав как расширение мощностей, так и техническое совершенствование производства в соответствии с требованиями по охране окружающей среды и с использованием новейших технологических разработок. Прирост мощностей НПЗ в период 2000–2017 гг. составлял порядка 1% в год. Отрицательную роль играют необыкновенные сильные ураганы, проносящиеся над штатами Техас и Луизиана, где сосредоточена основная масса НПЗ США. Практика показала, что в такие периоды повышаются мировые цены на нефтепродукты.

Несмотря на то, что жесткие требования относительно защиты окружающей среды не способствуют в настоящее время строительству в США новых нефтеперерабатывающих заводов, в среднесрочной и долгосрочной перспективе общий объем американских нефтеперерабатывающих мощностей будет последовательно увеличиваться. И это будет происходить благодаря модернизации уже имеющихся НПЗ и, возможно, строительству новых НПЗ в регионах добычи сланцевой нефти.

Процесс модернизации американских НПЗ в 1990-е и в начале 2000-х годов наглядно продемонстрировал, что ставка на развитие мощностей по переработке менее качественной, по сравнению со стандартными сортами, нефти с финансовой точки зрения абсолютно оправдана. Это стало особенно очевидно, когда заметно возросла разница в цене между высококачественными и низкокачественными сортами «черного золота». Аналогичным образом НПЗ, расширившие номенклатуру выпускаемой продукции (в первую очередь, за счет легких нефтепродуктов), выиграли по сравнению с заводами, продолжавшими производить «стандартный набор» продуктов нефтепереработки. Следующим этапом модернизации НПЗ в 2010–2017 гг. явилась адаптация к поступающей на рынок сланцевой нефти и нефти из битуминозных песчаников Канады, а также возможное строительство новых НПЗ, работающих на сланцевой нефти.

Американские НПЗ с точки зрения технологической оснащенности условно можно разделить на три основных типа:

1. базирующиеся на установках каталитического крекинга и каталитического риформинга в совокупности с гидроочисткой нефти, дизельного и реактивного топлива, алкилированием и изомеризацией;
2. НПЗ с более углубленной схемой переработки, где наряду с каталитическим крекингом, каталитическим риформингом, гидроочисткой бензиновых и среднестиллятных фракций представлены установки алкилирования, изомеризации и замедленного коксования;
3. НПЗ нового поколения, где наряду с установками каталитического крекинга, каталитического риформинга, гидроочистки, алкилирования, изомеризации, коксования остатков имеются гидрокрекинг, производство оксигенатов.

Наряду с названными процессами на НПЗ США широко представлены различные процессы гидроочистки (в кипящем, стационарном, движущемся слоях), а также деасфальтизации.

В последнее время происходила адаптация американских НПЗ к поступающей на переработку сланцевой нефти, а также нефти из битуминозных песчаников из Канады.

Еще одна важная тенденция последних лет в нефтеперерабатывающей промышленности США – создание совместных предприятий с иностранными нефтедобывающими корпорациями. Сравнительно недавно основными партнерами американских нефтепереработчиков были государственная нефтяная компания *Petroleos de Venezuela (PdVSA)*, саудовская компания *Saudi Aramco* (в 1988 г. она создала с компанией *Техасо* совместное предприятие *Star Enterprise*, владеющее на территории США тремя НПЗ и сетью АЗС), мексиканская *PEMEX* и норвежская *Statoil*. В дополнение к долгосрочным соглашениям по обеспечению сырой нефтью, компании-поставщики зачастую вкладывали собственные средства в модернизацию нефтеперерабатывающих предприятий, находящихся в зоне их влияния. Особенно охотно это делалось в случае перепрофилирования производств для выпуска более легких нефтепродуктов.

В последнее время среди владельцев предприятий американской нефтеперерабатывающей промышленности появилась французская компания Total, южноафриканская Sasol и др.

Нефтеперерабатывающая промышленность США неравномерно размещена по территории. Нефтеперерабатывающие заводы имеются в большинстве штатов, но наибольшая концентрация мощностей характерна для 4-х штатов: Техаса и Луизианы на юге страны, Калифорнии – на западном побережье и в Иллинойсе – районе промышленного Востока.

Суммарная доля этих четырех штатов в общих мощностях по переработке нефти в США составляла 64%, а только одного штата Техас – 29%.

Основные системы нефтепроводов, по которым нефть попадает на нефтеперерабатывающие заводы, расположены в шт. Техас и Луизиана. Субмеридиональные нефтепроводы соединяют юг страны и индустриальные штаты промышленного Востока и Восточного побережья; субширотные соединяют канадские месторождения нефти с предприятиями по переработке нефти в штатах промышленного Востока [81].

По нефтепроводам, плотность которых наибольшая в штатах Техас и Луизиана, нефть попадает на многочисленные НПЗ, расположенные в этих штатах, а также транспортируется в г. Кушинг (шт. Оклахома) – главный американский нефтяной хаб, и на четыре НПЗ штата Оклахома. Нефть шельфовых месторождений Калифорнии по подводному нефтепроводу поступает на берег, а затем по наземному нефтепроводу – на НПЗ Калифорнии.

НПЗ региона Скалистых гор (шт. Юта, Вайоминг) обеспечиваются нефтью из Канады. Также из основного нефтедобывающего района Канады (пров. Альберта) канадская нефть поступает в регион промышленного Востока (шт. Иллинойс), а также находящийся на западном побережье шт. Вашингтон. Тяжелая нефть Канады поступает через Северную Дакоту в Иллинойс, а также дальше на юг на НПЗ шт. Техас. В свою очередь, американская нефть из штата Мэн поступает в Канаду, обеспечивая НПЗ в районе Монреаля.

Крупнейшие продуктопроводы, по которым перекачиваются нефтепродукты, принадлежат компании Kinder Morgan. По ним нефтепродукты перекачиваются с НПЗ штата Луизиана на восточное побережье, а с НПЗ Западного Техаса – на Западное побережье США. Заводы штатов Техас и Луизиана отправляют нефтепродукты в шт. Индиана, а также в Мексику.

Ситуация с производством, экспортом и импортом нефтепродуктов в основных регионах США такова, что в регионе побережья Мексиканского залива производство нефтепродуктов значительно превосходит потребление, нефтепродукты направляются в другие регионы США и на экспорт; в регионе Среднего Запада производство и потребление относительно стабилизированы, незначительное количество нефтепродуктов транспортируется в штаты, расположенные на восточном побережье; два других региона США, а именно, Западное побережье и район Скалистых гор, изолированы от других регионов, в них производство и потребление нефтепродуктов относительно сбалансированы.

Весьма характерными являются тенденции изменения динамики экспорта и импорта нефтепродуктов. Данные об экспорте и импорте нефтепродуктов в США приведены в табл. 7.15.

Таблица 7.15

Экспорт и импорт нефтепродуктов в США, млн т

Показатели \ Годы	Годы										
	1998 г.	2000 г.	2004 г.	2007 г.	2008 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2017 г.
Экспорт	41,1	48,9	54,7	73,5	91,5	117,1	144,9	153,7	167,9	175,9	221,0
Импорт	56,8	62,4	136,8	155,0	140,2	117,1	112,9	93,3	93,2	90,7	103,6

Источник: BP Statistical Review of World Energy

Наиболее значимыми странами, куда экспортировались нефтепродукты из США в 2017 г., были Мексика, Канада, Голландия, Бразилия.

Наиболее крупными поставщиками нефтепродуктов в США в 2017 г. были: Канада, Россия, Великобритания, Нидерланды, Алжир, Мексика, Ю. Корея, Индия. Снижение импорта происходило по двум причинам: рост собственного производства нефтепродуктов и повышение энергоэффективности потребления моторных топлив на транспорте.

Что касается фактора топливной эффективности^{*)}, то в США были приняты следующие показатели на период 2008–2016 гг.: понизить расход бензина для легковых автомобилей с 10,2–11,2 л на 100 км пути до 6,0–6,6 л, для легких грузовиков, работающих на бензине, с 13,3 л до 7,8 л. Кроме этого, было намечено достичь 10%-й доли этанола из возобновляемых видов сырья в составе стандартных бензинов, перевести часть автопарка на сжиженный природный газ, довести до уровня в более 1 млн число электромобилей и автомобилей с гибридным двигателем.

Нефтеперерабатывающая промышленность США развивалась в последнее десятилетие под влиянием таких факторов, как ухудшение качества перерабатываемой традиционной нефти (применение более тяжелой и сернистой нефти); появление в качестве сырья сланцевой нефти и поступающей из Канады нефти из битуминозных песчаников; сдвиг в производстве нефтепродуктов в сторону моторных топлив, в первую очередь, автобензина, а также нефтехимического сырья; постепенное выветывание мелких низкорентабельных НПЗ; ужесточение требований к охране окружающей среды. Последний фактор явился, пожалуй, наиболее существенным и оказал заметное влияние на тенденции развития нефтеперерабатывающей промышленности страны.

^{*)} Топливная эффективность измеряется в США как количество миль, которое может проехать автомобиль на галлоне бензина. Для перевода в привычные литры на 100 километров пробега используются следующие переводные коэффициенты: 1 миля равна 1,6 км; 1 галлон равен 3,785 л.

В 1970 г. в США был принят Закон о чистом воздухе; в 1974 г. – ряд законодательных актов об энергетической политике; в 1977 г. – поправки к Закону о чистом воздухе. В 1981 г. предприняты государственные меры по отпуску цен на нефть и автобензин и был отменен контроль над распределением бензина. Позднее, в 1986 г. был принят закон о консервации национальных запасов и о добыче нефти, регулирующий цены на нефть. Начиная с 90-х гг., регулирование стало касаться вопросов качества моторных топлив. В 1989 г. было введено регулирование показателей летучести паров автобензина (1 фаза). В 1990 г. были приняты весьма существенные поправки к Закону о чистом воздухе. В 1992 г. была реализована вторая фаза регулирования показателя летучести паров автобензина. В 1994–1995 гг. в соответствии с поправками к Закону о чистом воздухе были разработаны новые стандарты на моторные топлива и начала осуществляться первая фаза производства и использования реформулированного бензина. С 1996 г. в США полностью запрещено применение этилированного бензина. В 2000 г. была реализована вторая фаза производства и использования реформулированного бензина, а в 2004 г. вступила в силу более жесткая система стандартов автомобильного топлива.

Настоятельная необходимость принятия поправок к Закону о чистом воздухе возникла в связи с резким ухудшением окружающей среды в отдельных районах США, прежде всего, в урбанизированных центрах (Нью-Йорке, Чикаго, Филадельфии, Балтиморе, Хартфорде, Милуоки, Хьюстоне, Сан-Франциско, Лос-Анжелесе, Сан-Диего и др.).

Из различных вариантов улучшения экологических характеристик автобензинов в США пошли по пути производства реформулированных бензинов. Ориентация на реформулированный бензин и его применение в ряде районов с напряженной экологической обстановкой была стратегической линией американских нефтепереработчиков.

Программа производства и применения реформулированных бензинов прошла два этапа. Первый – внедрение так называемой простой формулы реформулированного бензина – реализован в 1995 г.; с 1995 г. девять урбанизированных регионов США стали применять реформулированный бензин. Вторым этапом предусматривал к концу 1997 г. внедрение сложной формулы реформулированного бензина. Позднее этот срок был пролонгирован до конца 1999 г. Кроме этого была разработана двухэтапная программа производства и применения реформулированного бензина в штате Калифорния: первый этап (программа CARB-I)^{*} был реализован в начале 1995 г., второй (более жесткая программа CARB-II) – в 2000 г. Реализация этих программ была предусмотрена для урбанизированных регионов со сложной экологической обстановкой; в других же регионах можно было использовать традиционный неэтилированный высокооктановый бензин.

Несмотря на трудности, проблема производства и использования реформулированных бензинов в США решена. В настоящее время свыше 30% всего выпускаемого в США бензина – это реформулированный бензин.

^{*}) CARB – California Air Resources Board

Основными компонентами автомобильного бензина в США являются бензины каталитического крекинга, риформаты, алкилаты, изомеризаты, прямогонные бензиновые фракции, бутан, кислородсодержащие добавки.

Громадные капиталовложения в реконструкцию отрасли с целью экологизации производства нефтепродуктов (порядка 30 млрд долл.) привели к увеличению издержек на 5–15 центов/галлон и, следовательно, росту цен на автобензин. Для смягчения ценовых шоков программа CARB-II проводилась постепенно, сначала на НПЗ, затем на объектах инфраструктуры потребления бензина (терминалы, хранилища, заправочные станции). Для малых НПЗ требования к качеству автобензина были смягчены, а срок реализации программы сдвинут на два года.

НПЗ Калифорнии пока не в состоянии полностью обеспечить потребности штата в реформулированном бензине, поэтому часть его приходится ввозить из других штатов или импортировать из других стран.

В начале 2000-х годов в США разгорелась острая дискуссия о целесообразности добавок оксигенатов (кислородсодержащих соединений), прежде всего, метилтретичнобутилового эфира (МТБЭ), к автобензину. Обнаружили, что МТБЭ попадает из хранилищ бензина в грунтовые воды.

Специальная экспертная комиссия, выявившая случаи попадания МТБЭ в грунтовые воды, рекомендовала постепенно отказываться от МТБЭ, заменяя его другими кислородсодержащими соединениями, в частности этанолом. На основании рекомендаций экспертной комиссии Агентство по охране окружающей среды рекомендовало сначала снижение, а затем и полный запрет использования МТБЭ по всей стране. И хотя намерения запретить МТБЭ вызвали серьезные возражения, как организационного, так и технологического характера, победила группа лоббистов, поддержавших замену МТБЭ этанолом – и в 2006 г. МТБЭ был полностью запрещен.

Американские нефтепереработчики вынуждены были менять свои планы компаундирования бензина для включения этанола в систему производства реформулированных бензинов и полностью отказаться от применения МТБЭ.

В нефтеперерабатывающей отрасли США намечено 10% нефтяного бензина заменить этанолом из сельскохозяйственного сырья. Это направление активно поддерживает сельскохозяйственное лобби в палате представителей. Однако имеются и противники льгот для производителей сельхозпродукции. Это – Объединенный комитет Конгресса США, члены которого считают, что применение биоэтанола в составе бензина не улучшает, а ухудшает состояние окружающей среды.

Дальнейшие перспективы развития нефтепереработки США связаны с адаптацией отрасли к новым видам сырья, а именно, сланцевой нефти, газовому конденсату, получаемому при добыче сланцевого газа, а также нефти из битуминозных песчаников, поступающей из Канады.

Канадский нефтяной комплекс тесно связан с американским. Значительная часть добываемой в **Канаде** нефти и производимых нефтепродуктов экспортируются в США.

Основная часть мощностей по переработке сосредоточена в восточной части страны. Часть получаемых здесь нефтепродуктов по продуктопроводу Trans Mountain транспортируется из Эдмонта (пров. Альберта) на тихоокеанское побережье.

Один из наиболее протяженных нефтепроводов Keystone соединяет нефтяные месторождения пров. Альберта с НПЗ штата Иллинойс и крупнейшим нефтяным хабом в г. Кушинг, шт. Оклахома в США. Тяжелая нефть Канады по нефтепроводу Mustang поступает на НПЗ штатов Северная Дакота и Иллинойс, и затем по нефтепроводу Regasus в НПЗ штата Техас. В свою очередь, по нефтепроводу, идущему из г. Портленд в штате Мэн, нефть поступает из США в Канаду на НПЗ в районе г. Монреаль.

Канадская нефтеперерабатывающая промышленность характеризуется высокой степенью глубины переработки (доля углубляющих процессов в начале 2018 г. составила 63%, облагораживающих – 80%), что делает ее близкой к американской. Близок к американскому и индекс сложности, или комплексности нефтеперерабатывающей промышленности Канады, приближающийся к 9.

Структура потребления нефтепродуктов в Канаде отличается от американской за счет большего удельного веса дизельных и котельных топлив. Небольшая разница производства и потребления бензина в Канаде с учетом качественных характеристик (в Канаде выпускается реформулированный бензин) дает возможность канадским нефтепереработчикам экспортировать часть бензина в США.

Канадский и американский нефтяной комплекс тесно связаны между собой. Когда Американское агентство по защите окружающей среды провозгласило требования к качеству моторных топлив, многие канадские нефтяные фирмы стали искать пути удовлетворения этих требований. Поэтому часть канадских НПЗ выпускают реформулированный бензин, иначе говоря, они действуют в русле стратегии, разработанной их более могущественным соседом по континенту.

Нефтяной комплекс **Мексики** практически находится под полным контролем государственной нефтяной компании Petroleos Mexicanos.

Мексика является членом североамериканского экономического союза, поэтому одной из причин необходимости серьезной модернизации нефтеперерабатывающей промышленности страны стали ужесточение требований к качеству нефтепродуктов и адаптация к расширяющимся поставкам на НПЗ тяжелой сернистой нефти с месторождения Майя. Поскольку Мексика является импортером продукции, ей не пришлось, как Канаде, следовать в фарватере американской стратегии и ориентироваться на выпуск реформулированного бензина. Мексиканская нефтяная компания разработала программу модернизации нефтеперерабатывающей промышленности страны, главным направлением которой стало стремление выпускать высокооктановый неэтилированный бензин и малосернистое дизельное топливо. С этой целью ключевыми элементами программы стали планы нового строительства и совершенствования действующих установок кок-

сования, гидрообессеривания газойля, каталитического крекинга, изомеризации бутана, алкилирования, производства МТБЭ. И хотя значительная часть программы была выполнена, Мексика импортирует нефтепродукты, большей частью из США.

7.7.3. Нефтепереработка и рынок нефтепродуктов в АТР

В регионе складывались благоприятные условия для развития экономики. Рост ВВП в ряде стран региона измерялся двузначными цифрами, быстро рос спрос на энергоресурсы, в первую очередь, на нефть и нефтепродукты. Доля региона АТР в мировом спросе на нефтепродукты возрос с 27,2% в 1997 г. до 35,2% в 2017 г.

Все вышесказанное целиком относится к нефтеперерабатывающей промышленности Азиатско-Тихоокеанского региона. За период 1993–2017 гг. удельный вес мощностей нефтеперерабатывающих предприятий региона в общемировой структуре возрос с 18,7 до 33,9%. Доля региона в суммарном по миру объеме переработки нефти возросла с 24,8% в 1997 г. до 35,0% в 2017 г.

Нефтеперерабатывающая промышленность Азиатско-Тихоокеанского региона в период 1995–2005 гг. росла высокими темпами – 2,8% в год (в среднем по миру – 1,2% в год). Эта тенденция продолжалась в период 2006–2017 гг.: темп роста мощностей хотя и снизился до 1,5% в год, но был заметно выше, чем по миру в целом (0,3% в год). По масштабам нефтеперерабатывающих мощностей Азиатско-Тихоокеанский регион обогнал регионы Северной Америки и Западной Европы. За счет бума в строительстве нефтеперерабатывающих мощностей годы отдельные страны Азиатско-Тихоокеанского региона превратились из нетто-импортеров в нетто-экспортеров нефтепродуктов. Рост мощностей по переработке нефти был столь стремительным в 90-е годы, что в регионе возникла опасность избытка мощностей. Финансовый кризис (осень 1997 г.) на время усугубил проблему переизбытка мощностей из-за снижения спроса, однако уже спустя год ситуация стала смягчаться: после падения спроса в 1998 г. уже в первой половине 1999 г. начался рост потребления нефтепродуктов. Замороженные на время проекты расширения мощностей НПЗ региона стали вновь оживать.

В странах региона наряду с вводом новых мощностей проводилась модернизация действующих НПЗ, на которых была увеличена глубина переработки, повышена энергоэффективность производства, прибыльность, достигнута адаптация к использованию более тяжелой и сернистой нефти, стали соблюдаться более жесткие требования к качеству нефтепродуктов. Произошли заметные технологические сдвиги в нефтеперерабатывающей промышленности региона. Однако сказать, что нефтепереработка стран АТР является сложной, нельзя. Об этом свидетельствуют индексы Нельсона – своеобразные индикаторы сложности и уровня комплексности процессов переработки нефти (индекс Нельсона для нефтепереработки стран АТР составлял порядка 5, что ниже среднемировых показателей (5,9)). Исключением является нефтеперерабатывающая промышлен-

ность Японии, где показатели глубины переработки и индекс Нельсона выше, чем по региону в целом.

Наиболее крупной в регионе является нефтеперерабатывающая промышленность Китая. На 01.01.2018 г. суммарная мощность НПЗ Китая составила, по данным BP Statistical Review of World Energy, 725 млн т/год, объем переработки нефти достиг 583 млн т, степень загрузки мощностей составляла 80%. Американский журнал Oil and Gas Journal оценивает мощности нефтеперерабатывающей промышленности Китая на 01.01.2017 г. гораздо скромнее – 485 млн т/год.

Второй по значимости нефтеперерабатывающей промышленностью в регионе стала Индия. Мощности ее 23 НПЗ составили на 01.01.2018 г. 248,6 млн т/год. Индия по уровню мощностей и масштабу переработки обогнала Японию.

Японская нефтеперерабатывающая промышленность прошла за период 2004-2017 гг. путь серьезной оптимизации, суть которой заключалась в заметном уменьшении потребления нефтепродуктов за счет повышения энергоэффективности основных сфер использования (транспорт, энергетика, коммерческий и коммунальный сектора), объединении ряда компаний, закрытии наименее эффективных НПЗ. Мощности 28 японских НПЗ на 01.01.2018 г. составили 167,2 млн т/год, что почти на треть ниже, чем в 2004 г. Степень использования мощностей НПЗ в Японии в 2017 г. составила 96,2%.

Развитую нефтеперерабатывающую промышленность имеет Южная Корея. Мощность ее 6 заводов составляла на 01.01. 2017 г. 153,2 млн т/год, а средняя мощность одного НПЗ – 25 млн т/год. Нефтепереработка Ю. Кореи является в значительной степени экспортоориентированной.

Также в значительной степени ориентированной на экспорт является нефтеперерабатывающая промышленность Сингапура. Поскольку этот небольшой по площади город-государство не имеет на суше свободной территории, был создан искусственный остров Джуронг, на котором образовали крупный промышленный кластер, включающий в свой состав нефтеперерабатывающие и нефтехимические заводы, терминалы, другие объекты инфраструктуры, а также обслуживающие, консалтинговые, торговые, юридические и прочие компании, обеспечивающие функционирование кластера, как единого организма.

Среди других стран, имеющих в своем составе развитую нефтепереработку, следует упомянуть Таиланд, Индонезию и Австралию.

Основными факторами, влияющими на развитие нефтепереработки региона, являются:

- темпы роста спроса на нефтепродукты, зависящие, в свою очередь, от прогнозируемых параметров экономического развития стран региона;
- качественные характеристики нефтепродуктов, диктуемые ужесточением требований к охране окружающей среды;
- объемы поставок, качественные характеристики и цены исходной нефти;
- гибкость процессов переработки нефти и адаптивная способность отрасли откликаться на изменение конъюнктуры рынка.

В период 1995–2017 гг. в регионе отчетливо проявилась тенденция к росту доли автобензина и снижение доли мазута. Особенно отчетливо эта тенденция проявилась в Китае. Если в Китае активно происходящий рост автомобилизации привел к росту доли потребления бензина в общей структуре потребления нефтепродуктов, то в Японии повышение энергоэффективности автотранспорта привело к сокращению спроса на бензин. Снижение доли использования мазута вызвано заменой его более эффективным энергоносителем, прежде всего, природным газом, или более дешевым углем, и произошло практически во всех странах региона. Отметим, что подавляющее число стран АТР в развитии своей нефтеперерабатывающей отрасли идет по пути наращивания мощностей, а не их сокращения, как в Японии.

Особенностью продуктовой структуры производства нефтепродуктов является стремление следовать складывающейся структуре производства.

В свою очередь сложившаяся структура производства и спроса определяет особенности экспорта и импорта нефтепродуктов странами АТР. В частности, Япония импортирует сжиженные газы (пропан, бутаны) для нужд энергетики, коммерческого и коммунального секторов, а также прямогонные бензиновые фракции для нужд нефтехимии. В свою очередь, Япония экспортирует авиационный керосин, дизельное топливо и мазут.

Китай импортирует котельное топливо, авиационный керосин, сжиженные пропан и бутан, а экспортирует практически все виды нефтепродуктов. Экспорт нефтепродуктов из Китая за период 2012–2017 гг. вырос с 25 млн т до 48 млн т, т.е. почти в 2 раза. Более 80% китайского экспорта нефтепродуктов направлялось в развивающиеся страны. В структуре экспорта нефтепродуктов наибольшую долю составляло дизельное топливо (35%). Экспорт бензина, мазута и прочих нефтепродуктов распределились примерно по 22%.

Индия импортирует сжиженные пропан и бутан, прямогонные бензиновые фракции, авиационный и осветительный керосин, а экспортирует бензин и дизельное топливо.

Характерной особенностью рынка нефтепродуктов АТР является усиление тенденции к его либерализации.

Рост доли нерегулируемого рынка объясняется тем, что наряду с традиционными долгосрочными контрактами в торговле нефтепродуктами все большее значение приобретают спотовые сделки, краткосрочные контракты. Несмотря на риск в отдельные моменты иметь для продавцов пониженную выручку от реализации нефтепродуктов, в целом направление либерализации создает дополнительный потенциал для развития рынка нефтепродуктов в регионе.

Что касается качества нефти, добываемой в регионе, а также поступающей по импорту из ближневосточных стран, то оно будет ухудшаться за счет увеличения доли высокосернистых сортов.

Прибыльность в нефтеперерабатывающей промышленности стран АТР заметно меняется во времени. Она зависит от динамики цен на нефть, напряженности баланса спроса и предложения, коэффициентов использования мощности.

Отмечено, что прибыльность заводов с углубленной схемой переработки, в частности, с наличием в их составе процесса гидрокрекинга, более высокая. Но обращает на себя внимание тот факт, что даже в благоприятных условиях функционирования отрасли прибыльность заводов с простой технологической схемой практически была на нулевом уровне.

Завершая раздел параграфа об азиатской нефтепереработке, следует отметить, что азиатский рынок нефтепродуктов в перспективе останется основным драйвером развития мировой нефтепереработки.

7.7.4. Нефтеперерабатывающая промышленность и рынок нефтепродуктов стран Ближнего Востока

Нефтеперерабатывающая промышленность стран региона Ближнего и Среднего Востока развивалась достаточно энергично. За период 1995–2017 гг. мощности нефтеперерабатывающих заводов региона возросли с 264 млн т/год до 476 млн т/год, а доля в суммарных мировых мощностях увеличилась с 7,1% до 9,7%.

Нефтепереработка стран Ближнего и Среднего Востока является неглубокой: суммарная доля вторичных процессов по отношению к мощностям первичной перегонки составила на 01.01.2017 г. около 30%. Степень сложности и комплексности НПЗ региона Ближнего и Среднего Востока также невысока: индекс Нельсона составил 4,2 (в целом по миру 5,9, в США – 10.0). В 2017 г. степень использования мощностей НПЗ составляла 86,6%.

Наибольшими мощностями располагает Саудовская Аравия. На 01.01.2018 г. мощности ее 8 НПЗ составили почти 141 млн т/год. Практически все НПЗ (кроме одного, расположенного недалеко от столицы государства – г. Эр-Рияд) расположены на побережье. Заводы в городах Рас-Танура и Эль-Джубайль расположены на берегу Персидского залива; заводы в городах Джидда, Рабиг, Янбу – на берегу Красного моря. Самым крупным и одновременно старейшим является НПЗ в г. Рас-Танура. Его мощность составляет 27,5 млн т/год, и он входит в число крупнейших НПЗ мира.

Три НПЗ имеются в Кувейте. Самым крупным и наиболее технически оснащенным является завод в г. Мина-Эль-Ахмади, его мощность 22 млн т/год. Пять НПЗ находятся в Объединенных Арабских Эмиратах, самый крупный из них – завод в г. Рувайс – имеет мощность 17,5 млн т/год. В Иране функционируют 8 НПЗ, в т.ч. старейший в регионе (работает с 1912 г.) завод в Ибадане мощностью 17,5 млн т/год. В Ираке числится 9 НПЗ, крупнейший из них – в г. Бейджи – мощностью 15,5 млн т/год, однако сказать, как работали эти заводы в 2015 г., затруднительно из-за сложной политической ситуации в этой стране.

В период 2005–2017 гг. отмечается значительный прирост внутреннего спроса в регионе на все виды нефтепродуктов. Спрос на нефтепродукты в регионе, в основном, удовлетворялся за счет собственного производства нефтепродуктов. Однако учитывая то обстоятельство, что по отдельным видам нефте-

продуктов спрос обгонял собственное производство, за период 2005–2017 гг. импорт нефтепродуктов возрос с 4,3 млн т до 28,5 млн т. Нефтеперерабатывающая промышленность региона является экспортоориентированной. Экспорт нефтепродуктов с 109,8 млн т в 1998 г. возрос до 145,1 млн т в 2017 г.

7.8. Экономические показатели нефтепереработки

Фундаментальным в экономике мировой нефтеперерабатывающей промышленности является понятие «маржа» переработки нефти. **Маржа** – это разница между чистой стоимостью корзины нефтепродуктов, полученных при переработке 1 т нефти, и стоимостью 1 т сырой нефти с учетом ее доставки на НПЗ.

Чистая стоимость корзины нефтепродуктов – это валовая стоимость, определяемая как сумма произведений выхода каждого нефтепродукта из 1 т нефти на спотовую цену этого нефтепродукта за минусом налога на добавленную стоимость (НДС), акцизов и издержек на доставку нефтепродуктов покупателю.

Стоимость нефти на НПЗ определяется как ее цена в центре международной торговли за минусом фрахта в порту отгрузки, стоимости перевалки в порту отгрузки, стоимости таможенного оформления груза, экспортной пошлины, трубопроводного тарифа от места добычи до порта отгрузки, стоимости доставки нефти от места добычи до НПЗ.

Прибыль нефтепереработки определяется как разница между маржой и операционными затратами, включающими в себя расходы на зарплату, налоги, накладные (постоянные) расходы, стоимость потребленных энергоресурсов и материалов со стороны.

Прибыль в нефтеперерабатывающей промышленности зависит от нескольких факторов, главными из которых являются:

- 1) доступность сырья и цены на него; при этом следует учитывать тенденцию ухудшения качества традиционного сырья (более тяжелая сернистая нефть), а также цены и качество традиционных видов нефтяного сырья;
- 2) характеристика региональных рынков нефтепродуктов, географическое положение НПЗ, близость к потребителям, терминалам, наличие продуктопроводов и т.п.;
- 3) производительность, сложность и комплексность используемого оборудования (технологическая структура НПЗ);
- 4) состав и структура собственников НПЗ;
- 5) уровень налогов;
- 6) доля поставок на экспорт или на внутренний рынок.

Особенно заметное влияние на показатель прибыльности нефтепереработки оказывает стоимость сырья. В период 1997–1998 гг. в связи со снижением стоимости сырья, падением спроса на нефтепродукты и снижением цен на них показатели прибыли нефтеперерабатывающей промышленности мира снизились.

Однако рост цен на нефть и, соответственно, на нефтепродукты привел к постепенному росту прибыли нефтепереработки. Рост прибыльности продолжался до общемирового кризиса в 2008–2009 гг., после чего прибыльность снизилась до уровня начала 2000-х годов, но снова начала расти вплоть до нового снижения в 2014 г. и 2015 г. В период 2016–2017 гг. прибыльность мировой нефтепереработки несколько возросла.

Отметим, что имеет место разница прибыли в зависимости от региона. В частности, показатели прибыльности НПЗ в США – наивысшие на Западном и Восточном побережье, а наименьшие – на побережье Мексиканского залива. Прибыльность заводов Северо-Западной Европы выше, чем НПЗ средиземноморских стран. В АТР прибыльность заводов с более углубленной технологической схемой выше, чем у заводов с низкой глубиной переработки (табл. 7.16).

Таблица 7.16

**Показатели прибыли нефтеперерабатывающей промышленности по регионам
(долл./барр.)**

Регион	2000 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2017 г.
Азиатско-Тихоокеанский регион	1,0	2,8	3,6	5,5	1,0	0,5	1,0	2,0	2,5	3,0	2,7	4,0
Западная Европа	3,0	4,0	4,5	5,7	3,0	2,0	1,5	10,0	14,6	2,0	-0,3	2,0
США	3,8	11,0	11,0	14,5	7,0	3,0	2,0	6,8	13,3	13,4	8,0	10,0

Подробный анализ прибыльности нефтеперерабатывающей промышленности мира выполнен в [82]. Утверждение, что высокие цены на нефть улучшают экономику НПЗ, не является однозначным. Высокие цены ведут к большей разнице цен на сернистые и малосернистые нефти, легкие и тяжелые нефтепродукты. Это автоматически ведет к улучшению прибыльности нефтепереработки. Такое положение сохраняется, если нефтеперерабатывающие мощности отстают от роста потребления нефтепродуктов и если мощности по переработке сернистых нефтей не имеют возможности быстро увеличиваться на крупных рынках. Заводы, имеющие установки, которые могут перерабатывать сернистую и высокосернистую нефть, имеют более высокую маржу. Играет роль и дифференциал цен на дизельное и котельное топливо.

Большое влияние на показатели прибыльности НПЗ оказывает технологический уровень завода. Если принять прибыльность завода с простой технологической схемой за единицу, то для завода с более сложной схемой (с обязательным включением в состав технологических установок процесса каталитического крекинга) прибыльность составит 1,6 единиц. Если же максимально усложнить технологическую схему НПЗ, т.е. добавить процессы каталитического гидрокрекинга, изомеризации, алкилирования и производства ряда неф-

техимических продуктов, то показатель прибыльности НПЗ составит уже 2–3 единицы.

Заметное влияние на прибыльность НПЗ оказывает состояние рынков. Существенный рост цен при одновременном росте спроса на нефтепродукты в США привел к росту прибыльности высокотехнологичной американской нефтепереработки. К Европе, где спрос близок к насыщению, нет заметной прибавки мощностей. Необходимость структурной перестройки нефтепереработки для удовлетворения повышенного спроса на дизельное топливо сказывается на показателях прибыльности европейских НПЗ. На азиатском рынке при быстром росте спроса и существенном вводе мощностей, значительная часть которых – это мощности по первичной переработке нефти, прибыльность НПЗ относительно невелика.

На развитие мировой нефтепереработки расходовалось в период 1990–2000 гг. ежегодно более 40 млрд долл. В период 2001–2017 гг. ежегодные инвестиции в модернизацию и новое строительство в нефтеперерабатывающей промышленности составляли свыше 50 млрд долл. в год.

Согласно данным журнала «Hydrocarbon Processing International», структура суммарных капитальных, эксплуатационных затрат и затрат на текущий ремонт и обслуживание в мировой промышленности по переработке углеводородного сырья (нефтепереработка и нефтехимия) в среднем за период 2000–2017 гг. распределялась следующим образом: капитальные вложения – 25%, эксплуатационные затраты – 50%, затраты на текущий ремонт и техническое обслуживание – 25%.

Среди путей повышения конкурентоспособности, наряду с совершенствованием технологий, улучшением качества нефтепродуктов, следует назвать активно идущий процесс консолидации и реструктуризации активов (слияние компаний, приобретение активов и избавление от них, отказ от малорентабельных производств и т.п.).

Цены на нефтепродукты бывают оптовые (на НПЗ) и розничные (на бензоколонках). Разницу между ними образует так называемый топливный налог. Данные по оптовым и розничным ценам для ряда стран на примере средних цен 2013 г. можно видеть в табл. 7.17.

Таблица 7.17

Оптовые и розничные цены на автобензин в 2013 г. (долл./л)

Цены	США	Канада	Велико-британия	Германия	Италия	Нидерланды
Оптовые	0,53	0,71	0,60	0,62	0,65	0,72
Розничные	0,78	1,06	1,69	1,63	1,60	1,80
Налог на топливо, %	32	33	64,5	6,2	60	60

Источник: Oil and Gas Journal, данные европейской статистики

Приведенные данные опровергают сложившееся у рядового обывателя мнение, что в нефтедобывающих странах цены на бензин на автозаправочных стан-

циях очень низкие (стакан бензина дешевле стакана газированной воды). Пример нефтедобывающих стран – США, Канады, Норвегии, Нидерландов – это опровергает. Однако в нефтедобывающих странах, где вся цепочка от скважины до бензоколонки находится в руках государства, цены на бензин назначаются низкими. Об этом свидетельствуют данные по ряду стран (долл./л): Венесуэла – 0,13; Нигерия – 0,13; Индонезия – 0,16; Саудовская Аравия – 0,16; Абу-Даби – 0,22; Египет – 0,27.

Но эти относительно низкие цены просто субсидируются государством за счет доходов от экспорта нефти.

В свою очередь, структура оптовой цены автомобильных топлив в США такова (%): стоимость исходной нефти – 65–69; операционные затраты – 7–9; затраты на транспортировку и маркетинг – 8–12; налоги – 14–16.

Еще более наглядно выглядит процесс наращивания стоимости нефтепродуктов на примере американского рынка нефти и нефтепродуктов (табл. 7.18).

Таблица 7.18

Наращивание стоимости на американском рынке нефти и нефтепродуктов, %

Стадии	Виды затрат	Доля, %
<i>Стадия апстрим</i> 1. Разведка и добыча	Затраты на разведку и добычу Операционные затраты Амортизация и ремонт Накладные расходы Прибыль Итого	21 17 14 18 30 100
<i>Стадия даунстрим</i> 2. Переработка нефти	Стоимость сырой нефти Транспортные расходы Оплата кредита и банковских услуг Накладные расходы Прибыль Итого	100 3 15 7 9 134
3. Реализация на оптовых базах	Стоимость нефтепродуктов Транспортные расходы Расходы на реализацию Расходы на маркетинг Итого	134 2 11 8 155
4. Реализация на АЗС	Нефтепродукты по оптовым ценам Федеральный налог Налоги штатов	155 19 21
Итого		195

Можно видеть, что в результате переработки нефти происходит удвоение добавленной стоимости.

Основными факторами, определяющими развитие мировой нефтепереработки в перспективе, являются:

- динамика и структура спроса на нефтепродукты;
- изменения в составе поступающих на переработку нефтей;
- ужесточающиеся экологические требования к качественным характеристикам моторных топлив и нефтепродуктов.

7.9. Тенденции развития мировой нефтеперерабатывающей промышленности и рынка нефтепродуктов

Что касается потенциального роста спроса на нефтепродукты, то эксперты считают, что:

- возрастет потребление всех легких (светлых) нефтепродуктов, прежде всего, автобензина, дизельного и реактивного топлива;
- снизится потребление котельного топлива;
- ключевым видом топлива будет дизельное топливо, темпы роста спроса на которое выше темпов роста спроса на другие нефтепродукты.

Основная движущая сила роста мирового потребления нефти и нефтепродуктов – развитие экономики, измеряемое темпами роста ВВП, численности населения и покупательной способностью населения. Все эксперты сходятся в том, что в перспективном периоде основной прирост ВВП будет приходиться на развивающиеся страны, где также произойдет основной прирост численности населения и где расположены наиболее значимые потребители нефтепродуктов – Китай и Индия.

Эксперты также сходятся в том, что прирост мирового ВВП порядка 3,5% в год сохранится в период до 2030 г.

Суммарное мировое потребление бензина и нефти (сырья для нефтехимической промышленности) будет возрастать в период до 2030 г. ежегодным темпом 2,2% в год. На их долю будет приходиться 31% мирового потребления нефтепродуктов. Спрос на нефть будет возрастать с темпом 4,5% в год благодаря широкому использованию в качестве нефтехимического сырья, что компенсирует несколько меньшие темпы роста спроса на бензин (1,8%).

Суммарное мировое потребление дистиллятных топлив (дизельное и реактивное топливо) будет возрастать на 2,8% в год. На их долю будет приходиться 44% мирового потребления нефтепродуктов. Высокие темпы прироста потребления дистиллятных топлив объясняются большой долей их потребления на рынках Азиатско-Тихоокеанского региона, европейских стран.

Котельные топлива, включая бункерный мазут, будут пользоваться относительно небольшим спросом – их потребление будет снижаться. Что касается других нефтепродуктов – смазочных масел, парафинов, битума, кокса и др., то мировой спрос на них в период до 2030 г. будет расти с темпом 1,1% в год.

В течение прогнозируемого периода коэффициент использования мощностей будет находиться в оптимальном интервале 85–90%, что позволяет нефтепереработчикам максимально быстро реагировать на рыночные изменения. Эта тенденция особенно ярко будет выражена в западноевропейских странах.

Основные торговые потоки нефтепродуктов в западном и восточном полушариях земного шара мало изменятся по сравнению с нынешними. Западные европейские страны будут импортировать нефть, дизельное топливо, газойль и котельное топливо из ближневосточных стран, России и республик бывшего СССР, а также из Индии и США. Ближневосточные страны будут обеспечивать автобензином, дизельным топливом и реактивным топливом, мазутом страны Юго-Восточной Азии; возрастут потоки нефтепродуктов из Южной Кореи и России в Китай. Между США и странами Азиатско-Тихоокеанского региона сохранятся встречные потоки отдельных нефтепродуктов, как и потоки нефтепродуктов из Венесуэлы и Мексики в США и обратно. Сохранятся потоки нефтепродуктов из Венесуэлы в другие страны южноамериканского континента. Американские НПЗ, расположенные на калифорнийском побережье США, будут поставлять нефтепродукты на тихоокеанское побережье Южной Америки. Американские НПЗ, расположенные на восточном побережье, будут поставлять дизельное топливо в Европу, но и импортировать европейский бензин.

Инвестиции в нефтеперерабатывающую промышленность мира будут направляться на создание новых и совершенствование действующих мощностей с учетом растущих требований по охране окружающей среды. В этой связи НПЗ во многих странах приобретут более благоприятную конфигурацию для удовлетворения спроса в продукции более высокого качества.

Для переработки нефтей с ухудшающимися свойствами и для соблюдения условий новых спецификаций на транспортные топлива потребуются новые производственные мощности и инновационные решения.

Активно происходит модернизация таких традиционных процессов, как каталитический крекинг и каталитический риформинг (введение систем соответственно двухступенчатого и непрерывного регенерирования катализатора, новых вариантов процессов). Возрастут мощности процессов гидроочистки, осуществляемых по-разному в зависимости от поставленных задач (очистка исходного сырья, промежуточных и конечных продуктов); особенно активно будет осуществляться строительство установок гидрокрекинга – наиболее жесткого процесса гидрооблагораживания, дающего наибольший выход дизельного и реактивного топлива с улучшенными экологическими характеристиками. В связи с ухудшением качества исходной нефти возрастут мощности процессов деасфальтизации, замедленного коксования.

Возрастет использование нетрадиционных видов топлив, в частности, нефти из битуминозных песков, нефтеносных сланцев, тяжелых и сверхтяжелых нефтей. Постепенно произойдет переход от парадигмы приспособления НПЗ к изменению качественных характеристик нефтей к парадигме приспособления сырья к сложившейся технологической структуре НПЗ. В частности, добывае-

мую нефть из битуминозных песков разбавляют растворителями до кондиций традиционной нефти, характерной для конкретных заводов, и транспортируют нефть именно на эти заводы, где нефть после вакуумной дистилляции подвергается процессам гидрокрекинга тяжелых фракций, флюидкокинга и гидроочистки полученных продуктов.

Серьезную роль в сырьевом обеспечении НПЗ сыграют газовый конденсат и жидкие углеводороды природного и попутного нефтяного газа, что позволит улучшить качество получаемых продуктов и увеличить кооперационные связи нефтепереработки с нефтехимической промышленностью.

Перспективным с технологической и экономической точки зрения можно считать совмещение традиционных технологий нефтепереработки с продукцией процессов GTL (газ в жидкость), дающих возможность получать продукцию с практически полным отсутствием серы и низким содержанием ароматических углеводородов.

Наиболее вероятными адресами новых мощностей ожидаются Саудовская Аравия, Иран, Венесуэла, Китай, Индия, США, страны АТР.

Одним из направлений улучшения качества и экологической безопасности моторных топлив является использование для их производства не нефтяного, а возобновляемых видов сырья. К таким видам топлива относятся биоэтанол и биодизельное топливо. Биоэтанол, как уже отмечалось, получают путем ферментации сельскохозяйственного или растительного сырья. Биодизельное топливо получают из растительных масел и животных жиров путем трансэтерификации (соединения с метанолом или этанолом). Биодизельное топливо обычно смешивают с нефтяным дизельным топливом (добавка до 20%).

Безусловно превалирующим станет экологический фактор. Новые спецификации на нефтепродукты вызовут наиболее заметные изменения в структуре технологических процессов мировой нефтепереработки. Пока еще чувствуется разница в требованиях к качеству топлив в развитых и развивающихся странах, что, конечно, уменьшит конкурентоспособность НПЗ развивающихся стран, поставляющих нефтепродукты в развитые страны. Но процессы совершенствования и развития нефтепереработки в развивающихся странах сглаживают эту разницу.

Большинство автомобилей эксплуатируются на бензине или на дизельном топливе. Идет процесс дополнения традиционных нефтяных автомобильных топлив биотопливом и газомоторным топливом. В перспективе ожидается рост численности электромобилей. Именно перспектива роста электроавтомобилей и гибридных автомобилей может стать решающим фактором при определении перспектив спроса на традиционные бензин и дизельное топливо.

Принципально меняется отношение к высокосернистому бункеровочному топливу. По соображениям экологии его заменяет низкосернистое топливо, что также оказывает влияние на структуру технологических процессов. В перспективе жидкое бункеровочное топливо будет заменяться сжиженным природным газом (СПГ). Особенно эффективным может стать СПГ как бункеровочное топливо в Арктике.

В перспективе возрастет влияние мировой нефтеперерабатывающей промышленности на развитие нефтехимической промышленности. Уже сейчас нефтепереработка является основным поставщиком ароматических углеводородов (бензола, толуола, ксилолов); значительную часть пропилена получают на НПЗ. Учитывая то обстоятельство, что соотношение спроса на базовые нефтехимические продукты (этилен и пропилен) все больше сдвигается в сторону пропилена, НПЗ в перспективе могут не только увеличить поставки прямогонного бензина (нафты) для пиролиза с целью совместного получения этилена и пропилена, но и добиться увеличения ресурсов пропилена. Большинство экспертов считают (и это подтверждается практикой), что тенденция интеграции нефтепереработки и нефтехимии будет углубляться, и что производство нефтехимического сырья и нефтехимикатов на НПЗ будет все более прибыльным делом для нефтепереработчиков.

Резюмируя перспективы развития мировой нефтеперерабатывающей промышленности, можно сформулировать несколько выводов:

- развитие мощностей по переработке нефти будет продолжаться;
- качество нефти, перерабатываемой на новых НПЗ, будет ухудшаться; появятся нетрадиционные виды нефтяного сырья, переработка которого потребует существенных технологических сдвигов;
- автомобильные топлива будут и впредь все больше и больше сдвигаться в сторону средних дистиллятов; перспективы их развития будут зависеть от интенсивности процесса распространения электромобилей и гибридных автомобилей;
- серьезно изменятся требования к бункеровочному топливу;
- производство сырья для нефтехимической промышленности и нефтехимических продуктов останется прибыльным делом для нефтепереработчиков;
- прибыльность нефтепереработки сохранится на приемлемом уровне до тех пор, пока производственные мощности и мировое потребление нефтепродуктов будут сбалансированы;
- существующие мощности по переработке нефти вполне достаточны для покрытия мирового спроса на нефтепродукты, но эти мощности не всегда размещены там, где это необходимо. Основными рынками для нефтепродуктов являются Китай, страны Юго-Восточной Азии. Мощности по нефтепереработке в Западной Европе и Японии будут сокращаться.

Проблему развития нефтеперерабатывающей промышленности мира необходимо рассматривать в контексте новой модели развития нефтяного комплекса в перспективе. Согласно этой модели, все нефтяные компании мира можно объединить в несколько групп. Безусловными лидерами являются интегрированные межнациональные компании (мейджоры), такие как Royal Dutch Shell Group, Exxon Mobil Corp., BP plc, Total AS, Chevron-Texaco, Conoco-Phillips. Это – супергиганты; им присущ глобализм в истинном смысле этого слова. Для них характерна многопрофильность деятельности как в сфере апстрим, так и в сфере

даунстрим, что позволяет диверсифицировать риски разных секторов деятельности. Это особенно характерно проявилось в период резкого падения цен на нефть. Именно крупнейшим компаниям за счет активизации усилий в сферах нефтепереработки и нефтехимии удалось частично компенсировать потери в сфере добычи и торговли нефтью. Крупнейшие компании более других настроились на волну интеграции, что проявилось в недавних слияниях. В таких компаниях с наибольшей эффективностью решаются проблемы технологического совершенствования и улучшения качества выпускаемой продукции. Это происходит по нескольким причинам: обладание крупными финансовыми средствами; наличие собственных исследовательских центров, занятых разработками новых технологий и технических решений; желание компаний постоянно улучшать свой имидж, в том числе как борцов за сохранение качества окружающей среды; для топ-менеджеров крупнейших компаний экологизация является образом их мышления; в рамках крупнейших компаний оптимизируются потоки сырья, промежуточной и конечной продукции, минимизируются объемы побочной продукции и отходов.

Второй группой нефтяных компаний являются крупные компании, занимающиеся как добычей, так и переработкой нефти и сбытом нефтепродуктов. Это, как правило, независимые компании США, национальные государственные компании, такие как ENI, Repsol-YPF, Petroleos Mexicanos, Petroleos de Venezuela, Saudi Aramco, Sinopec, Kuwait Petroleum Corp., Chinese National Petroleum Co., Pertamina, Petronas, Petroleo Brasileiro и др. Сюда можно отнести российские компании Роснефть, Газпромнефть, независимые компании ЛУКОЙЛ, Сургутнефтегаз. Независимые компании этой группы ищут контактов с национальными нефтяными компаниями, стараются оптимизировать портфельные инвестиции. Следует дифференцировать интересы различных компаний, так как некоторые из них обладают большой ресурсной базой, имеют мощную сферу разведки и добычи и относительно небольшую переработку; другие, наоборот, значительными запасами не обладают, и им приходится импортировать нефть.

Отличаются и направления политики экологизации в этих компаниях. Одних (экспортноориентированных) заставляют совершенствовать качественные характеристики выпускаемой продукции жесткие требования в развитых странах-импортерах; других – требования собственного рынка нефтепродуктов.

Третью группу компаний образуют компании, специализирующиеся, в основном, на переработке нефти. К ним относятся, в частности, такие американские компании, как Sun Oil Inc., Tosco Corp., Motiva, Valero Energy Corp., японские компании. Эти компании проводят большую работу по технологическому совершенствованию производства, так как это для них – основной способ удержать свои позиции в конкурентной борьбе. Постоянное совершенствование технологии дает возможность улучшать качество продукции. Здесь действует простое правило: «чем лучше технология, тем лучше экология». Однако компании этой группы зависят от изменения цен на нефть и колебаний конъюнктуры ми-

рового рынка нефти и нефтепродуктов в гораздо большей степени, чем интегрированные компании.

К четвертой группе относятся средние и малые компании, занимающие небольшую, но надежную нишу в одной из сфер нефтегазового бизнеса, в частности, в нефтепереработке. Серьезные работы по улучшению качества нефтепродуктов и состояния окружающей среды в местах дислокации НПЗ не входят в сферу их первоочередных интересов, однако некоторые из них либо сами разрабатывают новые технологии, либо внедряют заимствованные технологии, позволяющие им выдерживать конкурентную борьбу с более крупными компаниями.

Минувшие десятилетия характеризовались большими переменами в нефтеперерабатывающем секторе: рынки стали более прозрачными, появились новые специализированные «игроки», произошла значительная организационная консолидация, более изменчивыми стали цены и прибыльность.

В последние годы бизнес в этой области промышленности оказался очень изменчивым. Более 90% потребляемой нефти приходится на удовлетворение спроса на нефтепродукты в розничной и оптовой торговле, на поставки топлив для авиации и морского флота; оставшиеся 10% используются в качестве нефтехимического сырья и топлива для нужд НПЗ.

На долю интегрированных гигантов и национальных нефтяных компаний приходится более половины рынка. Остальное занимают локальные и специализированные компании.

Около одной трети спроса – причем самой быстроразвивающейся части – удовлетворяется на менее открытых и менее конкурентных рынках. Многие из этих рынков закрыты для международных компаний. Еще одну треть спроса покрывают гиперконкурентные рынки; в этой группе на долю США приходится более четверти мировых продаж нефтепродуктов.

Изменения на рынках отражаются на нефтеперерабатывающей промышленности мира. Непосредственно в нефтепереработке происходит:

- изменение самих рынков. Нефтяные рынки уже перестали быть заповедником индустриальных компаний. Финансовые институты, например, страховые фонды, вносят теперь большой вклад в расширение торговли нефтью и нефтепродуктами. Объемы продаж в настоящее время намного превышают фактическое физическое потребление. В последние годы большой размах получила электронная торговля на базе интернета, ставшая высокоскоростным, эффективным и дешевым средством совершения сделок;
- появление новых игроков. Почти во всех областях нефтепереработки появилось много специализированных компаний, которые могут конкурировать с интегрированными гигантами в конкретных областях, в частности, за счет сочетания продажи топлива с розничной продажей продовольственных и сопутствующих товаров, добиваясь снижения затрат на единицу сбываемой продукции и увеличения оборота по сравнению с традиционными АЗС;

- консолидация промышленности путем слияния, поглощения и приобретения не только крупных интегрированных многонациональных компаний, но и относительно небольших компаний;
- частая изменчивость цен, которая оказывает серьезное влияние на экономические результаты в нефтяной отрасли. В период высоких цен интегрированные нефтяные компании получают в своем нефтяном секторе более высокие прибыли, чем в секторах нефтепереработки и нефтехимии. Но когда цены на нефть падают, в секторах нефтепереработки изменение цен происходит не прямо пропорционально падению цен на нефть. Более того, на отдельные виды нефтепродуктов и нефтехимической продукции цены могут расти. За счет этого интегрированным нефтяным компаниям удастся частично скомпенсировать потери от падения цен на нефть;
- рост потребности в экологически чистых топливах, что требует от нефтеперерабатывающей промышленности решать дорогостоящую и экстремально сложную проблему, для решения которой требуется не только новейшая технология, но и значительные изменения в культуре, организации и управлении производством;
- продолжение тенденции к увеличению сложности технологической структуры НПЗ, благодаря чему удастся аккумулировать доходы от переработки нефти и получать новые конкурентные преимущества. Наиболее действенными являются: оптимизация цепочек поставок потребителю, агрессивное управление портфелями активов, использование подвижной рыночной стратегии производства, усовершенствование производства, в т.ч. за счет использования интегрированных ИТ-систем, создание мотиваций для менеджмента и рабочей силы.

Процесс смены тенденций развития в мировой нефтепереработке, техническая, технологическая, организационная перестройка требуют времени. Поэтому есть надежда, что изложенные в этом разделе проблемы еще достаточно длительное время сохранят свою актуальность в нашем постоянно изменяющемся мире.

7.10. Российская нефтепереработка

Российскую нефтеперерабатывающую промышленность называют отраслью «с плохой наследственностью», учитывая ее технический уровень, размещение нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) по территории страны, исторические этапы ее развития в СССР, после распада страны в 1990-е годы, наконец, в первое десятилетие XXI века [83].

К настоящему времени мощности российских НПЗ достигли порядка 320 млн т/год (по данным Oil and Gas Journal на 01.01.2018 г. – 329 млн т/год), что в мировой иерархии соответствует четвертому месту (1. США – 928 млн т/год; 2. ЕС – ок. 760 млн т/год; 3. Китай – 725 млн т/год). Глубина пе-

переработки нефти составляет 79% (в США и Канаде – 95%, в европейских странах – 85–90%, в Японии – 82,5%). По уровню обеспеченности мощностями на душу населения (порядка 2 т/чел.) Россия занимает место во второй десятке стран, уступая США, Канаде, Норвегии, Нидерландам, Швеции, Бельгии, Греции, Южной Кореи, Кувейту, Саудовской Аравии.

Степень использования мощностей в среднем по миру составляла в 2017 г. ок. 83%, в России – 96%.

Напомним, что во времена СССР нефтепереработка страны уступала по размеру мощностей НПЗ только США, а по показателю средней мощности НПЗ была первой в мире.

В настоящее время в России имеется по крайней мере 10 НПЗ, мощность которых превышает 10 млн т/год. Самые крупные из них: НПЗ «Киришинефтеоргсинтез» в Ленинградской области – 22 млн т/год и Омский НПЗ – 20 млн т/год.

Из 28 НПЗ, работавших во времена СССР, в современной России осталось 27, из которых: заводов, в основном, имеющих только первичную перегонку нефти – 14%, первичную перегонку и риформинг – 24%, первичную перегонку, риформинг, крекинг и другие процессы глубокой переработки нефти – 62%. В настоящее время число российских НПЗ, мощность которых превышает 1 млн т/год – 37.

До последнего времени заметным было отставание технологической структуры российской нефтеперерабатывающей промышленности как от нефтепереработки США, так и от отраслевых показателей по миру в целом. Суммарная доля основных деструктивных процессов от объема переработки нефти составила в России в конце 2014 г. около 22% (в США – 67%, в мире – около 36%), в т.ч. по важнейшему процессу переработки нефти – каталитическому крекингу – это отставание весьма заметно (Россия – ок. 6%, США – 31%, мир в целом – 16%). Велика разница также по одному из наиболее перспективных технологических процессов – каталитическому гидрокрекингу (Россия – 2%, США – 11%, мир – 7%).

Такая же картина наблюдалась по процессам, улучшающим качество нефтепродуктов. Доля таких процессов в России на конец 2014 г. составляла 55% (в США – 110%, мире – 68%). Из этих процессов более или менее близкие к мировым показатели имеет каталитический риформинг (Россия – немногим более 14%, мир – 13%, США – ок. 20%). Однако по процессам гидроочистки топлив разница уже заметна (Россия – 40%, мир – 51%, США – 81%). По процессам улучшения качества бензинов эта разница еще заметнее (суммарная доля процессов изомеризации и алкилирования в России на конец 2017 г. составляла 0,6%, в мире – более 4%, США – св. 10%).

Следует также отметить, что из 15 основных процессов переработки нефти только 5 процессов в России имели близкие к лучшим зарубежным технологиям показатели производительности.

Одним из самых низких в мире является средний российский показатель индекса Нельсона. В России в целом этот показатель (по оценке В. Дребенцова, представителя компании ВР в России) составил на начало 2012 г. 5,3, в США –

9,7, в западноевропейских странах – 6,8. На отдельных НПЗ этот показатель сильно колеблется (НПЗ «Уфанефтехим» компании «АФК Система» – 8,6; Пермский НПЗ компании ЛУКОЙЛ – 6,69; два других НПЗ компании «АФК Система» – Уфимский и Новоуфимский – соответственно 6,30 и 6,05). Однако имеются НПЗ, где показатель индекса Нельсона составляет 1,0 (Краснодарский и Нижнекамский НПЗ).

В российской нефтеперерабатывающей промышленности высока доля вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) – она в 2017 г. составила 83%. Мощности НПЗ только трех компаний (Роснефть, ЛУКОЙЛ и Газпром-нефть) составляют $\frac{2}{3}$ всех российских мощностей.

Огромная территория России является фактором, обуславливающим высокий показатель удельного размера территории, снабжаемой с одного НПЗ. По данным журнала Oil and Gas Journal и справочника BP Statistical Review of World Energy, такой показатель для 2013 г. в тыс. кв. км был рассчитан для России – 465,5, Канады – 462,7, стран Западной Европы – 117,3, США – 81,1, Японии – 12,1, стран бывшего СССР без России – 376,2.

В российской нефтеперерабатывающей промышленности накопился ряд дополнительных (кроме технологического отставания) проблем. Среди них: удорожание строительства на объектах переработки нефти вследствие действия устаревших строительных норм и правил; сохранение рисков топливного дефицита из-за работы большинства НПЗ на технологическом максимуме; отсутствие резерва мощностей, из-за которого любая авария, внеплановая остановка, не говоря уже о планово-предупредительном ремонте, могут вызвать дефицит топлива и рост цен.

Если говорить о возможном дефиците топлив, то речь может идти об автобензине и авиакеросине. Напротив, производство дизельного топлива и мазута значительно превышает потребности внутреннего рынка, что свидетельствует о несбалансированности спроса и предложения нефтепродуктов.

В стране увеличивается опасность возрастания роли суррогатных топлив, которые поставляют многочисленные мини-НПЗ, выросшие «как грибы после дождя». По оценкам экспертов, доля некондиционного топлива в общем потреблении бензина достигает как минимум 10%.

В российской нефтеперерабатывающей промышленности сложилась устаревшая специализированная инфраструктура. Основным видом транспорта является железнодорожный, тарифы на котором постоянно растут. Доля продуктопроводного транспорта невелика. По экспертной оценке средняя дальность транспортировки нефтепродуктов в России – 2000 км, в США – 500 км; средняя плотность сетки продуктопроводов в России ~ 2 км/тыс. км, в США – 16 км/тыс. км [84].

В структуре российского экспорта преобладают полупродукты – мазут, прямогонный бензин. Товарный экспортный продукт (дизельное топливо) из-за высокого содержания серы, не соответствующего европейским стандартам, продавался по цене полупродукта (вакуум-газойля). Из-за такой структуры экспорт-

ных нефтепродуктов соотношение экспортных цен «корзины нефтепродуктов» и сырой нефти на протяжении периода 2000–2015 гг. было около 1 (2001 г. – 0,972; 2002 г. – 0,968; 2003 – 1,037; 2004 г. – 1,028; 2005 г. – 1,050; 2006 г. – 1,036; 2007 г. – 0,990; 2008 г. – 0,970; 2009 г. – 0,920; 2010 г. – 0,958; 2011 г. – 0,992; 2012–2015 гг. – около 1,0). Для сравнения отметим, что в странах, осуществляющих экспорт качественных нефтепродуктов, такое соотношение составляет 1,3–1,4.

Среди проблем российской нефтеперерабатывающей промышленности следует отметить необходимость «подстраиваться» под требования структуры автопарка, в котором пока еще значительную долю представляют автомобили устаревших марок и длительной эксплуатации.

Система экономических отношений, сложившаяся в нефтяном комплексе, делает, как правило, экспорт сырья выгоднее его глубокой переработки, а доходность вложений в первичную переработку выше, чем вторичных процессов. По укрупненным оценкам, внутренняя норма доходности (IRR) проектов прямой перегонки нефти составляла 30–35%, а проектов глубокой переработки нефти 10–15%.

Существовавшая ранее система экспортных пошлин стимулировала нефтяные компании экспортировать прямогонный бензин, высокосернистое дизельное топливо, мазут, а не углублять переработку нефти. Система пошлин приводила к субсидированию экспортно ориентированных НПЗ с низкой глубиной переработки и делала неэффективными проекты по углублению.

Перечисленные особенности российской нефтепереработки, в первую очередь, наличие большого количества зарубежных технологий, оборудования, запасных частей и, особенно, катализаторов, делает ее зависимой от возможных санкций.

Еще с середины 2000-х годов была разработана программа реконструкции и модернизации предприятий нефтеперерабатывающей промышленности на период до 2010–2020 гг., являвшаяся частью более крупной программы «Топливо и энергия». Цели программы были весьма благородные: повысить глубину переработки до 75% в 2010 г. и до 80–85% в 2020 г.; обеспечить рост выпуска моторных топлив до 100–110 млн т в 2010 г. и 115–135 млн т в 2020 г.; улучшить качество нефтепродуктов и снизить их вредное влияние на окружающую среду; осуществить ресурсосбережение в отрасли.

Намеченная программа выполнялась, но с заметным отставанием. Прежде всего, это касалось замедления ввода установок, улучшающих качество нефтепродуктов (каталитический риформинг, изомеризация, алкилирование) и углубляющих процессов (каталитический крекинг, каталитический гидрокрекинг, переработка тяжелых остатков). Из-за невыполнения поставленных задач программа была закрыта, хотя по ряду показателей, таких как объем переработки нефти и выпуск светлых нефтепродуктов, на 2010 г. она была выполнена. Однако главная цель – углубление переработки, снижение производства мазута – достигнута не была.

Причиной отставания в выполнении программы реконструкции и модернизации нефтепереработки стало то, что руководство вертикально интегрированных компаний сосредоточилось на развитии сектора апстрим (разведка и добыча), направляя туда основную часть инвестиций, а сектор даунстрим (переработка и сбыт) финансировался «по остаточному принципу».

Однако в последние несколько лет ситуация в отечественной нефтеперерабатывающей промышленности стала меняться в лучшую сторону.

Основными итогами развития российской нефтепереработки за период 2000–2017 гг. были: рост объемов переработки нефти, выпуска моторных топлив и других нефтепродуктов; улучшение качественных характеристик нефтепродуктов; более энергичное (особенно в период 2011–2017 гг.) осуществление программы реконструкции и модернизации отрасли за счет прироста инвестиций и выполнения постановления об улучшении качества нефтепродуктов.

По мнению большинства экспертов, это было достигнуто за счет: модификации системы таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты; дифференциации акцизов на топливо в зависимости от их качества; выполнения условий четырехстороннего соглашения, заключенного между Федеральной антимонопольной службой, Ростехнадзором, Росстандартом и крупнейшими нефтяными компаниями.

Данные об объемах переработки нефти, производстве основных нефтепродуктов в России за период 2000–2017 гг. приведены в табл. 7.19.

За период 2000–2017 гг. среднегодовой темп роста объемов переработки нефти составил 2,9% в год. Затормозился рост объемов переработки нефти в 2009 г., но это был год, когда последствия мирового экономического кризиса ощутили все страны, включая Россию. За этот же период среднегодовые темпы роста производства бензина составили 2,2%, авиакеросина – 2,1%, дизельного топлива – 2,7%, суммарного производства моторных топлив – 2,5%. Производство мазута, которое, по замыслу нефтепереработчиков, должно было снижаться (именно это и происходило в 2003–2005 гг.), в итоге за период 2000–2015 гг. возросло со среднегодовым темпом 1,7%, но после ввода ряда установок по переработке мазута снизилось с 70,1 млн т до 51,2 млн т в 2017 г.

За исследуемый период (2000–2017 гг.) были введены в эксплуатацию крупные мощности по первичной переработке нефти на Туапсинском НПЗ, Яйском и Антипинском НПЗ, а также вошли в строй новые и модернизированы действующие малые и средние НПЗ. Перечень реконструированных и новых установок по глубокой переработке нефти в период 2006–2017 гг. приведен в табл. 7.20 [85].

Модернизация российских НПЗ привела к повышению глубины переработки до 80,8% (по другим оценкам, до 79%). Были введены в эксплуатацию ряд заводов с глубиной переработки, соответствующей лучшим мировым образцам. В частности, на недавно введенном Марийском НПЗ глубина переработки – 99,6%, Антипинском НПЗ – 99,5%, Афипском НПЗ – 99,3%, предприятии ТА-НЕКО в Татарстане – 99,2%.

Объемы переработки нефти и производства основных нефтепродуктов в России в период 2000–2017 гг., млн т

Показатели	Годы																
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2017
Объем переработки нефти	173,5	178,0	184,9	189,7	194,1	206,6	219,9	229,0	235,7	235,6	250,0	256,4	265,3	272,3	289,0	282,4	279,5
Производство автобензина	27,1	27,7	25,1	29,3	30,6	32,0	34,3	35,2	35,5	35,8	36,0	36,6	38,2	38,7	38,3	39,8	39,2
Производство авиакеросина	6,6	7,0	7,2	7,5	7,9	8,1	9,1	9,1	9,4	8,4	9,0	9,3	10,0	10,4	10,9	9,37	9,40
Производство дизельного топлива	49,2	50,0	52,4	53,7	55,3	55,4	64,1	66,2	68,8	67,4	69,9	70,6	69,7	72,0	77,3	76,1	76,9
Итого производство моторных топлив	82,9	84,7	84,7	90,5	93,5	95,5	107,5	110,5	113,7	111,6	114,9	116,5	117,9	121,1	128,5	123,6	125,5
Производство мазута	54,1	56,3	56,9	57,3	55,3	53,3	59,2	63,1	63,6	68,6	69,5	75,1	74,5	76,9	77,2	70,1	51,2

Источник: данные ЦДУ Минэнерго РФ

Таблица 7.20

Ввод установок по глубокой переработке нефти в 2006–2017 гг.

Год	Процесс	Мощность, тыс. т/г	Глубина, %	Предприятие
2006	Гидрокрекинг	2000	72	Славнефть-ЯНОС
2007	Каталитический крекинг	850	70,9	ТАИФ-НК
2007	Висбрекинг	800	71,09	ЛУКОЙЛ-Ухтанефтипереработка
2008	Висбрекинг	2500	71,05	ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез
2009	Висбрекинг	1500	71,08	Газпром нефтехим Салават
2009	Замедленное коксование	1200	71,08	Башнефть-Уфанефтехим
2010	Каталитический крекинг	2000	71,02	ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез
2011	Замедленное коксование	1000	70,9	РН-Комсомольский НПЗ
2011	Замедленное коксование	1000	70,9	ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка
2011	Замедленное коксование	500	70,9	ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез
2012	Висбрекинг	2400	71,2	ТАНЕКО
2012	Замедленное коксование	1700	71,2	Башнефть-Уфанефтехим
2013	Гидрокрекинг	2930	71,6	КИНЕФ
2013	Гидрокрекинг	600	71,6	Башнефть-Уфанефтехим
2014	Гидрокрекинг	2900	72,4	ТАНЕКО
2015	Каталитический крекинг	2000	73,5	ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез
2017	Модернизация каталитического крекинга	2000	73,5	Газпромнефть Московский НПЗ

В производстве бензина произошли достаточно заметные изменения, связанные с увеличением удельного веса бензинов АИ-92, АИ-95 и выше (табл. 7.21).

Таблица 7.21

Структура выпуска бензина по видам в период 2000–2017 гг., %

Бензины	Годы														
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2017	
АИ-80 и ниже	56,8	51,1	48,2	47,8	43,6	41,9	28,6	30,0	16,5	15,2	10,1	7,3	6,0	5,0	
АИ-92	37,6	41,8	43,8	42,7	44,6	45,9	55,4	70,0	65,0	64,8	67,8	71,0	67,9	66,0	
АИ-95 и выше	5,6	7,1	8,0	9,5	11,8	12,2	16,0		18,5	20,0	22,1	21,7	26,1	29,0	
Итого	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	

Источник: данные ЦДУ Минэнерго РФ

Та же тенденция прослеживалась в отношении повышения «классности» выпускаемых в России бензинов (табл. 7.22). Можно сказать, что с 2016 г. бензин выпускается по кондициям 5-го класса, т.е. на европейском уровне качества.

Таблица 7.22

Динамика «классности» российских бензинов в период 2007–2017 гг. (%)

Классы бензинов	2007 г.	2009 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2015 г.	2017 г.
Класс 4	1,5	9,1	9,7	13,4	8,4	7,0	*
Класс 5	–	–	0,5	9,3	21,5	93,0	100,0

Примечание: Составлено по материалам конференций консалтинговой компании CREON «Бензины-2013», «Бензины-2014», «Бензины-2016»

Рост производства бензинов лучшего качества и повышенной экологичности связан с причинами, названными ранее, а именно: более строгим выполнением заданий программы модернизации отрасли переработки нефти, которое произошло не без влияния заключенного ранее четырехстороннего соглашения; изменением в политике таможенного регулирования; введением гибкой шкалы акцизов, учитывающей качество топлив. В российской нефтепереработке с 2016 г. выпускается бензин только 5 класса.

Произошли некоторые изменения в балансах производства, внутреннего потребления, экспорта и импорта бензинов, о чем свидетельствуют данные табл. 7.23 за период 2012–2017 гг.

Таблица 7.23

Баланс по бензинам в России в 2012–2015 гг., млн т

Показатели	2012 г.	2013 г.	2015 г.	2017 г.
Производство	38,2	38,7	39,8	39,2
Внутреннее потребление	34,6	33,5	34,8	34,8
Экспорт	3,6	4,0	4,6	4,1
Импорт	0,5	0,8	0,8	0,8
Запасы	0,5	2,0	1,2	1,1

Примечание: составлено по материалам конференций консалтинговой компании CREON «Бензины-2013», «Бензины-2014», «Бензины-2016», «Моторные топлива-2018»

Как видно из данных табл. 7.23, в структуре баланса бензинов произошли изменения, в основном, за счет роста запасов. Это связано с необходимостью создать резервы топлива, чтобы избежать ситуации с возникновением дефицита бензина. В 2015 г. запас автобензина с учетом накопленного ранее составил 1,9 млн т, что вполне достаточно, чтобы не было дефицита в период, когда отдельные НПЗ останавливаются на ремонт или из-за других непредусмотренных случаев.

В производстве дизельного топлива также произошли изменения, связанные с улучшением качества продукции. Основой этого стали вводы в период 2012–2017 гг. ряда установок производства дизельного топлива (каталитический кре-

кинг и гидрокрекинг), а также гидроочистки и депарафинизации дизельного топлива. В результате возросло производство более качественного дизельного топлива (табл. 7.24).

Таблица 7.24

Производство дизельных топлив разных классов, %

Дизельное топливо	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2017 г.
класс 1, 2	50	17	10	–	–
класс 3	16	31			
класс 4	9	10	12	18	–
класс 5	25	42	58	82	100

Примечание: рассчитано по материалам конференций компании CREON «Дизель-2013», «Дизель-2014», «Дизель-2016», «Моторные топлива-2018»

Одной из причин увеличения доли дизельных топлив класса 5 было введение (как и в случае автобензинов) дифференцированной ставки акцизов на топливо. Так же, как было сказано о качестве бензина, можно сказать и о качестве дизельного топлива – оно соответствует европейским стандартам.

Производство дизельного топлива в России значительно превышает внутренний спрос, о чем свидетельствуют данные о балансе дизельного топлива в 2012–2015 гг. (табл. 7.25).

Таблица 7.25

Баланс дизельного топлива в России в 2012–2017 гг., млн т

Показатели топливо	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2017 г.
Производство	69,5	72,0	77,3	76,1	76,9
Внутреннее потребление	33,5	29,0	31,7	31,0	33,0
Экспорт	35,8	43,0	45,6	45,0	43,7
Импорт	0,1	0,1	–	–	–
Запас	0,3	0,1	–	0,1	0,2

Источник: Рассчитано по материалам конференций компании CREON «Дизель-2013», «Дизель-2014», «Дизель-2016», «Моторные топлива-2018»

Производство дизельного топлива в России значительно больше, чем это требуется для развития экономики страны, поэтому более половины продукта (~60%) экспортируется, причем на экспорт достаточно долгое время шло высокосернистое, не отвечающее экологическим требованиям ЕС дизельное топливо, которое реализовалось по цене сырья (вакуум-газойля). Как уже отмечалось, для европейских импортеров такое дизельное топливо было выгодным товаром. Нефтепереработка ряда европейских стран «заточена» на использование высокосернистого российского дизельного топлива, из которого производится ультранизкосернистый продукт, востребованный на европейском рынке.

Начатый с 2016 г. экспорт российского дизельного топлива европейских кондиций и по европейским ценам может встретить серьезную конкуренцию.

При общем профиците дизельного топлива в России имеет место дефицит зимнего (особенно арктического) топлива, что связано с необходимостью ввода установок депарафинизации.

Производство авиационного керосина за период 2000–2017 гг. росло средне-годовым темпом 2,1% в год. Рост производства был обусловлен увеличением масштабов грузо- и пассажироперевозок воздушным транспортом. Своеобразием отечественной системы обеспечения авиакеросином является тот факт, что аэропорты городов-миллионников, расположенных недалеко от НПЗ, снабжаются авиатопливом по продуктопроводам. Уровень конкурентности рынка авиатоплив – крайне низкий, здесь имеет место региональный монополизм ряда крупнейших нефтяных компаний. Тем не менее, порядка 10% от всего произведенного авиакеросина реализуется через биржу (Санкт-Петербургскую международную товарно-сырьевую биржу).

Мазут продолжает оставаться массовым продуктом отечественной нефтепереработки. Объемы его производства значительно превышают потребности внутреннего рынка. Высокосернистый низкосортный мазут по низким ценам экспортируется в европейские страны, где из него извлекают легкие фракции (сырье для производства моторных топлив), а остаток подвергают обессериванию – и уже облагороженный продукт продают как качественное, соответствующее стандартам котельно-печное топливо и как топливо для морского флота. Таким образом, выгода от использования мазута в основном извлекается европейскими нефтепереработчиками.

В перспективе из-за более жестких экологических требований для экспорта высокосернистого мазута из России в европейские страны может быть поставлен барьер, что поставит во главу угла еще большую активность в повышении глубины переработки нефти в нашей стране. Пока же задача программы модернизации отечественной нефтепереработки – сократить выпуск мазута – так и не выполнена, хотя примеры рационального использования мазута на отечественных НПЗ имеются. В частности, в сентябре 2016 г. на Антипинском НПЗ в Тюменской обл. была введена в эксплуатацию комбинированная установка глубокой переработки мазута мощностью 4,2 млн т/год. Это позволило Антипинскому НПЗ полностью отказаться от производства мазута и вслед за Нижнекамским НПЗ «Танеко» и Волгоградским НПЗ достичь «гроссмейстерского» уровня глубины переработки (97%).

Процесс уменьшения производства мазута, имевший место в начале 2000-х годов, сменился в 2008–2014 гг. ростом выпуска. Однако в 2015–2017 гг. производство мазута снова стало снижаться.

По данным Минэнерго РФ, значительно выросли инвестиции в нефтеперерабатывающую отрасль России. Особенно заметна динамика роста инвестиций в период 2010–2015 гг. (млрд руб.): 2010 г. – 143; 2011 г. – 151; 2012 г. – 178; 2013 г. – 269,0; 2014 г. – 280, 2015 г. – 229, 2016 г. и 2017 г. – порядка 200 млрд руб. Модернизация НПЗ, начавшаяся в 2010 г., стала одним из магистральных направлений развития нефтегазового комплекса России. Результатом

модернизации стали переход на производство моторных топлив 5-го экологического класса, улучшение технологических характеристик ряда НПЗ.

Несмотря на усилия, предпринятые в отрасли, все же не удалось обеспечить оптимальную структуру переработки нефти (в ней сохранился т.н. «дизельный крен»), и отрасль осталась в зависимости от конъюнктуры европейского рынка, что особенно опасно в условиях санкционной войны). Хотя по показателю глубины переработки в среднем по отрасли российская нефтепереработка перешагнула границу 80%, все же она пока еще отстает от ведущих в техническом отношении стран. Сохраняется сильная зависимость от зарубежных технологий и катализаторов. Так что российской переработке предстоит еще немалая работа.

Ряд российских компаний, экспортирующих нефть и нефтепродукты в европейские страны, приобрели в Европе НПЗ. Компания ЛУКОЙЛ приобрела НПЗ в г. Плоешти (Румыния), Бургасе (Болгария), на о. Сицилия, в Нидерландах. Компания Роснефть приобрела четыре НПЗ в Германии, реализует совместный проект по строительству НПЗ в г. Тяньцзинь в Китае. Компания Газпромнефть владеет НПЗ в г. Панчево (Сербия).

Предприятия приобретаются в тех странах, куда компания экспортирует нефть. Перерабатывая нефть на «своих» заграничных заводах, российские нефтяные компании получают заметный выигрыш на затратах по поставкам нефтепродуктов непосредственно со своих заводов в России.

Региональная структура нефтеперерабатывающей промышленности России, сложившаяся к 2018 г., такова. Приволжский федеральный округ (здесь расположены крупные заводы компании ЛУКОЙЛ – Нижегородский и Пермский; Уфимские НПЗ, Новокуйбышевский, Самарский, Сызранский заводы компании Роснефть, комплекс ТАНЕКО в Татарстане). Второй по величине мощностей – Южный федеральный округ, самым крупным НПЗ в котором является НПЗ компании ЛУКОЙЛ в Волгограде. Сибирский федеральный округ занимает третье место по мощности размещенных здесь НПЗ, среди которых такие крупные предприятия, как Омский, Ангарский, Ачинский заводы. В Северо-Западном регионе расположен крупнейший Киришский НПЗ компании Сургутнефтегаз. В Дальневосточном регионе расположены два завода: в Комсомольске-на-Амуре и Хабаровске.

Самой крупной российской компанией по мощности имеющихся НПЗ является Роснефть. На ее заводах в России перерабатывалось в 2017 г. 92,6 млн т нефти, что составляло ровно треть от всей перерабатываемой нефти в стране. Второй по объемам перерабатываемой в России нефти является компания ЛУКОЙЛ (43,4 млн т). Третье место по объему переработки занимает компания Газпромнефть – 33 млн т. Суммарный объем нефти, перерабатываемой ВИНК – 82,6%.

Ценообразование на нефтепродукты в России. Основным принципом ценообразования на нефтепродукты во времена СССР был принцип cost+, т.е. затраты плюс прибыль. На основе составления калькуляции себестоимости и порядка распределения комплексных затрат [86] определялась полная себестои-

мость, а также учитывались нормативная прибыль (10–15%) и налоги. При такой практике ценообразования, перешедшей из опыта СССР в российскую нефтепереработку начала 1990-х годов, в издержки часто включались инвестиционная составляющая, затраты на благотворительность, закупку непрофильных активов и т.п. Такая методология не стимулирует компании снижать издержки.

Учитывая, что российская нефтепереработка и ее экспортная продукция являются частью мирового рынка и сегментом международного разделения труда, в России стала использоваться система ценообразования на нефтепродукты по методу *net back*, или цена «обратного счета», ориентированная на мировые цены.

Цена на корзину российских нефтепродуктов или на отдельный нефтепродукт определяется как цена на спотовом европейском рынке минус стоимость фрахта, минус стоимость перевалки в порту, минус экспортная пошлина, минус транспортные издержки от НПЗ до терминала. При этом для одних заводов используется принцип ценообразования *net back* в зависимости от цен на нефтепродукты в регионе Северо-Западной Европы (сиф Роттердам). Для других заводов за основу берутся цены нефтепродукта в одном из портов Средиземноморья или цены на торговой площадке Сингапура.

Маржа российской нефтепереработки складывается путем вычитания из стоимости корзины нефтепродуктов налогов, транспортных издержек, цены нефти, стоимости переработки. Формирование маржи приведено на рис. 7.6. График выполнен по данным за 2013 г.

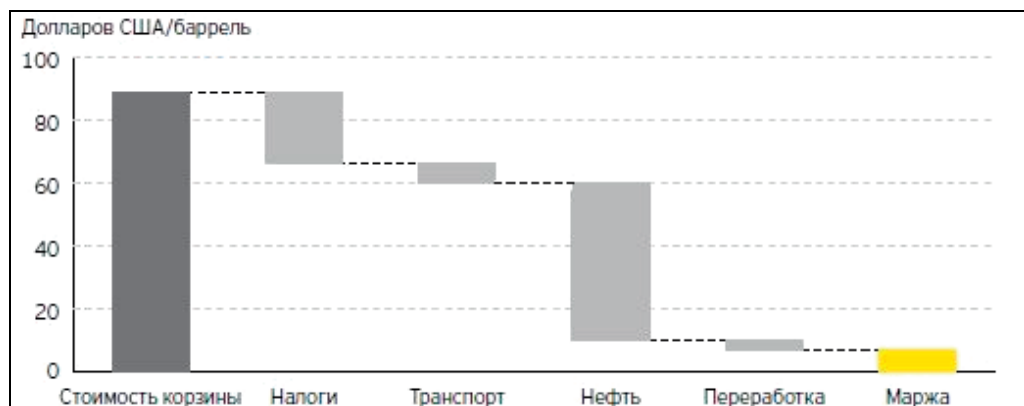


Рис. 7.6. Формирование маржи переработки в 2013 г.

Представителями нефтяных компаний предложен упрощенный подход к формуле цены на нефтепродукты на внутрироссийском рынке. За основу предлагается брать приведенную мировую цену и плюс/минус 20%, учитывающих российскую специфику. В этом случае приведенные мировые цены определяются по формуле:

$$\text{Приведенная мировая цена} = \left(\left(\frac{\text{Котировки на мировых торговых площадках}}{\text{Число площадок}} - \text{Экспортная пошлина} \right) \times \text{курс рубля} + \text{акциз} \right) (1 + \text{НДС})$$

Некто подобное предложил Минэнерго РФ. Это еще более упрощенная формула внутренней цены на нефтепродукты: за основу берется предельная индикативная цена *net back*, которая увеличивается на дифференциал, равный 20%.

Имеется предложение Федеральной антимонопольной службы (ФАС) считать внутреннюю цену на нефтепродукты следующим образом: внутренняя цена = котировки в Роттердаме, минус экспортная пошлина, минус транспортные издержки, плюс налоги. Конкретно ФАС предлагает эту формулу в привязке к референтному НПЗ, которым считается Ново-Уфимский НПЗ.

Среди экспертов, в основном, признающих принцип ценообразования *net back*, имеются и его противники, которые считают, что для России, нефтеобеспеченной и нефтеэкспортирующей страны, самодостаточной в части обеспечения нефтепродуктами, негоже брать за основу цены на нефтепродукты, складывающиеся в странах, импортирующих нефть.

Принятая методология ценообразования не учитывает того, что в России ниже средняя зарплата. Экспертов не устраивает то, что на отечественные цены переносятся флуктуации, происходящие на зарубежных рынках нефтепродуктов, то, что приходится использовать сложные и во многом условные методы расчетов, для которых часто не хватает объективных данных, а также то, что на российский рынок переносятся риски волатильности, характерные для зарубежных рынков.

Считается, что указанные недостатки ценообразования будут постепенно устраняться при переходе к биржевой торговле, при которой цены, складывающиеся на бирже, будут учитывать соотношение спроса и предложения и специфические условия российского рынка нефтепродуктов.

Что касается цен на нефтепродукты на АЗС, то одним из элементов затрат является акциз, своеобразный топливный налог. В структуре цены нефтепродуктов на АЗС налоговая составляющая, включающая в себя также и акциз, составляет более 50% [87].

Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты. В системе ценообразования на нефть и нефтепродукты существенную роль играют экспортные пошлины. Набор экспортных пошлин, установленный в августе 2004 г. и просуществовавший до февраля 2011 г. без изменений, создал чрезвычайно благоприятные условия для российских компаний, т.к. пошлины на нефтепродукты оказались заметно ниже, чем пошлина на нефть, причем эта разница росла по мере роста цены на нефть. Рост цен на нефть в этот период и относительно низкие пошлины на нефтепродукты сделали их конкурентоспособными на мировом рынке. Маржа нефтепереработки стала расти. Система низких пошлин снивелировала разницу между технически оснащенными заводами и предприятиями с

низкой глубиной переработки, что создало ситуацию относительного благополучия в отрасли на фоне технической отсталости. Реально создались условия, когда инвестиции в увеличение глубины переработки не сулили быстрой отдачи и вследствие этого многие проекты модернизации НПЗ откладывались. Прибыль от экспорта в основном использовалась для инвестирования проектов на стадии апстрим, а нефтепереработка инвестировалась «по остаточному принципу». Существовавшая тогда система пошлин на нефтепродукты не давала возможности откликаться на рост спроса на моторное топливо с повышенными экологическими характеристиками, а также создавала в случае снижения экспортных цен на нефть опасность убыточной работы НПЗ.

Была предложена система налоговых пошлин, согласно которой с 01.10.2011 г. пошлина на нефть снижалась до 0,60 от ее цены, пошлины на светлые и темные нефтепродукты устанавливались на уровне 0,66 от пошлины на нефть, на автобензин и прямогонные бензиновые фракции (нафту) – на уровне 0,90. С тем, чтобы стимулировать переработку темных нефтепродуктов (мазута), с 01.01.2015 г. было принято решение уравнивать пошлины на нефть и мазут. Динамика изменений экспортных пошлин в период 2004–2014 гг. представлена в табл. 7.26.

Таблица 7.26

**Система экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты
(значения показателя пошлины от цены нефти)**

Продукты	с 01.02.2011	с 01.05.2011	с 01.06.2011	с 01.10.2011	с 01.01.2015
Нефть	0,65	0,65	0,65	0,60	0,60
Светлые нефтепродукты	0,67	0,67	0,67	0,66	0,66
Автобензин	0,67	0,90	0,90	0,90	0,90
Нафта	0,67	0,67	0,90	0,90	0,90
Темные нефтепродукты	0,467	0,467	0,467	0,66	1,0

Последствия принятых решений по изменению таможенных пошлин таковы, что с увеличением пошлины на нефть в силу применения в ценообразовании на нефтепродукты метода *net back* снижается цена нефти на внутреннем рынке и возрастет маржа нефтепереработки. Но чем выше пошлины на нефтепродукты, тем ниже маржа нефтепереработки. Следует также учесть, что повышение пошлины на темные нефтепродукты до уровня пошлины на нефть ухудшает экономику переработки нефти.

После принятия политического решения об образовании ЕАЭС, было решено для уравнивания уровня пошлин государств-членов ЕАЭС постепенно снижать пошлины до их полной отмены. В качестве компенсации уменьшения пошлин было принято решение об увеличении НДС (налога на добычу полезных ископаемых). Подобная компенсация получила название «налоговый маневр». Результатом реализации налогового маневра было увеличение цен на нефть и снижение рентабельности нефтепереработки.

Следует также отметить, что российский рынок нефтепродуктов является типично олигопольным. Это было отмечено в ряде работ [88, 89]. Практически во всех округах рынки нефтепродуктов – не конкурентные. В каждом из федеральных округов имеются преобладающие поставщики моторных топлив.

Результаты деятельности российской нефтеперерабатывающей промышленности за период 2000–2017 гг. характеризуются рядом парадоксов. Наряду с ростом объемов переработки, увеличением выпуска моторных топлив и других нефтепродуктов, улучшением качества моторных топлив, более энергичным осуществлением программы реконструкции и модернизации отрасли имели место:

- стабилизация в течение достаточно долгого периода такого важного качественного показателя развития отрасли, как глубина переработки, на уровне немногим более 70%, что было значительно ниже показателей развитых стран (85–95%) и свидетельствовало о том, что в стране нефть используется нерационально; положительные сдвиги начались лишь в 2016 г.;
- массовое строительство мини-НПЗ, в то время как во всех странах мира мини-НПЗ закрывались;
- сохранение серьезных дисбалансов в производстве и потреблении основных наиболее крупнотоннажных нефтепродуктов, которое грозит затянуться надолго;
- практически неуклонный рост оптовых и розничных цен на основные нефтепродукты, который происходит, несмотря на серьезные усилия по модернизации действующих производств и введение в строй новых более совершенных и экономически эффективных технологических установок, а также независимо от того, что в конце 2014 г. цены на нефть и, соответственно, на нефтепродукты в большинстве стран мира стали снижаться.

Как уже было отмечено выше, несмотря на усилия нефтепереработчиков по модернизации отрасли, глубина переработки практически не росла, если не считать некоторых положительных итогов проведенной в отрасли модернизации, которая проявилась только в 2016–2017 гг. (табл. 7.27).

Таблица 7.27

Показатели глубины переработки нефти в России в период 2008–2017 гг., %

Показатель	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Глубина переработки	72,1	71,3	71,5	71,0	71,1	71,3	72,1	73,1	75,0	ок. 80

Источник: данные ЦДУ Минэнерго РФ

Такое положение связано с тем, что темпы роста объемов переработки какое-то время обгоняли темпы роста производства моторных топлив. При этом рост в определенной части обеспечивался за счет ввода в эксплуатацию малых и средних НПЗ, многие из которых, кроме установок по прямой перегонке нефти,

никаких установок вторичной переработки не имели. Вопреки мировой тенденции уменьшения числа НПЗ за счет закрытия мелких нерентабельных и не имеющих возможности выпускать качественные нефтепродукты заводов, в России начался бум мини-НПЗ.

Мотивировками создания мини-НПЗ были: возможность переработки нефтей мелких и удаленных месторождений, откуда нет смысла транспортировать нефть; возможность обеспечения нефтепродуктами регионов, удаленных от крупных НПЗ, что могло бы привести к монополизации некоторых рынков; простота технологической схемы, относительно небольшие затраты на сооружение таких заводов. Однако масштабы роста числа мини-НПЗ превзошли все мыслимые пределы и в настоящее время никто толком не знает, сколько таких заводов сейчас в стране. Имеется оценка, что на 01.05.2014 г. таких заводов было 316, хотя в реестре Минэнерго РФ их числится только 63. Американский журнал Oil and Gas Journal приводит данные по 13 мелким и средним НПЗ.

Еще одним парадоксом развития отечественной нефтепереработки является то, что существующие дисбалансы производства и потребления отдельных нефтепродуктов в перспективе могут усугубиться. Это касается мазута, о чем было сказано ранее, и дизельного топлива.

В настоящее время в структуре отечественного автопарка более или менее высокая доля автомобилей с дизельными двигателями сложилась в сегменте легких и тяжелых грузовиков, сельскохозяйственной и промышленной техники. Парк легковых автомобилей только на 5% состоит из машин с дизельным двигателем, а парк автобусов укомплектован машинами с дизельным двигателем на 62%, в то время как в большинстве развитых стран эта доля составляет 100%. Естественно, что если такие соотношения сохранятся в перспективе, дисбалансы между производством и потреблением дизельных топлив в целом, а также между производством дизельных топлив класса 5 и его потреблением на внутреннем рынке, могут усилиться. Более того, эти дисбалансы усилятся в перспективе, поскольку в процессе выполнения программы модернизации отрасли вводятся высокотехнологичные производства дизельных топлив (гидрокрекинг, каталитический крекинг, гидрооблагораживание топлив). Особенно беспокоит вопрос, окажется ли отечественное высококлассное и экологически безопасное топливо для автомобилей с дизельным двигателем конкурентоспособным на основном для российского экспорта европейском рынке?

Представляется, что для сглаживания дисбалансов производства и потребления дизельного топлива в России целесообразно (кроме расширения экспортных ниш) снова вернуться к продвигаемому еще во времена СССР направлению дизелизации автопарка, а также к производству и использованию альтернативных видов топлива. Дизелизация автопарка увеличит внутренний спрос на качественное дизельное топливо, а альтернативные виды топлива уменьшат опасность возникновения дефицита автобензинов.

Что касается дизелизации автопарка, то здесь есть неплохая база в лице отечественного производства линейки дизельных двигателей, в частности, на Яро-

славском моторном заводе. Имеются научные разработки в области автомобильных дизельных двигателей в НИИ автомобилостроения (НАМИ).

Производство альтернативных моторных топлив набирает оборот в мире. Пока объем мирового автопарка, работающего на газомоторном топливе, невелик (20 млн единиц), т.е. немногим более 2% от числа всех автомобилей в мире. Однако, по расчетам специалистов, на период до 2030 г. количество автомобилей с газомоторным топливом увеличится в разы. Вырастет также парк электромобилей и автомобилей с гибридным двигателем.

Одним из направлений сглаживания дисбаланса производства и потребления дизельных фракций является их использование в качестве нефтехимического сырья.

Среди парадоксов развития отечественной нефтеперерабатывающей промышленности следует отметить применяемую до сих пор схему работы в режиме давальческой схемы (процессинга). Процессинг – это способ хозяйствования, доставшийся нам со времен 1990-х годов, когда из-за высокой инфляции НПЗ практически потеряли оборотные средства и не могли заплатить за поступающую к ним нефть. Ряд российских НПЗ работают и сейчас по такой схеме. Они не покупают нефть и, следовательно, не являются собственниками получаемых нефтепродуктов. На НПЗ рассчитываются только эксплуатационные расходы, т.е. оказываемая поставщику нефти (давальцу) услуга. Цена процессинга (издержки с определенной рентабельностью) устанавливается на основе договорных отношений между НПЗ и нефтяной компанией (давальцем).

При работе по давальческой схеме (процессингу) НПЗ не заинтересован в снижении издержек; при такой работе отсутствует прозрачность в формировании затрат и возможность оценки экономической эффективности за счет увеличения выпуска целевых продуктов, сокращения расходов сырья и материалов, уменьшения потерь и т.п. Из-за того, что налоги при реализации нефтепродуктов уплачиваются по месту нахождения офиса нефтяной компании (в основном, в Москве, Санкт-Петербурге), уменьшается прирост ВВП в регионе размещения НПЗ и, соответственно, в бюджете регионов. При работе по схеме процессинга нефтеперерабатывающие заводы не имеют достаточных финансовых средств на модернизацию.

В настоящее время лишь ряд независимых НПЗ и компания ЛУКОЙЛ работают по схеме работы с покупной нефтью и имеют, по их мнению, ряд преимуществ, таких как увеличение прозрачности при формировании полной себестоимости продукции и, следовательно, оптовых цен; на таких заводах увеличилась прибыль и появилась возможность ее рекапитализации для целей модернизации и реконструкции. Наконец, такие НПЗ стали более полноценно участвовать в формировании региональных бюджетов.

Еще одним парадоксом современной нефтеперерабатывающей промышленности является то, что несмотря на проведение серьезной работы по техническому совершенствованию отрасли, не удается добиться не то чтобы снижения, но даже стабилизации цен на нефтепродукты. Рост цен – постоянная тенденция,

сдерживаемая лишь за счет вмешательства государства. При этом если из-за падения мировых цен на нефть практически во всех странах снизились и цены на нефтепродукты, то этого не произошло в России.

В России цены на нефтепродукты не снизились, а наоборот, даже выросли. Эксперты объясняют это тем, что вертикально интегрированные нефтяные компании (ВИНК) хотят ускорить возврат инвестиций от модернизации НПЗ. Но это также говорит об обособленности российского рынка нефтепродуктов от мировых тенденций.

При анализе динамики внутренних цен на нефтепродукты эксперты обращают внимание на фактор непрозрачности российского рынка нефтепродуктов, поскольку не ясно, за какую цену продают нефть своим «дочкам» вертикально интегрированные нефтяные компании (иначе говоря, каковы трансфертные цены).

Заметное влияние на колебания цен, точнее, на уровень роста цен, оказали изменения в налогообложении.

С середины 2012 г. началась дифференциация акцизов, в частности, снижение акцизов на топливо классов 4 и 5, что существенно повлияло на увеличение выпуска топлив высоких классов. В период 2013–2015 гг. акцизы на топливо классов 4 и 5 повышались, что привело к росту цен. Также на тенденцию к повышению повлияло изменение курса рубля к доллару.

Акциз на реализуемое на АЗС топливо поступает в государственный бюджет. Министерство финансов заинтересовано в повышении акцизов. Но их увеличение повышает цену топлива и тем самым ударяет по кошельку покупателей, повышая градус социальной напряженности в стране. Чтобы избежать этого, Федеральная антимонопольная служба (ФАС) внесла предложение ежемесячно менять ставки акцизов на автомобильное топливо, привязав их к цене нефти. Если цена нефти возрастает, то акциз снижается, а если снижается цена нефти, то акциз возрастает. По мнению представителей ФАС, такие гибкие акцизы позволят снизить негативное влияние колебания мировых цен на цены внутреннего рынка и осуществлять более четкое планирование деятельности нефтяных компаний. Было даже введено понятие «обратный акциз», что само по себе странно, поскольку акциз – это начет.

Но, по сути дела, такой подход к формированию цен на автомобильное топливо означает увеличение доли «ручного» управления нефтяным комплексом страны.

Для регулируемой рыночной экономики базовыми все же должны быть рыночные механизмы, а их могут обеспечить устойчивые «правила игры» для нефтяных компаний и биржевая торговля.

На бирже на основе анализа биржевых и внебиржевых сделок осуществляются прозрачные процедуры определения ценовых индикаторов и устанавливаются «справедливые» цены, учитывающие как динамику мировых котировок, так и специфику российского рынка нефтепродуктов.

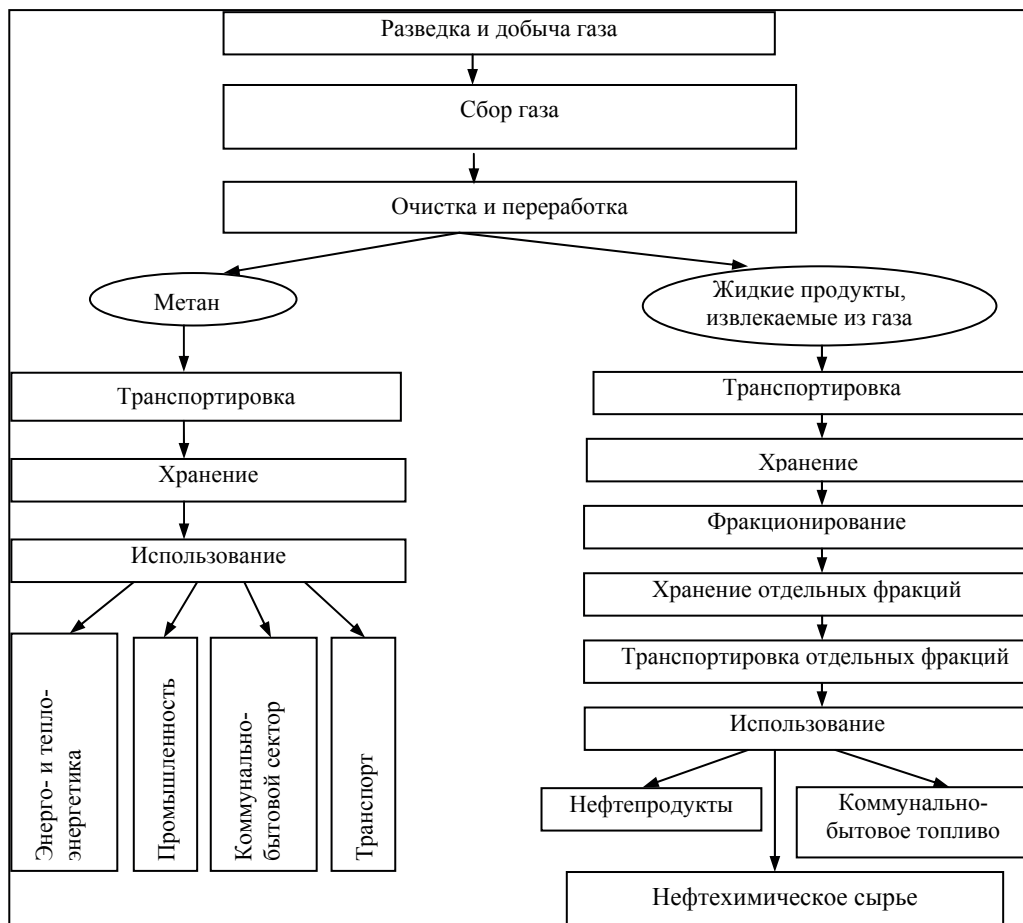
Первая отечественная биржа нефтепродуктов (Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа – СПбМТСБ) начала функционировать

с 2008 г. Торговля нефтепродуктовыми фьючерсами началась на ней в 2010 г., а нефтяными фьючерсами – в 2011 г. В 2013 г. через биржу СПБМТСБ и биржу «Санкт-Петербург» было реализовано 13,5 млн т светлых нефтепродуктов, что составляет немногим более 10% их суммарного производства. Пока это нижний предел, от которого считается, что биржевая торговля в стране налажена. Однако, учитывая темпы роста биржевой торговли (2010 г. – 8,3 млн т, 2013 г. – 13,5 млн т; среднегодовой темп роста – 17,7%), а также тот факт, что индексы биржи уже стали базовым активом при формировании фьючерских контрактов, можно надеяться на возможное в перспективе расширение биржевой торговли и установление на бирже «справедливой» цены на российском рынке нефтепродуктов.

В заключение раздела следует отметить, что выбранный путь модернизации и технологического перевооружения нефтеперерабатывающей промышленности является правильным. Это путь перевода отрасли на рельсы современного экологически оправданного развития. Это путь «встраивания» отечественной нефтепереработки в мировую систему производства, потребления и торговли нефтепродуктами не в качестве сырьевого придатка и поставщика продукции с низкой степенью добавленной стоимости и невысокого качества, а в качестве полноценного участника мирового рынка нефтепродуктов. Это путь расстановки предприятий переработки по степени эффективности их функционирования в зависимости от вложенных средств в модернизацию. Это путь роста производства более качественной продукции, ликвидации дефицитов и, в конечном счете, сдерживания цен.

8. МИРОВАЯ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

8.1. Общий обзор



Источник: R. Hubbard. The Role of Gas Processing in the Natural-Gas Value Chain // JPT, 2009, № 8, p. 65–71

Рис. 8.1. Технологическая цепочка переработки газа и использования продуктов переработки газа

Природный газ, добываемый на газовых и газоконденсатных месторождениях, а также попутный нефтяной газ, добываемый совместно с нефтью, содержат в своем составе широкую гамму углеводородов. Газ, добываемый из верхних, так называемых сеноманских горизонтов газоносных провинций, содержит в своем составе, в основном, метан; содержание других углеводородов в нем не-

велико. Газ, добываемый из более глубоких валанжинских горизонтов, содержит наряду с метаном довольно значительное количество этана, пропана, бутанов, углеводородов C_{5+} . Газ газоконденсатных месторождений содержит значительное количество таких углеводородов, как пропан, бутаны, фракции C_{5+} . Повышенное содержание пропан-бутановых фракций содержит попутный нефтяной газ.

В большинстве газодобывающих стран газ, прежде чем отправиться в магистральный газопровод, обязательно проходит процесс переработки на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) с целью извлечения из него иных, кроме метана, углеводородов, а именно: этана, пропана, бутанов, дебутанизованного газового конденсата, углеводородов C_{5+} и др. Это необходимо для подготовки добытого газа к дальнему транспорту, а также для извлечения из него ценных углеводородов с целью их использования в различных отраслях экономики и в качестве коммунально-бытового топлива.

Переработке на газоперерабатывающих заводах подвергается также попутный газ, получаемый при добыче нефти. В составе этого газа имеются этан, пропан, бутаны, углеводороды C_{5+} . Схема переработки газа представлена на рис. 8.1. В случае, когда в составе газа и газоконденсатной смеси имеется сероводород, используется схема очистки от сероводорода с получением газовой серы.

Продукты, извлеченные из природного и попутного нефтяного газа, находят широкое применение в различных сферах экономики (рис. 8.2).

Компонент	Сферы использования
Этан (C_2)	Нефтехимическое сырье для производства этилена
Пропан (C_3)	Нефтехимическое сырье для производства пропилена и этилена. Связанное с местом жительства и промышленное топливо в сельских зонах, транспортировка топлива
Изобутан ($i-C_4$)	Сырье для нефтеперерабатывающего завода установки алкилирования, сырье для производства метилтретбутилового эфира. Использование топлива как компонента в LPG (сжиженном углеводородном газе)
Нормальный бутан ($n-C_4$)	Смешение с бензином, нефтехимическое сырье для производства легких олефинов. Использование топлива как компонента в LPG, изомеризация в изобутан
Природный бензин (C_{5+})	Сырье нефтеперерабатывающего завода для установки риформинга или изомеризации, нефтехимическое сырье для производства легких олефинов
Часто продаваемый как сжиженный нефтяной газ LPG может быть смесью C_3, C_3-C_4 или преимущественно C_4 ** Природный бензин – североамериканский термин, также называемый в других регионах легкой нефтью или конденсатом	

Рис. 8.2. Продукты, получаемые при переработке природного и попутного нефтяного газа

Общая характеристика мировой газоперерабатывающей промышленности представлена в табл. 8.1.

Таблица 8.1

Динамика развития мировой газоперерабатывающей промышленности

Показатели	Ед. изм.	1992 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2012 г.	2013 г.	2015 г.
Мощности ГПЗ	млрд м ³ /год	1772,6	2292,9	2473,2	2673,0	2765,4	2807,6	2869,5
Объем переработки газа	млрд м ³	1068,2	1460,1	1564,0	1587,1	1600,6	1601,8	1622,5
Объем производства жидких продуктов	млн т/год	159,6	215,4	255,3	248,9	253,2	256,2	256,2

Источник: *Oil and Gas Journal. World Gas Processing, 1993–2009, 2010, 2014, 2015, 2016*

В 2010 г. в мире было 1698 ГПЗ, в т.ч. в США – 585, Канаде – 969, РФ – 26, Иране – 22, Италии – 20, Венесуэле – 14, Индонезии – 13, Великобритании – 11, Индии – 11, Саудовской Аравии – 11. В 2009 г. число заводов составляло 1896. В 2013 г. число заводов возросло до 1983, в т.ч. в США за счет предприятий, перерабатывающих сланцевый газ (с 598 до 624). Всего в мире на 1.01.2015 г. было 2013 заводов, в т.ч. в США – 666, Канаде – 979, России – 26, Иране – 22, Италии – 20, Египте – 20, Пакистане – 15, Бразилии – 15. Степень использования мощностей газопереработки в мире в 2014–2015 гг. не превышала 60%.

В период 1992–2015 гг. в мировой газоперерабатывающей промышленности произошли заметные структурные изменения. Снизилась доля регионов Северной Америки, Западной Европы, Восточной Европы и бывшего СССР, но возросла доля Ближнего Востока и Азиатско-Тихоокеанского региона.

Степень использования мощностей ГПЗ снизилась с относительно низкого уровня 64% в 2000–2004 гг. до еще более низкого уровня в 2015 г., когда мощности использовались чуть больше 55%.

Число ГПЗ в мире с 1595 в 1997 г. возросло до 1736 в 2001 г., в основном, за счет прироста числа заводов в ближневосточных странах и в Азиатско-Тихоокеанском регионе. В 2004 г. – до 1822, в 2015 г. – до 2020. Некоторые изменения произошли и в расстановке мест среди 10 наиболее крупных производителей жидких продуктов из природного и попутного нефтяного газа (табл. 8.2).

В мировой газоперерабатывающей промышленности доминируют США. Мощности американских ГПЗ в период 1992–2015 гг. возросли с 725 млрд м³ до 920,4 млрд м³. За этот период число ГПЗ в США сначала снижалось с 735 в 1992 г. до 590 в 2000 г., а затем возросло до 670 в 2015 г. Снижение числа ГПЗ происходит за счет вывода из эксплуатации мелких и малорентабельных заводов и объединения ряда предприятий, а последующий рост предприятий газопереработки США связан с развитием добычи сланцевого газа и вводом крупных мощностей.

Таблица 8.2

Первые 10 стран – наиболее крупных производителей жидких продуктов из природного и попутного нефтяного газа на ГПЗ

Страны	2000 г.	2004 г.	2015 г.
	место	место	Место
США	1	1	1
Канада	2	3	3
Мексика	4	5	4
Россия	6	7	8
Индонезия	–	–	–
Венесуэла	8	9	10
Алжир	10	–	–
Катар	–	–	–
Австралия	–	6	7
Кувейт	–	4	5
Саудовская Аравия	3	2	2
ОАЭ	5	8	9
Иран	7	–	6
Индия	9	9	–
Норвегия	–	10	–

Источник: Oil and Gas Journal. Приложение «Gas processing»

В силу того, что на первых этапах добычи сланцевого газа основным продуктом был газ, состоящий из метана, прироста производства жидких продуктов при росте числа ГПЗ и увеличении их суммарной мощности не наблюдалось, а степень использования мощностей снижалась. В этот период были построены заводы в районах добычи сланцевого газа в штатах Северная Дакота, Огайо, Западная Виргиния, Техас и Луизиана. Новые ГПЗ в этих районах были нацелены на переработку т.н. «жирного» сланцевого газа (газа, содержащего углеводороды C_{2+}), а также газового конденсата. От месторождений сланцевого газа к ГПЗ или центральным пунктам сбора газа протягивались газопроводы. Образно говоря, США бросили все силы на сланцы [90].

Крупнейший газоперерабатывающий кластер в США находится в г. Монт-Беллвью в 30 км от г. Хьюстон в штате Техас. Именно здесь формируется северо-американский рынок жидких продуктов переработки газа. Здесь перерабатывается основное количество сланцевого газа, добываемого на месторождениях Eagleford в шт. Техас и Medford в шт. Оклахома.

В газоперерабатывающем и газохимическом кластере в г. Монт-Беллвью лидирующие позиции занимают американские компании: Enterprise Products Partners, Targa Resources LP и Oneok Partners.

Все газоперерабатывающие предприятия кластера связаны газопроводами с месторождениями по добыче газа.

В кластере налажено производство этана, который передается в качестве сырья на нефтехимические предприятия шт. Техас, обеспечивая владельцам

этих предприятий конкурентные преимущества по сравнению с производителями нефтехимической продукции, выпускаемой на базе прямогонных бензиновых фракций (нафты).

Основными сферами потребления жидких продуктов, получаемых из газа, являются нефтепереработка, нефтехимия, топливные нужды. Динамика структуры потребления жидких продуктов, получаемых в США из газа, приведена в табл. 8.3.

Таблица 8.3

Структура потребления жидких продуктов, получаемых из газов, в США, %

Сферы использования	1974 г.	1984 г.	1994 г.	2002 г.	2004 г.	2015 г.
Нефтехимия	32	36	52	56	60	60
Нефтепереработка	32	25	20	15	22	20
Топливо и другие сферы	36	39	28	29	18	20
Итого	100	100	100	100	100	100

Источник: *Oil and Gas Journal*

Наиболее высокими темпами растет потребление жидких углеводородов, получаемых из газов, в сфере нефтехимии. В США, как ни в какой другой стране, высока доля газового сырья, используемого для получения основных полупродуктов этой отрасли – этилена и пропилена.

Цены на сжиженные углеводородные газы, получаемые на ГПЗ США, достаточно тесно коррелируют с ценами нефти и природного газа.

Вторым по значимости производителем жидких углеводородов из газа долгое время была Канада.

В 2015 г. в Канаде функционировало 980 ГПЗ, суммарная мощность которых составляла 550 млрд м³. В 2015 г. было переработано 335 млрд м³ газа, часть из которых составили газы, добытые из битуминозных песчаников. Степень использования мощностей составила чуть больше 60%.

Прирост мощностей по переработке газа в Канаде в период 2014–2015 гг. был небольшим, но объем переработанного газа возрастал на гораздо большие объемы, что сказалось на увеличении степени использования мощности.

Строительство новых ГПЗ и газопроводов осуществляется в основном газодобывающем районе Канады – провинции Альберта, а также в районе добычи битуминозных песчаников – провинции Британская Колумбия.

С 2000 г. на третье место по производству жидких продуктов из природного и попутного нефтяного газа вышла Саудовская Аравия. На 11 ГПЗ суммарной мощностью 119,4 млрд м³/год в 2015 г. было переработано 85,6 млрд м³ газа и произведено 51,4 млн т жидких продуктов.

Энергично развивается газоперерабатывающая промышленность и в других ближневосточных странах (Объединенных Арабских Эмиратах, Катаре, Омане, Иране и др.).

На четвертом месте по производству жидких продуктов из природного газа находится Мексика. Мощности 8 мексиканских заводов составили на 01.01.2015 г. 50,7 млрд м³/год, объем переработки – почти 29,0 млрд м³, выпуск жидких продуктов достиг 13 млн т.

Россия не относится к числу крупнейших стран по масштабам переработки газов на ГПЗ. Из 26 российских ГПЗ 4 принадлежат Газпрому, 10 – Сибуру, два завода находятся в ведении независимой газовой компании НОВАТЭК, еще 10 принадлежат нефтяным компаниям.

Крупные мощности по переработке сосредоточены в Венесуэле. 14 ГПЗ Венесуэлы имели в 2015 г. мощность 40 млрд м³/год, перерабатывали 36,0 млрд м³ и выпускали свыше 5,0 млн т жидких продуктов из газа.

Активно развивается газоперерабатывающая промышленность в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Наряду с традиционными производителями жидких продуктов из газа в регионе (Индонезией и Австралией) появились ГПЗ в Индии, Малайзии, Пакистане, Таиланде. Созданы газоперерабатывающие производства в Вьетнаме, Мьянме. Во Вьетнаме компания ВР в 2002 г. построила ГПЗ вблизи г. Хошимина. Компании Petroleum Authority of Thailand (Таиланд) и Petronas (Малайзия) построили ГПЗ в Мьянме (Бирме).

Из стран региона наибольшего производства жидких продуктов из газа достигли Индия и Индонезия.

В Африке традиционными странами – производителями жидких продуктов из природного газа являются Алжир (мощность ГПЗ в 2015 г. – 53,8 млрд м³/год), Египет (47,4 млрд м³/год), Ливия (50,0 млрд м³/год) и Нигерия (почти 20 млрд м³/год).

Крупное строительство намечено в Нигерии, где консорциум компаний Sasol (ЮАР) и Chevron (США) реализуют крупнейший проект «Эскравос», в состав которого входят заводы по производству синтетического жидкого топлива из природного газа и сжиженного природного газа. Проект по переработке попутного газа и получению сжиженного природного газа и жидких продуктов из газа осуществляет совместная компания (60% Nigerian National Petroleum Corp. и 40% Chevron Nigeria Ltd). Проект было задумано осуществить поэтапно. На первом этапе предполагалось сооружение ГПЗ мощностью 1,9 млрд м³/год и производительностью 220 тыс. т/год жидких продуктов. Вторая фаза предусматривала увеличение мощности ГПЗ до 2,9 млрд м³/год, а производства жидких продуктов – до 320 тыс. т/год. Третья фаза предполагала доведение мощности по переработке газа до 4,1 млрд м³/год, а производства жидких продуктов – до 470 тыс. т/год. В Нигерии в рамках проекта «Эскравос» ГПЗ по производству жидких продуктов построены, а создание производства жидких продуктов по технологии GTL так и не завершено.

В Западной Европе основными производителями жидких продуктов из природного газа являются Великобритания и Италия. Мощности ГПЗ в этих странах в 2015 г. составляли 146,5 млрд м³/год и 52,2 млрд м³/год соответственно. Относительно небольшие ГПЗ имеются в Норвегии, Нидерландах и Франции. Расши-

рение ГПЗ компании Statoil в Кёрсто (Норвегия) – до 2,3 млрд м³/год, реконструировано три ГПЗ в Великобритании. Суммарные мощности западноевропейских заводов достигли в 2015 г. 261 млрд м³/год, объем переработки со 108 млрд м³ в 2004 г. снизился в 2015 г. до 96 млрд м³ из-за падения добычи газа вследствие истощения запасов на шельфе Северного моря.

В Латинской Америке крупными производителями жидких продуктов из природного и попутного нефтяного газа являются уже упоминавшиеся Мексика и Венесуэла. Относительно небольшие газоперерабатывающие установки имеются в Аргентине, Боливии, Бразилии, Колумбии, Чили, Перу, Тринидаде и Тобаго.

На пространстве СНГ за последнее время было осуществлено строительство ГПЗ в г. Тенгизе (Казахстан). Завод вступил в эксплуатацию в 2001 г. Получаемые на этом заводе жидкие продукты транзитом через Россию направляются на экспорт в страны Центральной и Восточной Европы. В Казахстане намечено расширение Карачаганакского ГПЗ, а в Азербайджане был создан ГПЗ для переработки попутного нефтяного газа с новых морских месторождений.

Значительным подспорьем сырьевого обеспечения газоперерабатывающей промышленности мира является газовый конденсат. Сланцевая революция в США подстегнула и без того находящуюся на подъеме добычу газа и газового конденсата, в том числе из низкопроницаемых коллекторов. В отличие от нефти, газовый конденсат формируется в пласте вместе с газом – как в связанной, так и в несвязанной форме. В процессе первичной переработки конденсата получают более 50% высококачественной нефти, т.е. легких бензиновых фракций с низким содержанием серы, малой кислотностью и малым содержанием тяжелых металлов. Этот продукт является сырьем нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности и экспортируется в страны, не располагающие ресурсами нефтегазового сырья, но имеющие развитые отрасли нефтепереработки и нефтехимии. Получаемые в процессе стабилизации конденсата продукты (кроме нефти) перерабатываются на газоперерабатывающих заводах с получением сжиженных углеводородных газов (СУГ или LPG в англоязычной интерпретации) и сухого отбензиненного газа.

Мировое производство газового конденсата в 2015 г. составило 6094 тыс. барр. (213 млн т). Наибольших объемов производства газового конденсата в 2015 г. добились Саудовская Аравия (28,1 млн т), Катар (27,1 млн т), США (23,3 млн т) и Россия (21 млн т). Предполагается, что к 2020 г. Саудовская Аравия сохранит первое место в мире по производству газового конденсата, на второе место выйдут США, на третье – Иран, на четвертое – Катар, на 5-м месте будет Россия. Рост добычи конденсата и производство продуктов на его основе (нафта, сжиженные углеводородные газы (LPG)) может внести заметные изменения на рынках углеводородов [91].

Поставки из США позволили не только насытить рынки стран Атлантического региона, но и в значительной степени покрыть растущий спрос в АТР.

Возросли поставки LPG из США в Китай. Положительным моментом увеличения экспорта из района Мексиканского залива явилось открытие нового Панамского канала. Американский LPG стал поступать в Европу: начались поставки в Великобританию, Норвегию, Швецию.

Реальные перспективы стать драйвером развития мирового рынка газового конденсата и насыщения рынка продуктами газопереработки, наряду с Саудовской Аравией и США, имеет Иран. После снятия многолетних санкций и возможного притока в эту страну иностранных инвестиций и технологий смогут начаться работы по реализации проектов освоения крупнейшего газоконденсатного месторождения Южный Парс, строительство газоперерабатывающих предприятий. При этом в качестве основных покупателей продуктов иранской газопереработки будут выступать такие страны АТР, как Ю. Корея, Сингапур. Однако из-за возникших новых разногласий между США и Ираном реализация этой программы откладывается.

8.2. Производство и потребление сжиженных нефтяных газов в мире

Наиболее распространенными видами продукции, получаемой на газоперерабатывающих заводах, являются сжиженные нефтяные газы^{*)}. По классификации ООН, сжиженные нефтяные газы (liquefied petroleum gases – LPG) представляют собой углеводороды, которые находятся в газообразном состоянии при условиях нормальной температуры и давления, но переходят в сжиженное состояние путем сжатия или охлаждения для облегчения их транспортировки, перегрузки и хранения. Сжиженные нефтяные газы (в дальнейшем именуемые, в соответствии с международной классификацией, LPG) состоят в основном из пропана и бутанов, помимо которых, в состав LPG входят пропан-пропиленовая и бутан-бутиленовая фракции процессов переработки нефти. Соотношение пропана и бутанов в составе LPG может колебаться от почти чистого пропана до почти чистых бутанов, причем в последнем случае примеси изобутана не превышают 20%.

LPG играют хотя и не столь значительную, но постоянно возрастающую роль в мировом нефтегазовом комплексе (табл. 8.4).

Таблица 8.4

Роль LPG в мировом нефтегазовом комплексе

Показатели	1970 г.	1980 г.	1990 г.	2000 г.	2004 г.	2005 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Объем потребления LPG, млн т	70	95	142	196	214	220	257	267	270
Доля в суммарном потреблении нефти и газа, %	2,6	2,2	2,9	3,5	3,0	3,5	3,3	3,6	3,5

^{*)} в российской практике – сжиженные углеводородные газы (СУГ).

LPG извлекаются из попутного нефтяного газа и из природного (богатого этаном) газа на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ), а также получаются в процессах переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ).

Применяются различные технологические схемы получения LPG. Простые абсорбционные схемы стали использоваться с 1960-х годов, постепенно заменяясь более сложными схемами селективной абсорбции и низкотемпературной ректификации. Переход к более совершенным схемам позволил увеличить степень отбора LPG от потенциала с 50–60% до 70–80%. В 1970-е годы появились низкотемпературные схемы с турбодетандерами, обеспечивающие отбор LPG от потенциала на уровне 85–90%. Использование энерготехнологических схем в процессах низкотемпературного извлечения LPG привело к тому, что на современных установках степень извлечения от потенциала достигает 95–99%.

Наиболее крупным источником получения LPG являются газоперерабатывающие заводы, на которых LPG извлекаются в составе жидких продуктов переработки попутного нефтяного и природного газов.

Суммарные объемы производства LPG в мире в период 1990–2015 гг. (по расчетам консалтинговой фирмы Purvin & Gertz) приводятся в табл. 8.5.

Таблица 8.5

Динамика производства LPG в мире в период 1990–2015 гг.

Показатели	1990 г.		2000 г.		2005 г.		2010 г.	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%
Выпуск на ГПЗ	96	67,6	146	72,3	150	68	154	60
Выпуск на НПЗ	46	32,4	56	27,7	71	32	103	40
Всего	142	100	202	100	221	100	257	100

Показатели	2013 г.		2014 г.		2015 г.	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%
Выпуск на ГПЗ	154	60	160	60	161	60
Выпуск на НПЗ	103	40	107	40	109	40
Всего	257	100	267	100	270	100

Источник: 1990–2014 гг. – данные компании «Purvin & Gertz»; 2015 г. – расчеты одного из авторов

В период 1997–2015 гг. рост производства LPG в мире составил 1,8% в год. По прогнозным оценкам консалтинговой фирмы «Purvin & Gertz», сделанным в 2014 г., темп роста мирового производства LPG в период 2015–2020 гг. не превысит достигнутый ранее уровень. Удельный вес производства LPG на ГПЗ, по прогнозу на ближайшие 5 лет, превысит уровень 60%. Прирост производства LPG в мире связан как со строительством новых, реконструкцией и расширением действующих ГПЗ и заводов по сжижению природного газа, так и с модернизацией и расширением НПЗ в развитых странах, а также строительством новых НПЗ в развивающихся странах. Повышенные требования к качеству автобензина, в частности, в отношении давления насыщенных паров, постепенно приводят

к сокращению использования нормального бутана как компонента автобензина, и увеличению его товарных ресурсов на НПЗ.

В региональной структуре производства LPG в период 1985–2015 гг. произошли заметные сдвиги. Выявленные тенденции характеризуются данными табл. 8.6.

Среди региональных сдвигов в период 1985–2015 гг. наиболее характерными являются: снижение удельного веса регионов Северной Америки, Западной Европы и бывшего СССР; рост – в ближневосточных странах, Африке и Азиатско-Тихоокеанском регионе. Эти же тенденции сохранятся на перспективу – за исключением того, что несколько вырастет удельный вес стран Восточной Европы и бывшего СССР.

Значительный рост производства был в ближневосточных странах, что происходило благодаря увеличению внутреннего спроса на нужды нефтехимии, а также эффективности экспорта этого продукта. В США и Канаде производство LPG в период 2004–2010 гг. снижалось, затем за счет сланцевого газа в США и газа битуминозных песчаников в Канаде стало расти, но превзойти уровень 2005 г. не удалось.

Таблица 8.6

**Изменение региональной структуры мирового производства LPG
в период 1990–2015 гг.**

Регионы	1990 г.		1995 г.		2000 г.		2005 г.		2015 г.	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%
Северная Америка	46,4	33,1	55,7	33,3	60,2	30,7	61,0	28,5	58	21,5
Ближний Восток	24,1	17,2	31,6	18,9	34,5	17,6	42,0	19,6	70	25,9
Европа	15,8	11,3	21,3	12,8	21,0	10,7	18,0	8,4	20	7,4
Латинская Америка	17,3	12,4	20,3	12,2	23,7	12,1	24,0	11,2	27	10,0
Азиатско-Тихоокеанский регион	17,4	12,4	22,7	13,6	34,5	17,6	42,0	19,6	53	19,5
Африка	7,6	5,5	8,2	4,9	14,8	7,6	17,0	7,9	22	8,1
Бывший СССР	11,4	8,1	7,2	4,3	7,3	3,7	10,0	4,8	20	7,6
Итого	140,0	100	167,0	100	196,0	100	214,1	100	270	100

Мировой спрос на LPG, начиная с середины 1980-х годов, рос достаточно быстро (млн т): 1985 г. – 116; 1990 г. – 137; 1995 г. – 167; 2000 г. – 196; 2001 г. – 202; 2002 г. – 211; 2005 г. – 214; 2015 г. – 270. Ежегодный прирост потребления LPG в мире составил в период 1985–2002 гг. 3,5%, 1985–2004 гг. – 2,8%, 2004–2015 гг. – 2,2%.

Серьезных региональных структурных сдвигов в потреблении LPG не произошло. По-прежнему основными потребителями остаются регионы Северной и Южной Америки, Западной Европы и Азиатско-Тихоокеанского региона (табл. 8.7).

В период 1991–2004 гг. Азиатско-Тихоокеанский регион по уровню потребления LPG приблизился к региону Северной Америки, а с 2005 г. стал самым

большим потребителем продукта. Особенно заметно возросла доля региона в мировом потреблении LPG в период 2004–2015 гг. Развивающиеся страны региона Латинской Америки в этот период по уровню потребления LPG приблизились к странам Европы. Почти в полтора раза возросла доля ближневосточных стран и более чем вдвое снизилась доля стран бывшего СССР. В период 1995–2015 гг. наиболее высокие среднегодовые темпы роста потребления были в регионе Ближнего Востока (около 7%), Азиатско-Тихоокеанском регионе (4,2%, в т.ч. в Китае – 13,0%) и Африке (4,4%). В странах Латинской Америки темп роста потребления LPG был всего 1,1%. В развитых странах Западной Европы темпы роста потребления LPG были на уровне 1%, в странах Восточной Европы и бывшего СССР в 2001–2015 гг. потребление LPG росло на 2,7% в год, а в странах Северной Америки потребление сжиженных нефтяных газов практически стабилизировалось.

Таблица 8.7

Региональная структура потребления LPG в мире в 1990–2015 гг.

Регионы	1990 г.		1995 г.		2000 г.		2005 г.		2015 г.	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%
Северная Америка	46,0	33,7	55,3	33,0	57,9	29,6	60,0	28,6	55,0	20,4
Азиатско-Тихоокеанский регион	32,1	23,5	43,1	25,8	56,5	28,8	64,0	29,0	97,0	36,7
Европа	22,0	16,1	25,2	15,0	26,8	13,7	30,1	13,0	30,0	11,1
Ближний Восток	4,9	3,6	8,2	4,9	11,8	6,0	15,0	7,8	30,0	11,1
Латинская Америка	16,7	12,2	23,3	13,9	28,7	14,6	28,3	14,1	29,0	10,7
Африка	4,0	2,9	5,4	3,2	7,1	3,6	8,3	3,7	13,0	4,8
Бывший СССР	10,9	8,0	7,1	4,2	7,2	3,7	8,3	3,8	14,0	5,2
Итого	136,6	100	167,6	100	196,0	100	214,0	100	270	100

Источники: данные компании «Purvin & Gertz», регулярно публикуемые в журнале Oil and Gas Journal – 1990 = 2005 гг.; расчеты одного из авторов – 2015 г.

Основными сферами использования LPG являются коммунально-бытовой и коммерческий сектора, нефтехимия, различные отрасли промышленности, нефтепереработка (где LPG используется как компонент автобензина). Кроме того, LPG используется непосредственно как моторное топливо. Данные о современном состоянии и прогноз изменения структуры отраслевого потребления LPG в мире приведены в табл. 8.8. По прогнозам экспертов, коммунально-бытовой сектор и нефтехимия в дальнейшем еще более упрочат свое доминирующее положение на рынке LPG.

В коммунально-бытовом и коммерческом секторе LPG используются для отопления и приготовления пищи, как топливо для индивидуальных водонагревателей. В этом секторе отчетливо проявляется сезонность спроса: потребление LPG в летние месяцы на 3,5–4,0 млн т меньше, чем в зимний период. Поставки LPG для коммунально-бытового сектора осуществляются в баллонах, однако в последнее время все шире стали использоваться поставки в цистернах, что су-

существенно удешевляет стоимость доставки газа. В ряде стран пропан-бутановая смесь используется как регулятор неравномерности потребления природного газа для коммунально-бытовых целей.

Таблица 8.8

**Структура мирового потребления LPG по направлениям использования
в период 1985–2015 гг.**

Сферы использования	1985 г.		2000 г.		2015 г.	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%
Коммунально-бытовой и коммерческий сектор	50	43	88	45	131	48,5
Нефтехимия	23	20	43	22	57	21,1
Промышленность	15	13	21	11	24	8,9
Автомобильное топливо	9	8	16	8	24	8,9
Прочие (включая нефтепереработку)	19	16	28	14	34	12,6
Итого	116	100	196	100	270	100

Источник: данные компании Purvin and Gertz (1985–2000 гг.); расчеты одного из авторов – 2015 г.

Среднедушевые показатели использования LPG в коммунально-бытовом секторе существенно выросли. Если в 1985 г. в среднем по миру потреблялось для коммунально-бытового сектора 10 кг/чел, то в 2000 г. – 15 кг/чел, в 2015 г. потреблялось свыше 20 кг/чел. Показатели среднедушевого потребления отличаются по регионам мира: в североамериканском регионе для этих целей потребляется 42 кг/чел, в странах Латинской Америки – 37, Ближнего Востока – 32, западноевропейских странах – 23, бывшего СССР – 12,5, восточноевропейских странах – 11, Африке – 7, на Индостанском субконтиненте – всего 3. Наиболее высокие показатели потребления LPG в коммунально-коммерческом секторе отмечены в Эквадоре – 65 кг/чел. [90].

LPG в коммунально-бытовом и коммерческом секторах конкурирует с природным газом, жидкими нефтепродуктами и электроэнергией. Наибольшую конкуренцию LPG в коммунально-бытовом секторе составляет природный газ. Однако это касается стран с разветвленной системой распределения природного газа. Между тем, наибольший прирост потребления LPG в коммунально-бытовом секторе ожидается именно в тех странах, где степень разветвленности газоснабжения низкая. Это, прежде всего, страны Азиатско-Тихоокеанского региона, из которых следует выделить многонаселенные Китай, Индию, Пакистан, а также не имеющие собственных газовых ресурсов Японию, Южную Корею, Тайвань и др. В 1985 г. спрос на LPG в Китае и Индии для обеспечения коммунально-бытового сектора составлял 5% от общемирового потребления на эти цели. По оценке эксперта, в Китае и Индии потреблялось более 20% LPG, расходуемых в коммунально-бытовом секторе. Рост спроса на LPG для коммуналь-

но-бытовых целей ожидается также в развивающихся странах Южной и Центральной Америки, Африки, на Ближнем Востоке, в республиках бывшего СССР и в восточноевропейских странах. В Китае рост спроса на LPG в период 2000–2013 гг. шел со скоростью 5,5% в год, в 2013 г. составил 9,5%, но затем стал снижаться, так как после ввода газопроводов «Запад – Восток» в Китае началась газификация ряда территорий, где использовался LPG.

Вторым по значимости сектором потребления LPG в мире является нефтехимия. В период 1985–2000 гг. темп роста потребления LPG для нужд нефтехимии составлял 4,3% в год, в 2001–2005 гг. превысил 5,0%, а в период 2005–2015 гг. составил 2,5%. LPG используется в нефтехимии как сырье для производства этилена и пропилена, а также для производства мономеров промышленности синтетического каучука (бутадиена, изобутилена), метилтретичнобутилового эфира (МТБЭ) – компонента автобензинов для улучшения экологических характеристик, а также полиизобутиленов.

В последнее время появились ряд новых технологических процессов, позволяющих существенно расширить возможности LPG как нефтехимического сырья. К ним можно отнести процесс дегидрирования пропана в пропилен (для получения полипропилена, окиси пропилена, малеинового ангидрида и других нефтехимических продуктов), а также процесс дегидроциклизации углеводородов C_3 – C_4 с целью получения ароматических углеводородов.

В нефтеперерабатывающей промышленности использование LPG (в основном, нормального бутана) будет уменьшаться, так как в ряде стран, в первую очередь, в США, исходя из требований по охране воздушного бассейна, ужесточены нормы упругости паров автобензина, что вынуждает сокращать добавки нормального бутана в бензин при компаундировании.

Что касается использования LPG как самостоятельного моторного топлива (в газобаллонных автомобилях), то это направление получило развитие в ряде стран. Преимуществом LPG как моторного топлива являются его лучшие по сравнению с автобензином экологические характеристики. Наибольшее развитие LPG как моторное топливо получил в странах с высокой долей урбанизированных территорий. Масштабы применения LPG как автомобильного топлива будут определяться политикой правительств стран в отношении налогообложения при использовании различных видов моторного топлива, а также конкурентоспособностью LPG как моторного топлива по сравнению с сжиженным природным газом.

Мировой рынок LPG развивался в 90-е годы и в 2000–2015 гг. под влиянием следующих основных факторов:

- рост потребления в коммунально-бытовом и коммерческом секторах;
- расширяющееся потребление для нужд нефтехимической промышленности;
- усиление роли региона Ближнего Востока в поставках LPG и в ценообразовании на эти продукты;
- развитие индустрии СПГ, в которой LPG является побочным продуктом.

Современные рынки LPG характеризуются избыточными мощностями ГПЗ, расширением международной торговли, строительством новых танкеров, терминалов и хранилищ, появлением новых участников рынка (как поставщиков, так и потребителей).

В значительной мере о рынках LPG можно говорить как о региональных (североамериканский, западноевропейский, азиатский, латиноамериканский), однако под влиянием роста объемов межрегиональной торговли постепенно происходит интеграция и глобализация рынка LPG.

Рынки LPG подразделяются на стабильные и развивающиеся. К первым следует отнести рынки Северной Америки, Западной Европы, ряда стран Юго-Восточной Азии (Япония, Южная Корея, Тайвань), Бразилии; ко вторым – рынки восточноевропейских стран и бывшего СССР, Центральной и Южной Америки (кроме Бразилии), Китая, Индии и ряда других стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

Наиболее крупным, разветвленным и «зрелым» является рынок LPG в США. Такое определение рынка США можно дать не только потому, что на нем фигурируют наибольшие объемы производства и потребления газа, но и благодаря наличию разветвленной инфраструктуры (терминалы, подземные хранилища и наземные изотермические резервуары, ректификационные колонны и др.). Основными покупателями LPG являются оптовики (а не непосредственные конечные потребители). Сделки по продаже LPG на рынке США, в основном, имеют характер срочных контрактов; большая часть сделок совершается с реальным товаром, но существует и т.н. «бумажный рынок». Вследствие того, что рынок LPG в США – высококонкурентный, и каждый покупатель может приобрести товар в любой момент у многочисленных оптовых торговцев, цены на LPG в США до сравнительно недавнего времени были стабильными и держались на относительно невысоком уровне.

На западноевропейском рынке LPG отсутствует централизованная оптовая торговля. Крупные конечные потребители осуществляют закупки продукта через собственные терминалы. Разветвленной инфраструктуры хранения и транспортировки LPG в Западной Европе нет. В связи с сезонностью потребления (зимний пик потребления на 60–70% выше летнего) хранилища в зимний сезон используются на полную мощность, а цены зимой существенно выше летних. В западноевропейской торговле LPG преобладают долгосрочные контракты, объем фьючерских и форвардных контрактов ограничен. В силу изменения конъюнктуры спроса и предложения цены на западноевропейском рынке LPG изменчивы.

Япония является одним из крупнейших в мире импортеров LPG. В последнее десятилетие уровень импорта LPG в Японию находился на уровне 19–20 млн т. В 2015 г. спрос составил 21 млн т. Конкуренцию LPG составляет сжиженный природный газ.

На японском рынке LPG, так же, как и на западноевропейском, отсутствует централизованная оптовая торговля, нет единого центра приема импортного то-

вара. Существует группа крупных импортеров, каждый из которых имеет лицензию на импорт, собственный танкерный флот, терминалы, систему хранения и распределения продукта. Торговля осуществляется по долгосрочным контрактам, которые заключают крупные импортеры с поставщиками. Импортеры, как правило, не являются конечными потребителями LPG. Внутреннее потребление LPG в Японии складывается на $\frac{3}{4}$ из импорта и на $\frac{1}{4}$ за счет собственного производства на местных НПЗ. В силу этого имеет место конкуренция между импортерами и собственными поставщиками продукта. Цены на LPG в Японии – наиболее высокие среди стран-импортеров LPG, однако благодаря заключенным долгосрочным контрактам являются относительно стабильными. Спрос на LPG в Японии возрос после аварии на атомной станции в марте 2011 г.

Развивающиеся рынки LPG, например, рынки Китая, Индии, являются потенциально емкими, но пока неразвитыми с точки зрения рыночной инфраструктуры. Здесь нет централизованного оптового рынка, недостаточно терминалов и хранилищ. В отношении заключаемых контрактов развивающиеся рынки LPG в Китае и Индии можно назвать «двухъярусными»: имеются и долгосрочные, и краткосрочные контракты. Вследствие этого цены на LPG на этих рынках являются нестабильными.

Поражают масштабы и темпы роста потребления LPG в Китае. Если в 1990 г. потреблялось 2,1 млн т продукта, то в 2000 г. – уже 11,4 млн т, в 2004 г. потребление LPG в Китае составило 18,1 млн т, а в 2015 г. превысило 23 млн т. Отметим, что собственное производство LPG в Китае налажено в основном на НПЗ, а не на ГПЗ. Нелишне упомянуть, что в период 2015–2017 гг. в Китае резко возрос импорт и увеличилось потребление СПГ.

Намечен рост потребления LPG в Индии. Среднегодовые темпы роста потребления LPG в Индии в 1990-е годы составляли 10% и в период 2001–2015 гг. не замедлились. Особенностью индийского рынка LPG является частичное субсидирование потребителей со стороны государства.

Мировая торговля LPG традиционно разделяется на два географических сектора – к востоку от Суэцкого канала и к западу от Суэцкого канала.

Основными поставщиками LPG к востоку от Суэцкого канала являются страны Ближневосточного региона (Саудовская Аравия, ОАЭ, Иран, Кувейт, Катар, Бахрейн). В перспективе к ним могут присоединиться Ирак (после стабилизации политической ситуации), а также Йемен (по такой же причине).

Кроме ближневосточных стран в этом секторе торговли LPG следует отметить Индонезию, Австралию, Малайзию, Вьетнам. Крупным экспортером LPG (до 6 млн т в год) стала Россия, однако споры между экспертами о том, что лучше для России: экспортировать ли LPG или перерабатывать на нефтехимических предприятиях в продукты с высокой добавленной стоимостью, не умолкают до сих пор.

Динамика поставок LPG из зоны восточнее Суэцкого канала представлена в табл. 8.9.

Таблица 8.9

Поставки LPG из зоны к востоку от Суэцкого канала в период 1985–2014 гг., млн т

Показатели	1985 г.	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.
Поставки LPG	28	42	54	66	75	103	116

Источник: данные компании Purvin and Gertz (1985–2010 гг.); расчеты одного из авторов – 2015 г.

Наиболее крупным поставщиком LPG к востоку от Суэцкого канала является Саудовская Аравия. Хотя в последнее время поставки LPG из этой страны снизились из-за того, что с вводом в эксплуатацию новых нефтехимических комплексов увеличилось внутреннее потребление LPG. На достаточно высоком уровне сохраняется экспорт LPG из других арабских стран (ОАЭ, Кувейта, Катара, Ирана и др.). Эксперты считают, что в период до 2020 г. поставки из ближневосточных стран, а также из Австралии возрастут, экспорт из Индонезии и Малайзии сохранится на прежнем уровне.

Крупнейшими потребителями LPG в зоне к востоку от Суэцкого канала являются Китай (свыше 20 млн т), Япония (порядка 18 млн т), Ю.Корея (6,0 млн т), Индия (5,0 млн т).

В секторе к западу от Суэцкого канала поставщиками LPG являются США, Канада, Мексика, Норвегия, Великобритания, Алжир, Ливия, Нигерия, Венесуэла, Аргентина, Тринидад и Тобаго. В перспективе ожидается падение объема поставок из района Северного моря, увеличение поставок из Алжира, Нигерии, Анголы, а также Венесуэлы, Аргентины, Тринидада и Тобаго.

Динамика поставок LPG в зоне к западу от Суэцкого канала в период 1985–2014 гг. представлена в табл. 8.10.

Таблица 8.10

Поставки LPG в зоне к западу от Суэцкого канала, млн т

<i>Показатели</i>	1985 г.	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.
Объем поставок LPG в зоне к западу от Суэцкого канала	86	98	113	130	139	154	154

Источник: данные компании «Purvin and Gertz» (1985–2010 гг.); расчеты одного из авторов – 2015 г.

Основными потребителями LPG в секторе к западу от Суэцкого канала являются США, страны Северо-Западной Европы и Средиземноморья, а также Центральной и Южной Америки.

Растущий спрос предполагается удовлетворять за счет увеличения поставок из Африки, прежде всего, из Алжира, а также из стран Западной Африки (Нигерия, Ангола), где производство еще долгое время будет опережать внутреннюю потребность.

Среди поставщиков LPG в этом секторе рынка усилится роль Мексики. Государственная нефтегазовая компания этой страны Petroleos Mexicanos открыла

для инвесторов свое производство LPG, что может благоприятно сказаться на увеличении выпуска. Увеличат поставки Аргентина, Бразилия, Боливия.

Несколько слов следует сказать о товарном продукте газоперерабатывающей промышленности – этане. Этот углеводород, извлекаемый из природного и попутного нефтяного газа, целиком идет на нужды нефтехимической промышленности.

Цены сжиженных газов на мировых рынках. На рынке к востоку от Суэцкого канала цены на LPG, в основном, контрактные. На рынке к западу от Суэцкого канала – преобладают цены разовых сделок.

Основную цену поставщика LPG в районе производства формирует нефтегазовая компания Саудовской Аравии (Saudi Aramco). Цена у потребителя устанавливается по принципу «netback» с учетом налогов и конкурентоспособности взаимозаменяемых энергоносителей. Цена устанавливается отдельно для пропана и бутана. Обычно компания устанавливает свои цены на базе трех экспортных тендеров по пропану и бутану и цен на легкую арабийскую нефть. Базовая цена компании Saudi Aramco служит ориентиром для других производителей LPG в регионе Персидского залива. Котировки цен на LPG увязываются с изменением цен на нефть, но прямой зависимости здесь нет, так как, помимо изменения цены на нефть, учитывается, как минимум, соотношение спроса и предложения LPG, а также другие, влияющие на цену факторы (сокращение запасов у потребителей, резкое похолодание и т.п.).

Котировку цен LPG, производимых из газа североморских месторождений, формирует компания British Petroleum; аналогично котировку цен LPG, производимых в Африке – компания Sonatrach (Алжир), в Южной Америке – венесуэльская компания Corpoven (дочерняя компания Petroleos de Venezuela SA).

На рынке США цены на LPG складываются из условий конкуренции с нефтью (бензиновыми фракциями прямой перегонки нефти). Разница цен на пропан и бутан в США объясняется спецификой сфер их потребления (пропан – для отопления, бутаны – для нефтехимии и как компонент автобензина). Основные факторы формирования цен на американские сжиженные газы собственного производства – сезонность спроса, цены на нефть и конкурирующие с LPG нефтепродукты, а также на газ. При этом цены на нефть влияют непосредственно на цены LPG, а цены на газ – на издержки производства LPG и, соответственно, показатели прибыли газопереработчиков. Цены на импортируемые в США LPG складываются из цен поставщиков и транспортных издержек.

Российский экспорт LPG, составлявший 1,2 млн т в 2001 г., возрос почти до 6 млн т в 2015 г. Цены на российский LPG, экспортируемый за границу, складываются по принципу net back от цены продукта на рынке в Польше. Основное направление российского экспорта LPG – страны СНГ, Балтии, Восточной Европы и Финляндия.

Флот специальных танкеров-газовозов для транспортировки LPG состоит из крупных судов класса VLGC вместимостью 60–65 тыс. м³, средних – класса LPG/ midsize, вместимостью 35 тыс. м³ и мелких – класса Handy/small, вмести-

мостью 12–22 тыс. м³. Стоимость танкера VLGC оценивается в 75–95 млн долл. Основная часть танкеров для транспортировки LPG построена в Ю. Корее (76%) и Японии (17%). В 2015 г. вместимость танкеров для транспортировки LPG составила порядка 15 млн м³.

8.3. Российская газопереработка

В 2009 г. Россия вышла на «почетное» первое место в мире по сжиганию попутного нефтяного газа (ПНГ) на факелах. Этот факт стал венцом непрекращающегося вопиющего расточительства, продолжающегося уже многие годы. Всего в 2009 г. в мире было сожжено 140 млрд м³ ПНГ, в том числе в России – около 15 млрд м³, Нигерии – 14,9 млрд м³, Иране – 14,3 млрд м³, Ираке – 9,1 млрд м³, Саудовской Аравии – 3,7 млрд м³, других нефтедобывающих странах – по 2–3 млрд м³. Суммарная доля четырех стран (России, Нигерии, Ирана и Ирака) составила около 40%.

Приведенные выше цифры объемов сожженного ПНГ в России – данные официальной статистики. Но есть и другие оценки. Агентство по космическим исследованиям США (НАСА) по результатам аэрокосмической разведки опубликовало данные о ежегодном сжигании ПНГ в России – 50–60 млрд м³ (включая природный газ). Консалтинговая компания PFG Energy оценила объем сожженного в России в 2009 г. ПНГ в 38 млрд м³. Ряд российских экспертов не очень-то доверяют данным официальной статистики, мотивируя тем, что на многих факельных установках нет достаточно надежной измерительной аппаратуры, количество сожженного газа определяется «на глаз» и часто занижается. Ряд экспертов оспаривают данные НАСА. Но не лучше ли наладить собственную службу контроля над сжиганием ПНГ со спутников.

Почему в России сжигается так много ПНГ?

Причин несколько: ограниченная пропускная способность газотранспортной системы; бывшие долгое время низкими цены на ПНГ, не заинтересовавшие нефтяные компании перерабатывать этот газ; ориентация на централизованную схему поставок газа, не имеющую возможности маневра; отсутствие реальной гарантии недискриминационного доступа к магистральным газопроводам (хотя такой доступ декларируется); неэффективная система государственного контроля и мониторинга выполнения условий лицензионных соглашений компаниями – разработчиками недр; отсутствие необходимой нормативно-справочной базы, регулирующей деятельность по утилизации ПНГ; последствия прошедшей приватизации нефтяной отрасли, приведшие к неравномерному распределению газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) между собственниками, в результате чего многие производители ПНГ оказались отдалены от переработчиков газа.

ПНГ пока не признан как самостоятельный продукт, к нему не применен налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), что на руку недропользователям.

Как показывает официальная статистика, доля сжигаемого ПНГ от объемов его добычи продолжает оставаться высокой на всем протяжении 2000-х годов (табл. 8.11), хотя и снизилась в период 2014–2016 гг. Однако по данным дистанционного исследования Земли из космоса установлено, что, начиная с 2014 г., в России наблюдается рост объемов сжигания попутного нефтяного газа.

Таблица 8.11

Объем добычи и сжигания ПНГ в России в 2000–2016 гг.

Показатели	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2016 г.
Объем добычи, млрд м ³	35	36	42	50	55	58	59	62	60	58	65	68	72	83	83	89
Объем сжигания, млрд м ³	9	10	11	15	14	17	15	15	15	15	16	17	17	16	12	11
Доля сжигаемого газа, %	25,7	27,8	30,0	25,5	29,3	25,4	24,2	25,0	25,9	25,9	24,6	25,0	23,6	19,3	14,1	12,3

Источник: данные ЦДУ Минэнерго РФ

Степень утилизации ПНГ (отношение объема ПНГ, использованного на собственные нужды промыслов и переработанного на ГПЗ, к суммарной добыче ПНГ) в среднем за период 2000–2010 гг. была на уровне 75%, в 2011–2016 гг. – увеличилась в среднем до 80%. Показатели степени утилизации ПНГ по крупнейшим нефтедобывающим районам различны: самыми высокими они были на месторождениях Западной Сибири, а самыми низкими – на месторождениях Восточной Сибири. Низкая степень утилизации ПНГ в Восточной Сибири объясняется тем, что это «новый» нефтедобывающий район, в котором темпы роста добычи значительно выше, чем темпы роста создания инфраструктуры, в частности, объектов по сбору, транспортировке и утилизации ПНГ [92].

Отличаются и показатели утилизации ПНГ по крупнейшим нефтедобывающим компаниям: по данным Центрального диспетчерского управления (ЦДУ) Минэнерго РФ, наиболее высокой была степень утилизации ПНГ в компаниях Сургутнефтегаз (98%), Татнефть (94%), Башнефть (83%), а наиболее низкой – в компании Роснефть (51%), что объясняется в существенной степени исторически сложившимся соотношением добывающих, инфраструктурных и перерабатывающих мощностей компаний.

Безусловно, терпеть такое положение вещей, когда четверть добываемого ПНГ сжигалась на факелах, стало уже невозможно. «Цена вопроса» (как любят говорить депутаты Государственной Думы и чиновники высоких рангов) велика. По расчетам экспертов, если бы сжигаемый ПНГ утилизировался и перерабатывался в сухой отбензиненный газ (СОГ), сжиженные углеводородные газы (СУГ)

и нефтехимикаты на их основе, а также в электроэнергию, то годовая выручка составляла бы 14 млрд долл. в год, а прибыль – порядка 7–9 млрд долл. в год.

В 2009 г. было принято Постановление Правительства о доведении степени утилизации ПНГ до 95% в 2012 г. Впоследствии этот срок был перенесен на 2014 г. – и затем снова сдвинут.

Для решения этой важной задачи необходимо решить ряд проблем, а именно: технических (налаживание учета объемов сжигания и использования газа, создание инфраструктуры сбора, транспортировки и переработки ПНГ); экономических (совершенствование ценообразования на ПНГ); организационно-институциональных (совершенствование законодательной базы ПНГ, лицензионной практики с обязательным включением в лицензию требований о 95%-й утилизации газа, снятие ограничений доступа к магистральным газовым сетям, развитие государственно-частного партнерства при создании инфраструктуры сбора, транспортировки и распределения ПНГ); экологических (определение экономически обоснованного штрафа за отклонение от 95-й нормы утилизации ПНГ, использование положений Киотского протокола по торговле квотами на выброс CO₂).

Набор возможных направлений переработки ПНГ в общем виде выглядит следующим образом (рис. 8.3).

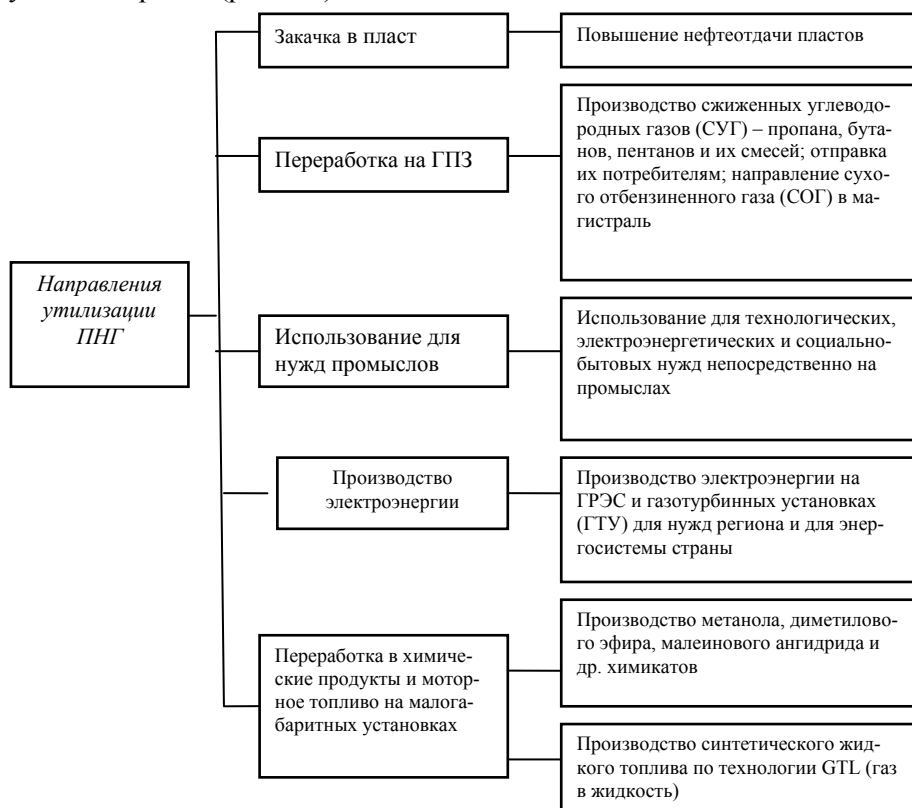


Рис. 8.3. Направления утилизации ПНГ и возможные технологии

Для выбора оптимального варианта технологий переработки ПНГ следует учитывать ряд факторов, главными из которых можно считать: потребность системы газоснабжения в поставках газа; ресурсы ПНГ на месторождении; состав газа, в частности, содержание неуглеродных компонентов; технико-экономические и производственно-финансовые показатели технологий по утилизации газа; расстояния от месторождений до пунктов сбора ПНГ, а последних – до ГПЗ и центральных газофракционирующих установок (ЦГФУ); объемы выбросов вредных веществ по стадиям технологической цепочки утилизации ПНГ и допустимые ограничения по объемам выбросов.

Экспертная система выбора технологий утилизации ПНГ в зависимости от объемов добываемого газа и расстояний по рекомендациям аналитической службы журнала «Нефтегазовая вертикаль» представлена в табл. 8.12 [93].

В дополнение к табл. 8.12, для мелких, малых и средних месторождений рекомендуется прямо на месторождении строить малогабаритные установки по производству химических продуктов (метанола, диметилового эфира, малеинового ангидрида, диметилтерефталата и др.), а также синтетических жидких топлив по технологии GTL (газ в жидкость), по схеме, приведенной на рис. 8.4.

Малогабаритные (в ряде случаев мобильные) установки по переработке ПНГ в химические продукты или моторные топлива могут оказаться экономически эффективными в отдаленных нефтегазодобывающих районах, где имеются небольшие месторождения. Получаемые на таких установках химические продукты, например, метанол, могут использоваться непосредственно на промыслах для уменьшения гидратообразования при транспортировке газа. Если же перерабатывать ПНГ на малогабаритных установках в моторные топлива по технологии GTL (gas to liquid – «газ в жидкость»), то можно заменить дорогое дальнепривозное моторное топливо, что особенно актуально при решении проблемы «северного завоза». Если же использовать малогабаритные установки, работающие по технологии GTL, для получения синтетической нефти, то этот продукт (малосернистая легкая нефть) может быть направлен для смешения с традиционной нефтью и улучшения ее качества (рис. 8.4).

Малогабаритные установки могут сооружаться из модулей, собираемых на специализированных машиностроительных заводах, что существенно уменьшает необходимость сборки на месте. Такие установки позволяют гибко реагировать на изменения спроса, их изготовление обеспечит загрузку отечественных предприятий по производству оборудования.

Однако пока работают всего две небольшие установки по производству метанола непосредственно на промыслах: одна опытно-промышленная мощностью 12,5 тыс. т/год, одна промышленная – 40 тыс. т/год. Разработан ряд проектов малогабаритных установок, основанных на технологиях GTL, однако пока ни один из проектов не реализован.

Таблица 8.12

Экспертная система выбора технологий использования ПНГ в зависимости от объемов добываемого на месторождениях газа и расстояний

Годовая добыча газа	Расстояние до пункта сбора, км	Расстояние до объекта сбережения, км	Расстояние до потребителя, км	Рекомендуемая технология
Мелкие месторождения (до 10 млн м ³ /год)	до 40	до 40	Не имеет значения	Совместный транспорт нефти и газа до комплекса сборного пункта
	св. 40	св. 40	Не имеет значения	Использование на собственные нужды
	св. 40	до 40	св. 40	Использование на собственные нужды
Малые месторождения (10–50 млн м ³ /год)	св. 40	св. 40	св. 40	Использование на собственные нужды
	св. 40	св. 40	св. 40	Первичная переработка (сухой отбензиненный газ для котельной в поселке; ШФЛУ – сброс в нефтяной коллектор).
Средние месторождения (50–150 млн м ³ /год)	Не имеет значения	Не имеет значения	Не имеет значения	Переработка на ГПЗ с получением сухого отбензиненного газа, смеси жидких углеводородов.
	Не имеет значения	Не имеет значения	Не имеет значения	Выработка на базе СОГ электроэнергетики. Переработка жидких углеводородов в бензин и дизельное топливо
Крупные месторождения (>150 млн м ³ /год)	Не имеет значения	Не имеет значения	Не имеет значения	Газоразделение на ГПЗ и ЦГФУ с получением СУГ и сухого отбензиненного газа

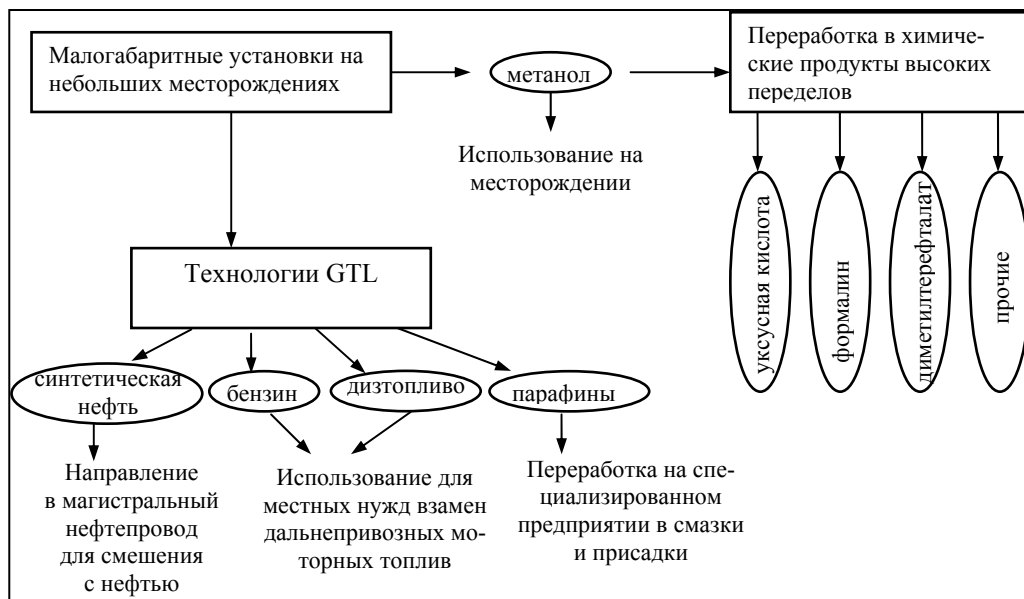


Рис. 8.4. Малогабаритные установки на небольших месторождениях

После принятия Постановления Правительства об установлении 95%-й утилизации ПНГ компании, прежде всего, стали налаживать инструментальную базу учета ПНГ, сооружать новые системы сбора ПНГ на промыслах, транспортировки газа до компрессорных станций и газоперерабатывающих заводов (ГПЗ), расширять мощности по его переработке на ГПЗ, строить эстакады для отгрузки продуктов переработки газа, сооружать малогабаритные установки по переработке ПНГ в химические продукты.

После выхода в свет Постановления Правительства о достижении 95%-й доли утилизации ПНГ цены на попутный газ стали свободными. Практика ценообразования на ПНГ показала, что фиксированная ранее низкая цена ПНГ ни в коей степени не устраивала нефтяные компании, ибо в этом случае они не могли окупить своих затрат на сбор, транспортировку и переработку газа. Фиксированная высокая цена устраивала нефтяные компании, но ни в коей степени не устраивала потребителей ПНГ, так как продукция, полученная при переработке дорогого газа (СУГ, химические продукты, электроэнергия и др.) оказывалась неконкурентоспособной. Попытки определить «справедливую» цену на ПНГ эмпирически результатов не дали.

Методически более правильно использовать так называемую цену net back (цену экспортной эквивалентности), в которой за основу берутся цены продукта первого передела ПНГ, торгуемого на международных рынках, а именно, сжиженных углеводородных газов (СУГ). Технически расчет цены производится следующим образом: берутся цены СУГ (пропан-бутана) на границе с Польшей (котировки агентства Argus DAF Брест), затем из этой цены исключаются транспортные расходы, пошлина и затраты на извлечение СУГ (пропан-бутана) из ПНГ.

Такой принцип ценообразования основан на неразрывной связи ПНГ с СУГ, как наиболее значимым (и торгуемым на рынке) продуктом, а также на том, что СУГ является экспортным товаром, причем размеры экспорта год от года растут.

Источниками получения сжиженных углеводородных газов (СУГ) являются попутный нефтяной и природный газы, газовый конденсат, нефтезаводские газы, газы стабилизации нефти. Сжиженные газы производятся на газоперерабатывающих и нефтеперерабатывающих заводах (ГПЗ и НПЗ), центральных газофракционирующих установках (ЦФУ) нефтехимических предприятий [94].

Схема производства СУГ представлена на рис. 8.5.

Основными источниками сжиженных углеводородов в России являются газоперерабатывающие заводы (ГПЗ). Всего в России в 2017 г. функционировали 28 ГПЗ, из которых 6 заводов принадлежали Газпрому, 8 заводов – СИБУРу, 5 заводов – Роснефти, 4 завода – ЛУКОЙЛу, 2 завода – Башнефти; один завод – Сургутнефтегазу, один завод – Татнефти, один завод – независимой газовой компании НОВАТЭК. Суммарная мощность этих ГПЗ составляла 85 млрд м³/год [94].

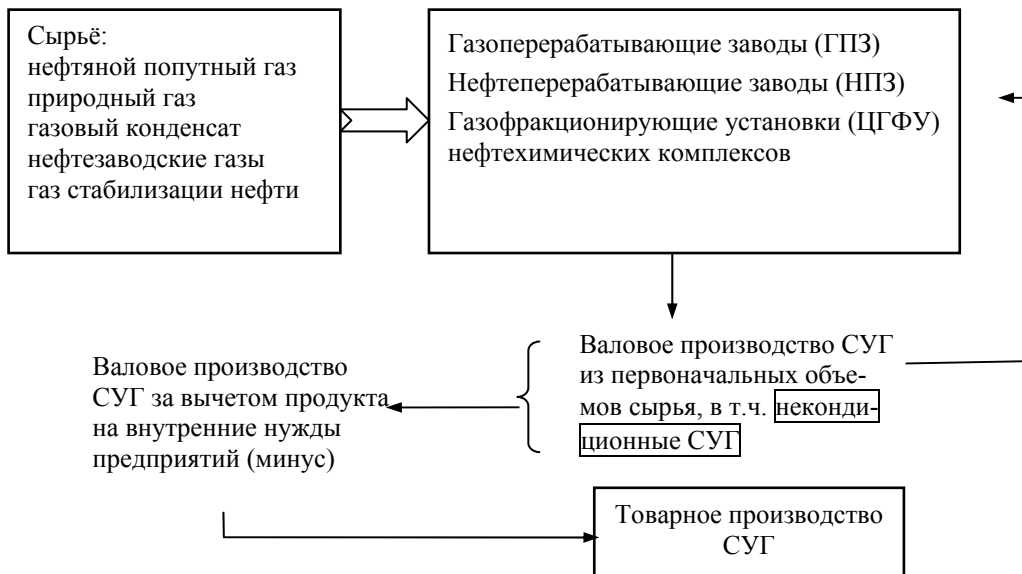


Рис. 8.5. Схема производства сжиженных углеводородных газов

Принципиальная технологическая схема переработки газа на ГПЗ представлена на рис. 8.6.

Вторым источником производства сжиженных газов являются нефтеперерабатывающие заводы. Газы здесь образуются в процессах первичной перегонки нефти, вторичной перегонки бензина, каталитического риформинга, гидроочистки, гидрокрекинга, термического крекинга, каталитического крекинга, коксования, изомеризации, деметилирования толуола, извлечения парафинов. Часть газов, полученных в процессе переработки нефти и состоящих из водородосодер-

жащих газов и предельных углеводородов, используется непосредственно на нефтеперерабатывающих заводах в качестве топлива, как компонент гидрогенизационных процессов, для нужд собственных нефтехимических производств. Остальная часть газов, а также газы, содержащие в своем составе непредельные углеводороды, перерабатываются на газофракционирующих установках НПЗ. В качестве топлива на НПЗ используются газы от процессов прямой перегонки нефти, гидроочистки, гидрокрекинга (кроме сероводорода). Газы каталитического и термического крекингов, коксования, а также газы каталитического риформинга полностью перерабатываются на блоках стабилизации в рефлюксы. Принципиальная схема производства СУГ на НПЗ представлена на рис. 8.7.

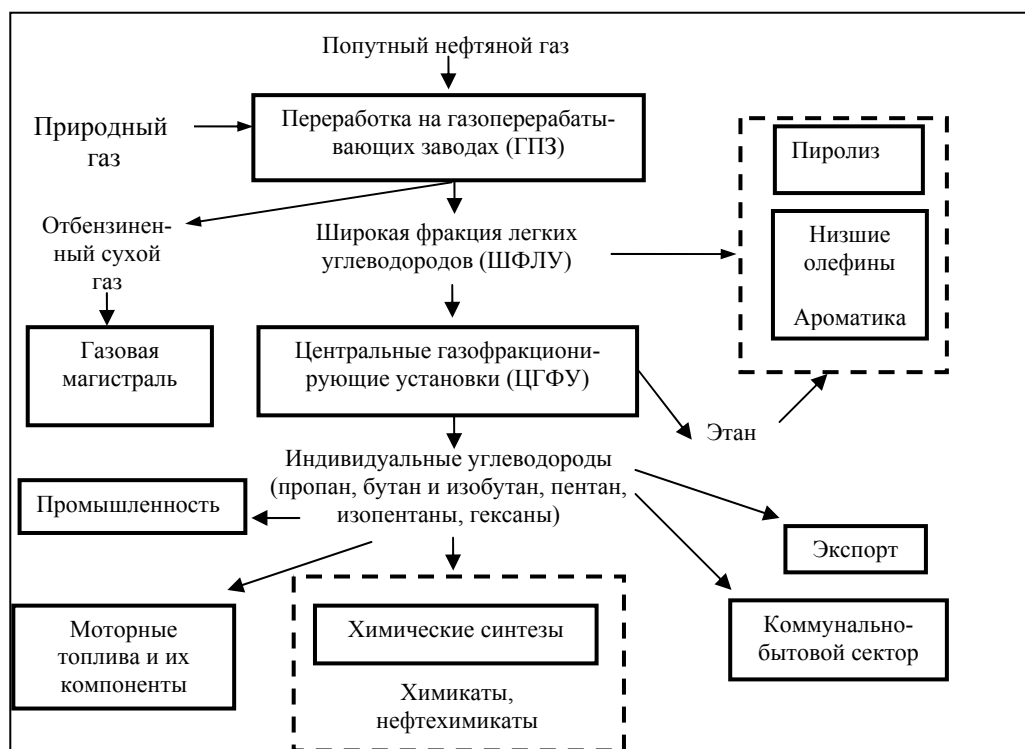


Рис. 8.6. Принципиальная схема переработки попутного нефтяного газа на газоперерабатывающих заводах

Сжиженные газы получаются, как минимум, на 19 НПЗ. В настоящее время в России действуют более 25 установок газофракционирования (ГФУ) мощностью около 8 млн т. Полученные на газофракционирующих установках сжиженные газы используются в качестве исходного сырья для отдельных процессов нефтепереработки, а также для нужд нефтехимических установок в составе нефтеперерабатывающих заводов. Остальная часть сжиженных газов является товарной продукцией нефтепереработки.

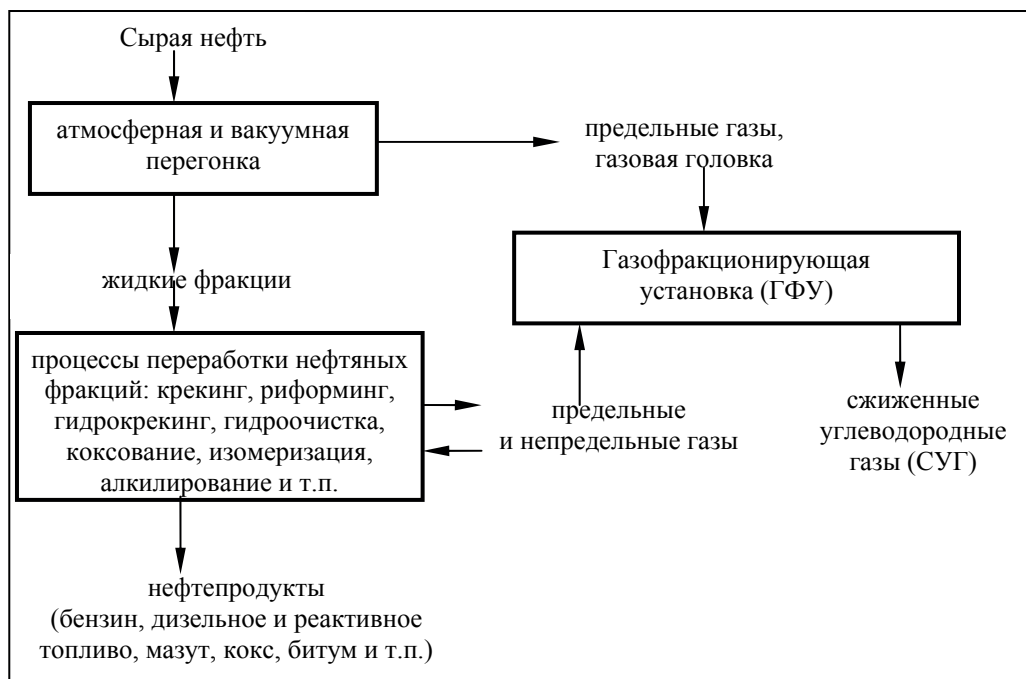


Рис. 8.7. Получение сжиженных нефтяных газов на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ)

Третьим источником получения сжиженных углеводородных газов в России является нефтехимическая промышленность. В составе ряда крупных нефтехимических комплексов имеются централизованные газофракционирующие установки (ЦГФУ), на которых перерабатывается широкая фракция легких углеводородов, получаемая при стабилизации нефти и переработке природного, попутного нефтяного газов и газового конденсата на газоперерабатывающих заводах. Всего в России в настоящее время функционируют пять ЦГФУ, в т.ч. четыре в европейской части страны и одна (крупнейшая) в западной Сибири – в составе Тобольского нефтехимического комбината. Суммарная мощность ЦГФУ до недавнего времени составляла 8 млн т, но после ввода Пуровского центра по переработке газа и газового конденсата и продуктопровода от Пуровского завода до Южнобалыкского ГПЗ и расширения продуктопровода Ю. Балык – Тобольск возросла до 11 млн т/год.

Принципиальная схема переработки газового конденсата представлена на рис. 8.8.

Структура сырья ЦГФУ представлена широкой фракцией легких углеводородов (ШФЛУ) нефтестабилизации и переработки газового конденсата, рефлюксами НПЗ, газовым бензином ГПЗ, некондиционными сжиженными газами и прочими видами сырья.

Таким образом, суммируя все источники получения сжиженных углеводородных газов в России, можно констатировать, что в настоящее время 50% СУГ

получают на газоперерабатывающих заводах, 14% – на нефтеперерабатывающих заводах и 34% – на ЦГФУ в составе нефтехимических комбинатов. Сводные данные о производстве сжиженных газов в России в период 2005–2017 гг. приведены в табл. 8.13.

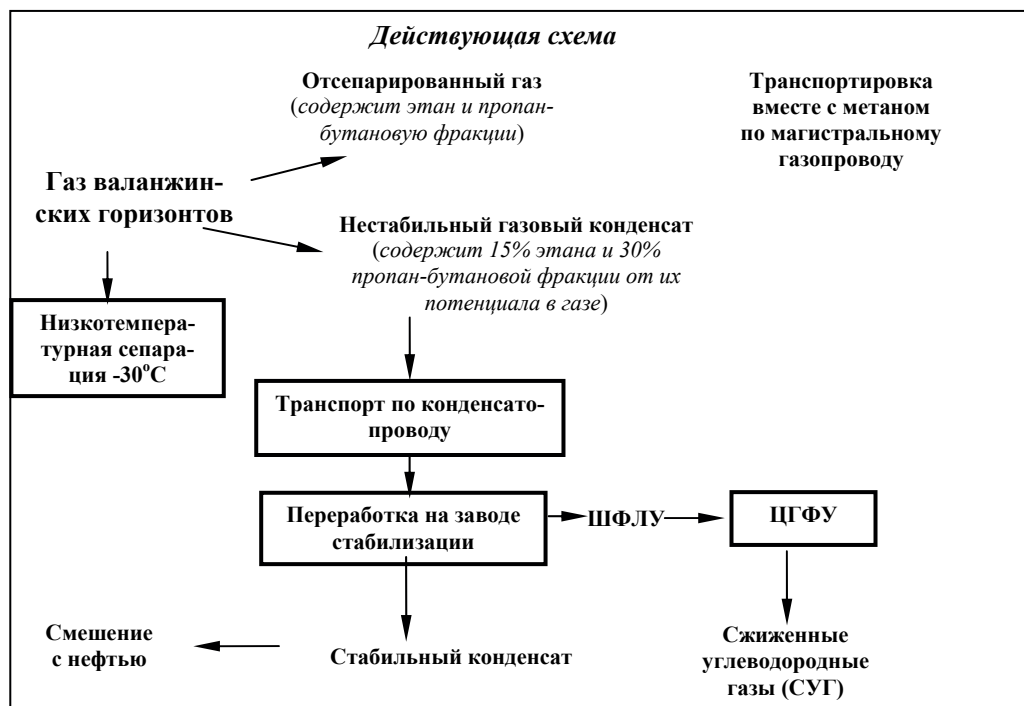


Рис. 8.8. Получение сжиженных газов при подготовке и переработке газового конденсата

Таблица 8.13

Три источника и три составные части производства СУГ в России в период 2005–2017 гг.

Показатели	2005 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2017 г.
Производство СУГ, млн т	7,4	11,0	11,5	12,1	13,1	13,9	16,0	18,2
в т.ч. на ГПЗ (%)	40	37	51	51	52	52	54	60
НПЗ (%)	23	24	16	17	19	14	12	10
ЦГФУ (%)	37	39	33	32	29	34	34	30

Источник: ВНИИУС; Импекснефтехим, материалы конференций компании «CREON»

Основным производителем СУГ в России была и остается компания СИ-БУР. Ее доля в суммарном производстве СУГ в течение последних нескольких лет составляла примерно треть, а к 2017 г. повысилась до 50%. Второе место удерживает Газпром, далее следуют ЛУКОЙЛ, НОВАТЭК.

В составе товарных сжиженных газов преобладают пропан-бутановая фракция (более 50%), нормальный бутан (20%) и изобутан (10%); остальное – пропан, пропан-пропиленовая фракция и смесь сжиженных газов.

Сжиженные нефтяные газы используются в России как коммунально-бытовое топливо, горючее для газобаллонных автомобилей, в промышленности (производство стекла, керамики, сушка красок, резка и сварка металлов и т.п.), а также для нужд сельскохозяйственного производства (сушка зерна, отопление теплиц, огневая культивация и т.п.). Сжиженные газы являются сырьем для нефтехимической промышленности, где они применяются как сырье пиролизных установок при получении этилена и пропилена; для синтеза мономеров в промышленности синтетического каучука (бутадиена, изопрена, изобутилена); при получении ряда химических продуктов, например, по реакции оксосинтеза, а также для выработки метилтретбутилового эфира (МТБЭ) – компонента автобензина, улучшающего его экологические характеристики.

Хотя сжиженные газы рассматриваются в данной работе как самостоятельный продукт, но, тем не менее, каждый из видов сжиженных газов имеет свою специфику потребления в различных сферах.

Пропановая фракция используется как нефтехимическое сырье (в основном, на пиролиз), как хладагент, для производства масел в нефтеперерабатывающей промышленности. Пропан является компонентом при компаундировании в производстве бытового газа и сжиженного газа для автомобилей. Перспективным направлением химической переработки пропана является его дегидрирование в пропилен. На нужды нефтехимической промышленности используется более 50% всего пропана.

Пропан-пропиленовая фракция используется для концентрирования и последующего разделения на пропан и пропилен. Подобная схема принята на ряде отечественных нефтеперерабатывающих заводов, в частности, на Московском НПЗ, где организовано крупное производство полипропилена на базе пропан-пропиленовой фракции нефтепереработки.

Изобутановая фракция, в основном (90% и выше), используется для нужд промышленности синтетического каучука (получение изобутилена и изопрена), а также для получения метилтретбутилового эфира (МТБЭ). Однако в связи с уменьшением потребления изобутана в производстве изопреновых каучуков, а также из-за замедления разворачивания производства МТБЭ, товарные ресурсы изобутана в последнее время превысили его потребление на нефтехимические нужды, и поэтому часть изобутана была использована как компонент бытового газа, а часть направлена на экспорт.

Бутановая фракция также используется для нужд нефтехимии (для пиролиза и дегидрирования). На эти цели расходуется $\frac{3}{4}$ всех ресурсов нормального бутана. Бутановая фракция применяется также как компонент бытового газа и автогаза.

Пропан-бутановая фракция используется как компонент бытового газа, автогаза, для нужд промышленности и сельского хозяйства. На эти цели идет примерно $\frac{2}{3}$ пропан-бутановой фракции; остальное – на пиролиз и разделение на индивидуальные фракции.

Фракция т.н. прочих сжиженных газов целиком используется на нужды нефтехимии.

Данные об объемах и структуре внутреннего потребления сжиженных газов в России в период 1990–2017 гг. приводятся в табл. 8.14.

В структуре внутреннего спроса на сжиженные газы в России ведущие позиции занимает нефтехимическая промышленность (почти $\frac{2}{3}$ потребления). Доля нехимических сфер потребления – порядка $\frac{1}{3}$, из которых наиболее крупными потребителями являются население и коммунально-бытовой сектор, а также автотранспорт. Положение с обеспечением коммунально-бытового сектора сжиженными газами нельзя назвать благополучным. Ведь в стране десятки миллионов человек пользуются сжиженным газом для отопления и приготовления пищи постоянно или сезонно.

Таблица 8.14

Динамика структуры внутреннего потребления сжиженных газов в России в период 1990–2017 гг.

Показатели	Годы							
	1990	1996	1997	2000	2001	2004	2015	2017
Суммарное потребление в России	5,85	3,57	3,57	4,59	4,85	6,70	10,3	12,0
в т.ч. нефтехимия	3,08	1,68	1,57	2,82	2,78	2,91	6,3	8,5
из них:								
производство этилена и пропилена;	1,12	0,94	0,90	1,93	1,78	1,85	5,2	7,3
мономеры синтетического каучука;	1,66	0,63	0,52	0,79	0,90	0,99	1,0	1,0
прочие химические синтезы;	0,30	0,11	0,15	0,10	0,10	0,07	0,1	0,2
Нехимические нужды	2,77	1,89	2,00	1,77	2,07	3,79	4,0	3,5
в т.ч. коммунально-бытовой сектор	2,27	1,54	1,70	1,17	1,10	1,10	1,1	1,1
автотранспорт	0,40	0,25	0,20	0,60	0,14	0,30	0,2	0,2
прочие нужды	0,10	0,10	0,10	–	0,83	2,39	2,7	2,2

Источники: ВНИИУС (Казань) – 1990–2004 г.; расчеты одного из авторов – 2015–2017 гг.

На относительно низком уровне стабилизировалось потребление сжиженных газов на автотранспорте. Созданная в 80-е годы инфраструктура потребления пропан-бутана для автотранспорта загружена не полностью. Отметим, что использование сжиженного газа для нужд автотранспорта в перспективе может уменьшиться из-за конкуренции со стороны альтернативных видов газомоторного топлива – сжиженного природного газа.

В сфере потребления сжиженных газов для нужд нефтехимической промышленности отмечен рост этана, рост коснулся использования сжиженных газов для установок пиролиза и для предприятий промышленности синтетического каучука.

Особенно важным является пополнение сырьевой базы пиролиза. В России сырьевая база пиролиза традиционно основывалась на переработке бензиновых фракций прямой перегонки нефти с НПЗ. Однако в 1990-е годы из-за падения объемов добычи и переработки нефти производство прямогонных бензиновых фракций уменьшилось, и сырьевое обеспечение ряда крупных российских неф-

техимических предприятий оказалось под угрозой. Подпитка пиролизных установок сжиженными газами во многом смягчила ситуацию с обеспечением нефтехимии углеводородным сырьем. Более того, СУГ постепенно выиграли ценовую конкуренцию у прямогонных бензиновых фракций, и их потребление для пиролиза и других процессов заметно возросло.

Перспективным направлением расширения сырьевой базы нефтехимии за счет сжиженных газов является применение уже упомянутой технологии дегидрирования пропана в пропилен. Это путь увеличения ресурсов пропилена для получения полипропилена, окиси пропилена и пропиленгликоля, нитрила акриловой кислоты и полиамидных волокон, акриловой кислоты и полиакрилатов, масляного альдегида, дваэтилгексанола и пластификаторов, для «кумольного» процесса получения фенола и ацетона.

Широкие возможности использования в нефтехимической промышленности имеют бутановые фракции (нормальный бутан и изобутан). Первый – для синтеза уксусной кислоты, уксусного ангидрида, полиэфирных смол, второй – для получения МТБЭ и полиизобутиленов.

Как показал мировой опыт, использование сжиженных газов для нужд нефтехимической промышленности является одним из наиболее эффективных направлений их применения. Практика развития нефтехимической промышленности США и Канады, сделавших в свое время ставку на сжиженные газы и этан, как основное сырье, а также современная картина быстрого развития нефтехимической промышленности на базе сжиженных газов в ближневосточных странах, в первую очередь, в Саудовской Аравии, подтверждают сказанное выше.

В России действует разветвленная система распределения сжиженных газов, которая включает в свой состав парк цистерн, принадлежащих компании «СГ-Транс» и дочерним структурам Газпрома. Имеются кустовые базы и газонаполнительные станции для приема, хранения и наполнения баллонов и других емкостей и отправки их мелким потребителям автотранспортом и баржами. Дальний транспорт сжиженных газов осуществляется железнодорожным транспортом. Функционировавший до 1988 г. магистральный продуктопровод для транспортирования сжиженных газов и ЦГФУ по маршруту Западная Сибирь – Урал – Поволжье после аварии не действует. Автомобильный транспорт для дальних перевозок сжиженных газов слишком дорог.

Крупные партии СУГ в железнодорожных цистернах направляются на заводы – потребители этого сырья (химические и нефтехимические предприятия), а также на экспорт.

Другие партии отправляются железнодорожными цистернами, автоцистернами и специальными баржами в пункты приема, хранения и наполнения баллонов на кустовых базах и газонакопительных станциях, откуда распределяются на районные пункты обмена баллонов, склады или мелким потребителям.

На внутреннем рынке сжиженных углеводородных газов сложилась двухсекторная модель. В регулируемом секторе рынка СУГ осуществляется продажа газа населению на газонакопительных станциях или в придомовых пунктах про-

дажи и обмена газа в баллонах. В коммерческом секторе газ направляется на промышленные предприятия, нефтехимические заводы и на автогазонакопительные станции и реализуется по рыночным ценам. Рыночные цены существенно выше цен сжиженных газов для населения. Подобная разница в ценах порождает т.н. «серые схемы» распределения, когда газ, предназначенный для продажи по регулируемым ценам, продается по свободным ценам.

Экспорт сжиженного газа из России в период 1990-х годов снизился почти в 2,3 раза (с 2,5 млн т в 1990 г. до 1,1 млн т в 2002 г.), но затем стал расти. Динамика экспорта сжиженного газа из России в период 2000–2017 гг. представлена в табл. 8.15.

Таблица 8.15

Динамика экспорта СУГ из России

Годы	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Объем экспорта, млн т	1,9	1,3	1,1	1,4	1,3	1,7	1,6	1,5	1,8	2,3	3,6	3,8	4,4	4,5	5,4	6,0	6,6	6,3

Источник: ГТК России

Существенные изменения произошли в структуре экспорта: если в 1990 г. 80% сжиженного газа поставлялись в страны СНГ, то в 2000-ые годы в Белоруссию, Украину и другие страны СНГ было поставлено не более 20% экспортруемых сжиженных газов, а в страны т.н. «дальнего зарубежья» – 80%. Основными рынками сбыта российских сжиженных газов являлись Финляндия и страны Центральной и Восточной Европы. Финляндия является страной – транзитером российских СУГ в Европу. Крупными покупателями российских СУГ являются Турция, Польша.

Поставляемые из России сжиженные газы пользуются повышенным спросом из-за высокой чистоты продукта. Однако размеры экспорта ограничены пропускной способностью пограничных железнодорожных переходов, отсутствием собственного морского терминала, высокими транспортными тарифами, экспортной пошлиной и обязательными поставками продукта на внутренний рынок. Увеличение экспорта СУГ в последние годы связано с тем, что спрос на СУГ для внутреннего потребления относительно стабилизировался, а объем производства вырос. Экспорт стал как бы компенсатором разницы предложения и спроса. Немалую роль сыграли решения относительно экспортных пошлин.

Экспортная пошлина на СУГ (пропан-бутановая смесь) рассчитывалась Минэкономразвития РФ по специальной формуле и составляла 120–150 долл./т. Экспортные операции приносили производителям СУГ неплохой доход, что стимулировало увеличение объемов экспорта этого продукта. В то же время, учитывая то обстоятельство, что СУГ являются нефтехимическим сырьем, уменьшение поставок его на внутренний рынок тормозит развитие нефтехимической промышленности.

В этой связи представители нефтехимических предприятий Татарстана, Башкортостана и Самарской области обратились в Правительство с просьбой увеличить размер таможенной экспортной пошлины до уровня пошлины на бензин (т.е. до 90% от пошлины на нефть) с тем, чтобы ограничить экспорт сырья, которое могло бы эффективно использоваться на внутреннем рынке для нужд нефтехимической промышленности. Заботы нефтехимиков не ограничивались стремлением обеспечить загрузку сырьем действующих предприятий, а касались также вопросов обеспечения сырьем планируемых в перспективе крупных нефтехимических проектов.

Учитывая то обстоятельство, что цена СУГ определяется по принципу экспортной эквивалентности (цена net back), рост пошлины привел бы к снижению внутренней цены СУГ и сделал бы этот вид сырья наиболее приемлемым для нефтехимической промышленности.

Производители СУГ (нефтяные компании, СИБУР, НОВАТЭК) считают, что повышать экспортные пошлины на этот продукт нельзя, так как из-за повышения пошлин экспорт для них станет невыгодным, у них снизится маржа, доходов производителей не будет хватать на реализацию проектов по утилизации ПНГ. Кроме того, производители СУГ обеспокоены тем, что при уменьшении экспортных поставок образующиеся ниши займут поставщики продукта из других стран. Высказывались также предположения, что если «замкнуть» СУГ внутри страны, то бюджет недосчитается части доходов от экспорта.

Из-за принятой методики расчета внутренней цены на СУГ по принципу net back, воздействий изменений динамики европейских цен на продукт и частых изменений «правил игры» на внутреннем рынке, российские цены на СУГ характеризуются высокой волатильностью. Так же, как в отношении нефтепродуктов, для СУГ предпринимаются усилия организовать торговлю продуктом на бирже.

9. МИРОВАЯ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

9.1. Общий обзор

Нефтегазохимическая промышленность – это отрасль, в которой химические продукты получают на основе нефтяного и газового сырья.

Нефтегазохимическая промышленность (НГХП) является связующим звеном между нефтегазовым комплексом и перерабатывающими отраслями. Развитие этой отрасли важно для многих стран, но особенно – для стран с большой долей сырьевого сектора, когда благодаря развитию нефтегазохимии стране удастся осуществить заметные сдвиги в структуре национальной экономики в сторону высокотехнологичных перерабатывающих отраслей.

Современная мировая нефтегазохимия, получившая широкое развитие во многих странах мира, является выгодным бизнесом. Если бы это было не так, то нефтегазохимические производства не возникали бы «как грибы после дождя» во многих странах мира. Крупнейшие нефтегазовые компании мира имеют в своем составе нефтегазохимические сектора, так называемые «нефтехимические крылья», которые по масштабам производства нефтегазохимической продукции превосходят аналогичные показатели крупнейших химических фирм. Более того, в период потрясений на мировом рынке нефти (например, резкое падение цены нефти) нефтегазовые компании за счет увеличения выпуска нефтегазохимической продукции частично компенсируют потери от снижения цены нефти.

Нефтегазохимическая промышленность имеет большой экономический, социальный, экологический эффект. Об экономическом эффекте свидетельствуют показатели рентабельности производства нефтегазохимической продукции. Социальный эффект заключается в том, что при развитии нефтегазохимии создаются новые высокотехнологичные рабочие места, причем не только в самой подотрасли, но и в обеспечивающих и потребляющих продукцию нефтегазохимии отраслях (мультипликативный эффект). Практика показывает, что создание одного рабочего места в нефтегазохимической промышленности обеспечивает создание двух новых рабочих мест в смежных отраслях. Экологический эффект достигается благодаря тому, что в производстве нефтегазохимической продукции используются малоотходные и даже безотходные технологии, а отдельные виды продукции нефтегазохимии используются для очистки воды, воздуха и других элементов окружающей среды.

Нефтегазохимическая продукция – важнейший элемент инноваций, помогающих решать проблемы в энергетике и других отраслях экономики.

Особенностями мировой нефтегазохимической промышленности являются:

- глобализация;
- консолидация;

- техническая зрелость плюс постоянная технологическая модернизация;
- высокие темпы роста, превышающие темпы роста ВВП;
- цикличность развития;
- заметные структурные и территориальные сдвиги;
- сильное влияние требований к охране окружающей среды;
- зависимость, хотя и не прямо пропорциональная, от изменения цен на нефть и газ.

Глобализация проявляется во все более широком распространении нефтегазохимических производств по территории земного шара.

Консолидация проявляется в форме объединения фирм, партнерства, организации сделок по слиянию и поглощению, углублению вертикальной и горизонтальной интеграции.

Техническая зрелость проявляется в достижении высоких выходов целевой продукции при переработке нефтегазового сырья, улучшении качественных характеристик и расширении спектра функциональных свойств нефтегазохимической продукции. Достижение технической зрелости не означает, что темпы роста научно-технического прогресса, внедрения инноваций замедляются, напротив, для мировой НГХП характерна постоянная технологическая модернизация.

Проблема охраны окружающей среды приобретает решающее значение в мировой НГХП. Экологический подход при обосновании проектов нефтегазохимических производств стал не данью моде, а образом мыслей для менеджеров нефтегазовых и нефтегазохимических компаний.

Особенностью мировой НГХП является то, что цены на продукцию отрасли зависят от цен на нефть и газ, но эта зависимость не прямая, а учитывает соотношение спроса и предложения на продукцию НГХП в мире и в отдельных регионах и странах.

Структурные сдвиги в нефтегазохимической промышленности проявляются в том, что в развитых странах постепенно увеличивается доля инновационной продукции высоких переделов, продукции со значительной добавленной стоимостью, высокотехнологичной, наукоемкой, хотя и относительно малотоннажной. В это же время в развивающихся странах развитие получили многочисленные крупнотоннажные виды продукции и базовые полупродукты массового использования.

Территориальные сдвиги проявляются в том, что доля нефтегазохимической продукции, производимой в США, Западной Европе, Японии, в общемировом производстве сокращается, а доля продукции, производимой в странах Азиатско-Тихоокеанского региона, ближневосточных странах, растет.

Имманентной (внутренне присущей) чертой нефтегазохимической промышленности является фактор цикличности ее развития. Проявляется эта цикличность в том, что в современной нефтегазохимии прирост мощности осуществляется, как правило, за счет крупных и сверхкрупных установок. Ввод в эксплуатацию таких установок сдвигает равновесие спроса и предложения в сторону роста предложения. В такие моменты из-за переизбытка предложения цена на

продукцию подотрасли падает, производства начинают работать с неполной нагрузкой, снижаются прибыли, наступает фаза спада. Это заставляет усилить внимание к модернизации производства, экономии затрат. За счет увеличения спроса растут цены на продукцию подотрасли, доходы компаний, позволяющие делать новые инвестиции в развитие производства. Начинается фаза подъема. За счет регулирования и стабилизации циклов бизнеса в современной нефтегазохимической промышленности мира удается сокращать длительность фазы спада и увеличивать продолжительность фазы подъема.

Современная нефтегазохимическая промышленность мира базируется на крупных единичных агрегатах, обеспечивающих за счет «эффекта масштаба» и высокой технологической оснащенности благоприятные технико-экономические показатели производства нефтехимикатов. Последние, в свою очередь, успешно конкурируют с традиционными материалами (металлами, деревом, стеклом, бетоном, природным сырьем и др.), совершенствуя тем самым производственную структуру экономики и пополняя ее новыми инновационными материалами, которые являются предвестниками наступления нового технологического уклада.

По прогнозам экспертов, в перспективе наступят времена заметного изменения структуры спроса на нефть. Благодаря повышению энергоэффективности традиционных видов автомобильного транспорта (с карбюраторным и дизельным двигателями), широкому распространению электромобилей, развитию автопилотирования и серьезным усовершенствованиям в структуре автоперевозок может заметно снизиться спрос на нефть на топливные нужды. Одновременно произойдет увеличение спроса на нефть (а также и на газ) для производства нефтегазохимической продукции. Именно нефтегазохимикаты в перспективе станут драйверами роста доходов от добычи и переработки углеводородного сырья.

Анализ основных показателей развития мировой нефтегазохимической промышленности говорит о том, что на протяжении длительного периода темпы роста этой отрасли в мире были выше, чем темпы роста мирового внутреннего валового продукта (ВВП), т.е. существовал так называемый «коэффициент опережения» в развитии нефтегазохимической отрасли (табл. 9.1).

По оценкам экспертов CEFIC, в 2016–2018 гг. темпы развития мировой химической и нефтехимической промышленности ожидаются на уровне 3,5%, а в развивающихся странах – 5,5%.

«Коэффициент опережения» можно считать визитной карточкой мировой нефтегазохимической промышленности. Только в кризисном 2008 г. темпы роста нефтегазохимии мира были ниже, чем темпы роста ВВП.

Нефтегазохимическая промышленность поглощает в среднем 6,5% мирового потребления нефти, причем в развитых странах эта доля составляет 8–10%, в развивающихся – 2,5–5,0%.

Объем продукции нефтегазохимии (совместно с производством химической промышленности, т.е. объем продукции мирового химического комплекса) достиг в 2015 г. гигантской суммы порядка 4 трлн долл., что сопоставимо с объе-

мом мировой торговли нефтью. Доля непосредственно продукции нефтегазохимии и полимеров составила примерно половину этой суммы. Ежегодные инвестиции в развитие мировой нефтегазохимической промышленности составляют в настоящее время десятки млрд долл. в год.

Таблица 9.1

**Соотношение темпов роста ВВП и продукции химкомплекса
(включая продукцию нефтегазохимии) в мире**

Период	1990–1997 гг.	1998–2004 гг.	2005–2007 гг.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2015 г.
Темпы роста ВВП, % в год	2.9	3.1	3.1	2.5	1.0	2.5	2.8	3.5	3.0
Темпы роста нефтегазохимии, % в год	3.8	4.6	4.7	2.2	1.9	4.0	6.3	13.9	4.5
«Коэффициент опережения»	1.31	1.48	1.52	0.88	1.9	1.6	2.2	4.0	1.5

Источник: Брагинский О.Б. Мировой нефтехимический комплекс. – М.: Academia, 2009; 2009–2015 гг. (данные CEFIC – Европейского Совета по химической промышленности)

В соответствии с прогнозом экспертов CEFIC, продукция мировой химической и нефтехимической промышленности может достигнуть в 2030 г. 6,8 трлн долл.

В мировом ВВП доля продукции химкомплекса (включая НГХП) составляет свыше 3%. В ВВП ведущих стран мира доля продукции химкомплекса еще выше (в США – 4%, в Германии – 7,5%, Китае – 9,0%). В РФ – только чуть больше 2%.

В структуре производства развитых стран на долю химического комплекса приходится от 12% (США) до 16% (Германия) суммарного объема перерабатывающих отраслей. По величине ежегодных темпов роста и по показателю капиталовложений на одного занятого химический комплекс (включая продукцию нефтегазохимии) занимает второе место, уступая только фармацевтике.

По показателю чистой прибыли мировая нефтегазохимическая промышленность также находится на передовых позициях среди других отраслей: в целом по миру чистая прибыль нефтегазохимии с 48 млрд долл. в 2000 г. возросла до 100 млрд долл. в 2010 г.

Химический комплекс мира занимает первое место по уровню инноваций на одного работника, опережая даже фармацевтику и автомобилестроение. Доля высокотехнологичной инновационной продукции в общем объеме выпуска, по прогнозам экспертов, составит в 2030 г. около 30%.

В структуре экспорта, в частности, в странах ЕС, доля продукции нефтегазохимии составляла в 2015 г. 26%, импорта – 38%.

В 2015 г. в мире, по оценке одного из авторов, было произведено 770 млн т продукции нефтегазохимии, в т.ч. олефинов – 230 млн т, пластиков – 230 млн т,

метанола – 60 млн т, ароматических углеводородов – 110 млн т, прочих нефтегазохимических продуктов – 140 млн т.

На производство этой продукции было израсходовано 6% мировой добычи нефти, причем 4% пришлось на производство полимеров и изделий из них, а 2% – на производство синтетических каучуков, резины, лакокрасочных материалов, синтетических моющих средств и др.

Продукция мирового химического комплекса в 2015 г. использовалась в мире в следующих отраслях (%): строительство – 35; электроника – 19; тара и упаковка – 8; сельское хозяйство – 7; потребительские товары – 7; автомобильно-строительная промышленность – 6; прочие отрасли – 18.

Об уровне технологического развития стран говорят показатели выпуска полимерных материалов, лакокрасочной и другой продукции химической и нефтехимической промышленности на душу населения. Пока Россия отстает по этим показателям от стран Западной Европы, США, Японии, но разрыв этот постоянно сокращается.

Мировое потребление пластика в мире в 2012 г. составило 29 кг/чел., в т.ч. в европейских странах – в среднем 75 кг/чел., США – 57 кг/чел., Китае – 41 кг/чел., РФ – 31 кг/чел.

Во времена СССР продукция химического комплекса, включая НГХП, занимала второй эшелон стран, после США, наряду с Японией и Германией. В настоящее время ситуация в мировой НГХП изменилась. Позиции США, Японии и Германии, как ведущих производителей продукции химической и нефтегазохимической промышленности, сохранились, но мировым лидером стал Китай, где в последние два десятилетия темпы роста НГХП измерялись двузначными цифрами. Существенно выросла НГХП в ряде развивающихся стран (Бразилии, Индии, Ю. Корее, Саудовской Аравии, Сингапуре). В 2012 г. Россия занимала лишь 13-ое место среди стран по объему производства химической и нефтегазохимической продукции, а в 2015 г. лишь приблизилась к первой десятке стран, но пока не вошла в нее (табл. 9.2).

Китай занял ведущее место в мире по масштабам производства и потребления таких крупнотоннажных нефтегазохимических продуктов, как полиэтилен, полипропилен, полистирол, акрилобутадиенстирольные пластики, полиэтилентерефталат, поливинилхлорид. И хотя, начиная с 2008 г., темпы роста экономики Китая с двузначных цифр (10–15%) снизились к 2014–2015 гг. до 7–8%, а в перспективе снизятся до 5–6%, Китай останется одним из двух (вместе с США) крупнейших производителей и потребителей нефтегазохимической продукции в мире, причем разрыв между Китаем и США растет в пользу Китая. В число передовых стран по производству химической и нефтехимической продукции вошла Индия. В числе передовых стран также Сингапур, Тайвань, Саудовская Аравия.

Лидирующая позиция Китая связана с применением государственного планирования, основанного на применении методов поддержки иностранных инвестиций, предоставлении экономических преференций компаниям, осуществляющим расширение мощностей по производству химической и нефтехимиче-

ской продукции, организацией химических технопарков в районах развития отрасли, модернизации производства за счет не только абсорбции зарубежных технологий, но и внедрения результатов собственных НИОКР. За период 2004–2015 гг. среднегодовые темпы развития отраслей химической и нефтехимической промышленности составляли 13,2%, что значительно превосходило аналогичный показатель в других странах мира.

Таблица 9.2

Масштабы производства химической и нефтехимической продукции по странам мира в 2014–2015 гг.

№№ п/п	Страна	Выпуск продукции, млрд евро	
		2014 г.	2015 г.
1	Китай	1111	1408
2	США	468	519
3	Германия	147	148
4	Япония	142	136
5	Ю. Корея	121	115
6	Бразилия	79	60
7	Франция	79	74
8	Индия	72	73
9	Тайвань	70	72
10	Италия	52	52

Источник: по данным CEFIC, The European Chemical News Facts and Figures, 2016

Примечание: нет данных по Саудовской Аравии

Кроме высоких темпов роста, для мировой химической и нефтехимической промышленности характерно дальнейшее расширение областей применения продукции этих отраслей в деятельности человека, причем это будет происходить за счет инновационной продукции. В качестве одного из главных приоритетов развития отраслей химической и нефтехимической промышленности выступает принцип сохранения экосистемы мира.

По оценкам экспертов Европейского совета по химической промышленности (CEFIC), роль и значение химической и нефтегазохимической промышленности в мире будут возрастать (табл. 9.3).

Начало развития мировой НГХП приходится на 20-е годы прошлого века. В 1920 г. компанией Union Carbide было запущено первое нефтехимическое производство (изопропилового спирта из пропилена, полученного на НПЗ). Эту дату можно считать началом промышленного использования нефтегазового сырья для производства химической продукции. До этого использовалось сырье растительного и животного происхождения, а также коксохимическое сырье. В 1925 г. заработала первая этиленовая установка в г. Саут-Чарлзтон (шт. Зап. Вирджиния) – началось строительство установок по производству базовых нефтехимических полупродуктов (этилена, пропилена). В 1929 г. построено первое производство ацетона из нефтяного сырья (до этого для производства ацетона

использовался способ ферментации сельхозпродукции). В 1932 г. началось освоение технологии получения оксида этилена из нефтегазового сырья. В 1935 г. был получен первый полимер массового использования (поливинилхлорид). К 1939 г. относится начало первого производства полиэтилена (опытный полиэтилен был получен английской компанией ICI еще в 1931 г.). С этого момента начинается отсчет века полимеров.

Таблица 9.3

Прогноз развития НГХП и ее роль в мировой экономике

№№ п/п	Показатели	2007 г.	2020 г.	2030 г.
1	Доля в мировом ВВП, %	3,2	5,3	7,4
2	Доля продукции НГХП в мировом экспорте, %	10,9	15,0	20,0
3	То же в млрд долл.	1487	1700	2500
4	Объем производства продукции НГХП (включая продукцию химической пром.), млрд долл.	2134	4200	6800
5	Темпы роста производства продукции НГХП (включая химикаты), % в год	6,1	4,4	4,4
6	Темпы роста потребления продукции НГХП (включая химикаты), % в год	6,0	3,6	3,6

Источник: данные экспертов CEFIC

В 1940 г. началось промышленное производство синтетического каучука в США (до этого синтетический каучук производился с начала 1930-х годов в СССР из этилового спирта, получаемого из пищевого сырья). Развитие промышленности синтетического каучука нарушило монополию натурального каучука в шинной и резинотехнической промышленности.

В 1946 г. была осуществлена разработка и промышленная реализация куольной технологии получения фенола и ацетона (СССР). С начала 1950-х годов одно за другим последовали открытия каталитических процессов синтеза полимеров. Первым было открытие К. Циглером метода каталитической полимеризации этилена в полиэтилен высокой плотности (ПЭВП). В конце 1950-х годов началось промышленное производство полиэтилена высокой плотности (ПЭВП). В это же время развивались технологии производства ароматических углеводородов (бензола, толуола, ксилолов). В частности, осуществлено промышленное производство бензола из циклогексана, получен высокочистый параксилон, осуществлен синтез метанола под высоким давлением.

Конец 1970-х годов был отмечен созданием промышленного производства линейного полиэтилена низкой плотности, винилацетата, многочисленных сополимеров, композитов, высокотехнологичных полимеров. Постоянно разрабатывались новые и усовершенствованные технологии производства нефтехимикатов, газохимические технологии, создавались новые инновационные продукты.

Укрупненные этапы развития мировой НГХП можно представить следующим образом. 1950-е годы – развитие нефтегазохимической промышленности в

США, начало строительства нефтегазохимических предприятий в СССР. 1960-е годы – интенсивное развитие отрасли в СССР, начало развития нефтегазохимической промышленности в западноевропейских странах и Японии. 1970-е годы – интенсивное развитие нефтегазохимической промышленности в развитых странах мира. 1980–1990-е годы – начало и последующее широкое развитие нефтегазохимической промышленности в развивающихся странах. 2000–2007 гг. – интенсивное развитие нефтегазохимии в мире, причем в развивающихся странах отрасль росла более быстрыми темпами, чем в развитых. 2008–2009 гг. – спад в развитии нефтегазохимии из-за последствий мирового экономического кризиса. 2010–2017 гг. – постепенное восстановление темпов роста мировой нефтегазохимии за счет, в основном, развивающихся стран.

Для нефтегазохимии характерным является быстрое наращивание добавленной стоимости по мере продвижения по технологической цепочке «от скважины до производства изделий из полимеров», что показано на рис. 9.1.

Сырье	Производство нефтегазохимического сырья	Базовые нефтегазохимических полупродукты	Крупнотоннажные полимеры, нефтехимикаты	Изделия из полимеров и высокотехнологичная продукция
сырая нефть и природный газ	нафта, ШФЛУ, сжиженные нефтяные газы (СУГ) и др.	этилен, пропилен, бутадие-н, бензол, толуол, метанол и др.	полиолефины, ПВХ, полистирол, спирты, альдегиды, кетоны, гликоли и т.п.	изделия из полимеров, наукоемкая продукция, спец. полимеры
Цена исходной нефти 100%	Цена нефтегазохимического сырья + 150%	Цена базовых полупродуктов + 195%	Цена продукции нефтегазохимии +150% – 220%	Цена изделий +180% – 190%
Соотношение цен 1	1,5	2,9	4,4–6,4	8–12

Рис. 9.1. Цепочка добавленной стоимости в нефтегазохимии и рост цен на продукцию отрасли

Если за единицу принять стоимость исходного сырья (нефти и газа), то продукция первого передела, а именно, нефтепродукты и сжиженные газы будут стоить 1,5; продукты следующего передела (базовые полупродукты нефтегазохимии) – 2,9; продукты третьего передела, если это крупнотоннажные полимеры – 4,4, а если высокотехнологичные и специальные полимеры – 6,4; изделия из полимеров – 8–12, а изделия из высокотехнологичных полимеров – 20 и более.

За последние три десятилетия в мировой НГХП происходили заметные структурные и территориальные сдвиги.

Как уже отмечалось, структурные сдвиги выражались в том, что нефтегазохимические компании развитых стран стали все сильнее сосредоточивать свои усилия на производстве средне- и малотоннажной продукции специального назначения (высокотехнологичные, функциональные полимеры, композиты, специальные каучуки и синтетические волокна и другие новые инновационные материалы). В это же время нефтегазохимические компании развивающихся стран сосредоточились на производстве крупнотоннажной продукции относительно невысоких переделов. Благодаря наличию ресурсов нефтегазового сырья, относительно дешевой рабочей силы, применению установок большой единичной мощности (действие «эффекта масштаба») производители дешевой нефтегазохимической продукции в развивающихся странах стали быстро наращивать мощь своей нефтегазохимии – и по объемам производства вышли на заметные места в рейтинге основных производителей отрасли.

За прошедшие более чем 30 лет в мире произошли заметные территориальные сдвиги (табл. 9.4).

Таблица 9.4

Региональная структура производства продукции химического комплекса, включая нефтегазохимическую продукцию, в мире в период 1980–2015 гг., %

Регионы и страны мира	1980 г.	1995 г.	2011 г.	2014 г.	2015 г.
Северная Америка	32,0	27,1	17,1	16,7	16,5
Европа (страны ЕС и др.)	31,0	33,5	23,4	20,0	17,4
Япония	13,0	14,5	6,4	4,8	3,8
Страны АТР	24,0	14,4	45,6	52,6	57,2
Прочие страны		10,5	7,5	5,9	5,1
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Источник: Брагинский О.Б. Нефтехимический комплекс мира. – М.: Academia, 2009, 800 с.; The vision for 2025 and beyond an European Technology Platform for Sustainable Chemistry, IHS, 2014; The European Chemical News Facts and Figures, 2016

Особенно впечатляющим является рост производства нефтегазохимической продукции в Китае, где эта отрасль обгоняла по темпам роста ВВП (самый высокий в мире из мировой двадцатки) еще в 1,3–1,5 раза. Доля Китая в производстве нефтегазохимических продуктов достигла в 2015 г. 39,9%, Индии – 2,2%, Южной Кореи – 3,2%, других стран АТР (включая страны Ближнего Востока) – 11,9%. Все это способствовало перекраиванию карты мировой химической промышленности в пользу развивающихся стран.

Развитие нефтегазохимических производств в развивающихся странах привело к появлению новых центров прибыли в отрасли. Некоторые развивающиеся страны, особенно те, где велики ресурсы нефти и газа и где это сырье, энергетическое топливо и рабочая сила относительно дешевы (Саудовская Аравия, Объединенные Арабские Эмираты, Кувейт, Иран), а также Китай за счет своих конкурентных преимуществ, стали завоевывать все большую долю на мировых хи-

мических рынках. В США за счет развития добычи нефти и газа из сланцевого сырья стал осуществляться план реиндустриализации ряда отраслей промышленности, в т.ч. нефтегазохимии, и доля страны в мировом производстве снова стала возрастать.

9.2. Классификация продукции мировой НГХП

Еще совсем недавно классификация мировой продукции нефтегазохимии выглядела следующим образом: исходное сырье, базовые полупродукты, нефтегазохимикаты, конечные продукты отрасли (табл. 9.5). В свое время одним из авторов было обнаружено, что основных видов сырья – единицы, наиболее крупнотоннажных базовых полупродуктов – 10, крупнотоннажных нефтегазохимикатов – около 100, массовых видов полимеров и изделий из них – не менее 1000, т.е. имеет место увеличение числа наиболее крупнотоннажных видов полупродуктов, нефтегазохимических продуктов и полимеров и изделий из них на порядок.

Таблица 9.5

Основные виды сырья, полупродуктов и конечных продуктов нефтехимической промышленности

Виды сырья и продукции			
Сырье	Базовые полупродукты	Нефтехимикаты	Конечные продукты
Число видов сырья, полупродуктов и конечной продукции			
5	10	до 100	до 1000
1. природный газ	1. этилен	спирты	синтетические смолы и
2. этан	2. пропилен	оксиды	пластмассы
3. пропан	3. бензол	гликоли	синтетические волокна
4. бутаны	4. толуол	альдегиды	синтетический каучук
5. прямогонные бензиновые фракции	5. ксилолы суммарные	ангидриды	синтетические моющие средства
нефти и газового конденсата	6. ортоксилол	кислоты	лакокрасочные материалы и др.
	7. параксилол	кетоны	
	8. бутадиев	прочие	
	9. изопрен		
	10. метанол		

Современная классификация мировой нефтегазохимической продукции выглядит уже по-другому (табл. 9.6). Вся гамма продуктов, перечисленная выше, входит в группу базовых нефтегазохимических продуктов (basic). Это – базовые нефтехимикаты и полимеры массового использования (этилен, пропилен, бензол, метанол, бутадиев, спирты, кислоты, гликоли, полиэтилен, полипропилен, поливинилхлорид, полистирол, ПЭТФ, синтетические каучуки, и др.). Следующую группу нефтегазохимических продуктов высоких переделов (performance products) образуют конструкционные пластмассы, функциональные полимеры,

композиты, спецкаучуки и т.п. Наконец, в третью группу новых нефтегазохимических материалов (market driver products) входят наноматериалы, биотехнологические продукты и т.п. По мнению экспертов, эффективность производства и использования продукции возрастает по мере перехода от базовых продуктов к продукции более высоких переделов и, наконец, к новым материалам – драйверам рынка нефтегазохимической продукции (табл. 9.7) [95].

Таблица 9.6

Классификация нефтегазохимической продукции в постиндустриальную эпоху

Базовые нефтегазохимические продукты (basic)	Нефтегазохимические продукты высоких переделов (performance products)	Нефтегазохимические новые материалы (market driver products)
Базовые полупродукты, нефтехимикаты и полимеры (этилен, пропилен, бензол, метанол, бутadiен, спирты, кислоты, гликоли, ангидриды и др., полиэтилен, полипропилен, поливинилхлорид и сополимеры, полистирол и сополимеры, ПЭТФ, бутadiенстирольный каучук и др.)	Конструкционные пластмассы, функциональные полимеры, композиты, спецкаучуки и др.	Новые функциональные материалы: наноматериалы, биотехнологические материалы и биополимеры и др. Антикоррозионные материалы, кристаллические материалы для термоэлектрических преобразователей энергии, полимерные тепло- и огнестойкие покрытия, биосенсоры и др.

Источник: Брагинский О.Б. Нефтехимический комплекс мира. М.: Academia, 2009, 800 с.; Кудинова О. Стратегия модернизации химпрома развитых стран // The Chemical Journal, 2011, № 8, с. 20

Таблица 9.7

Средняя рентабельность секторов нефтегазохимической промышленности

Сектор	Рентабельность, %
Базовые полупродукты, нефтехимикаты и полимеры	12–15
Нефтегазохимические продукты высоких переделов	15–18
Производство новых материалов	18–30

Развитие нефтегазохимической продукции новых поколений и нового ассортимента – путь в новую цивилизацию, вхождение в новый технологический уклад, который может быть назван материаловедческим, а именно, укладом, когда решающую роль будут играть новые функциональные материалы.

9.3. Сырьевая база мировой нефтегазохимии

Основными видами сырья для мировой НГХП являются сырье от нефтеперерабатывающей промышленности, а именно, прямогонные бензиновые фракции (нафта) и более тяжелые фракции прямой перегонки нефти, а также сырье

процессов газопереработки, прежде всего, этан, пропан, широкая фракция легких углеводородов. Если оценивать сырьевую базу НГХП по миру в целом, то ее состав в достаточной степени равномерно представлен нефтяным (52%) и газовым (48%) сырьем. Но эта структура является условной величиной типа средней температуры по больнице.

Структура сырьевой базы нефтегазохимии по различным странам мира существенно отличается. В США преобладает сырье от газовой промышленности – этан, пропан, бутаны. Их доля составляет свыше 80%. В западноевропейских странах картина прямо противоположная. Там более 80% занимает нефтяное сырье, а точнее – прямогонные бензиновые фракции (их чаще называют нефтой). Примерно такой же является сырьевая база нефтегазохимии в Японии.

В России на первых этапах развития нефтегазохимии преобладало газовое сырье (нефтезаводские газы, пропан, бутан), однако в период начиная с 60-х годов прошлого века до первого пятилетия нового столетия основным сырьем НГХП были прямогонные бензиновые фракции. В период 2005–2015 гг. доля этого вида сырья стала снижаться, а доля газового сырья (этана, пропана, бутана, ШФЛУ) стала расти, поскольку это сырье, в первую очередь, СУГ, стало более конкурентоспособным по сравнению с прямогонными бензинами нефтепереработки (нафты).

Особенности сырьевой базы НГХП США, Японии, западноевропейских стран и России приведены в табл. 9.8.

Таблица 9.8

Сырьевая база нефтегазохимии (%)

Виды сырья	Мир в целом			США ^{*)}	Западная Европа ^{*)}	Япония ^{*)}	Россия	
	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2015 г.	2015 г.	2015 г.	2007 г.	2015 г.
Этан	26	30	35	65	5	–	6	10
Сжиженные газы (пропан, бутан)	11	13	14	18	10	17	29	37
Прямогонные бензиновые фракции	55	48	45	17	80	81	51	53
Газойль и пр.	8	9	6		5	2	14 ^{**)}	-
Итого	100	100	100	100	100	100	100	100

^{*)} сырьевая база производства этилена; ^{**)} широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ)

Источники: О.Б. Брагинский. Мировой нефтехимический комплекс. М., Academia, 2009; 2012 г. – Хазова Т.Н. Развитие газонефтехимии: ресурсный потенциал и проблемы. Доклад на конференции «Сырьевой вектор нефтегазохимического комплекса – 2013», Альянс-Аналитика, М., 18 февраля 2013; Каретина К.В. Нефтехимическое сырье: мировой и отечественный опыт. Доклад на конференции «Сырьевой вектор развития нефтегазохимии. М.: Альянс-Аналитика, 20 февраля 2017 г.

В 2015 г. в мире сложилась структура сырьевой базы нефтегазохимической промышленности, в которой чуть более 50% составляют легкие бензиновые и

более тяжелые газойлевые фракции прямой перегонки нефти (нефтяное сырье) и чуть меньше 50% составляют этан, пропан, бутаны, фракции C_{5+} , широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), т.е. газовое сырье. К этому же времени сырьевая база нефтегазохимической промышленности в России за счет увеличения потребления сжиженных углеводородных газов (СУГ), этана приближается к общемировому соотношению нефтяного и газового сырья. Перспективы для увеличения доли газового сырья в России имеются. Это – ценные компоненты валанжинских и более глубоких горизонтов северных районов Тюменской области, ценные компоненты (включая гелий) газовых месторождений Восточной Сибири (Ковыктинское месторождение в Иркутской области), Чаяндинское месторождение на юге Якутии, газовые месторождения в регионе Северного Каспия. Мощным источником углеводородного сырья являются ресурсы газоконденсатных месторождений на юге полуострова Ямал.

Значительная часть ценных компонентов этих ресурсов отправляется за границу в составе экспортируемого газа; часть сжигается на электростанциях или в горелках наших квартир. Эти ресурсы газового сырья наряду с легкими бензиновыми фракциями прямой перегонки нефти и отходящими фракциями процессов нефтепереработки составляют потенциальную сырьевую базу российской нефтегазохимии и, по существу, определяют основное конкурентное преимущество отрасли – относительную дешевизну сырья.

В сырьевой базе мировой нефтегазохимической промышленности постепенно увеличивается доля сырья, получаемого от газопереработки. Сырьевая база НГХП заметно отличается в различных странах мира. Структура сырьевой базы основана на наличии ресурсов углеводородов и «подстраивается» под спрос со стороны отрасли. В целом по миру баланс потребления и поставок углеводородного сырья относительно стабилен.

В последние годы в нефтегазохимии США наметился подъем, вызванный существенным ростом добычи сланцевого газа. Предпосылками этого явления, называемого «сланцевой революцией», были: наличие обширной и доступной геологической информации; технологический инновационный прорыв в а) области геофизических исследований; б) разработке технологий наклонного и горизонтального бурения; в) совершенствовании технологии гидроразрыва пласта; сюда же можно отнести накопление опыта добычи сланцевого газа малыми и средними фирмами; вступление в «игру» ведущих нефтегазовых компаний США.

В период с 2008 г. в США добыча сланцевого газа возросла в несколько раз. На газовом рынке США образовался переизбыток газа, и цена его стремительно падала. В добыче сланцевого газа происходил переход от добычи сухого газа (содержащего, в основном, метан) к добыче «жирного» газа, содержащего углеводороды C_{2+} (этан, пропан, бутаны), а также газовый конденсат.

Наличие дополнительных объемов относительно дешевого сланцевого газа вдохнуло новую жизнь в развитие таких отраслей, как нефтегазохимия, которая получила этан, сжиженные углеводородные газы и газовый конденсат, и химическая промышленность, которая получила дополнительные ресурсы сухого при-

родного газа (метана) для обеспечения производства метанола, аммиака, карбамида и других продуктов нефтегазохимии. Получили газ также отрасли черной и цветной металлургии, производства стекла, цемента, кирпича и других строительных материалов. В США началась реиндустриализация, особенно захватившая нефтегазохимическую промышленность. Сразу появились проекты новых нефтегазохимических комплексов на базе этана и сжиженных углеводородных газов.

Среди других видов сырья для производства нефтегазохимической продукции следует назвать уголь, который используется компанией Sasol, которая до сих пор производит продукцию нефтегазохимии из угля. В Китае, где имеются большие запасы угля, применяется технология производства олефинов из угля (через метанол). В Бразилии существует производство этилена из этилового спирта, полученного, в свою очередь, из сахарного тростника методом ферментации.

Резкое падение цен на нефть, начавшееся во второй половине 2014 г., существенное снижение издержек производства добычи сланцевого газа и производства на его базе дешевого этилена в США означало окончание сырьевого суперцикла, снижение цен на энергоносители, что привело к отрицательной динамике цен на сырьевые и некоторые потребительские товары, производимые на базе нефтегазохимического сырья. В целом для нефтегазохимической промышленности это означало повышение конкурентных преимуществ. Себестоимость ключевого продукта первичного передела – этилена – снизилась. В США это было почти трехкратное снижение, в странах АТР, где основным сырьем для производства этилена были фракции прямогонного бензина (нафта), это снижение составило почти 4 раза. Также снизились издержки производства этилена, получаемого в странах Ближнего Востока на базе сжиженных углеводородных газов (пропана и бутана) [96, 97]. Следует отметить, что падение цен на сырье позволило нефтегазохимическим компаниям увеличить рентабельность. Особенно это удалось европейским и азиатским компаниям, перерабатывающим нефть. Американские производители нефтегазохимической продукции на базе этилена и пропилена продолжали оставаться конкурентоспособными. Что же касается российской нефтегазохимии, то ее сырье для производства продукции, несмотря на тренды к понижению на мировых рынках, продолжало дорожать. Тем самым уменьшалось главное преимущество отечественной нефтегазохимической промышленности – относительная дешевизна сырья.

9.4. Нефтегазохимические сектора крупнейших нефтегазовых компаний мира

Современные крупнейшие нефтегазовые компании мира имеют в своем составе нефтегазохимические сектора, в которых на базе нефтяного и газового сырья компаний производятся нефтегазохимические продукты, от базовых полупродуктов, основных нефтехимикатов до полимеров, композитов и изделий на их основе.

По оценкам экспертов, на долю нефтегазовых компаний приходится в настоящее время около половины суммарного производства нефтегазохимической продукции. Другая половина приходится на долю специализированных химических компаний.

Почти половина этилена, 60% пропилена, 80% бензола, 95% ксилола и параксилола, 40% бутадиена, 70% изопропилового спирта, 50% стирола, 35% метанола производятся на нефтегазохимических предприятиях крупнейших нефтегазовых компаний.

Что касается нефтегазохимических продуктов более высоких переделов, то в их производстве доля нефтегазовых компаний меньше, но, тем не менее, она составляет от 10 до 30%.

Фактором, обуславливающим экономическую эффективность производства нефтегазохимической продукции в составе нефтегазовых компаний, является интеграция нефтегазопереработки и нефтегазохимии, которая обуславливает синергетический эффект, порождаемый следующими факторами:

- 1) экономией капитальных и эксплуатационных затрат при использовании общих объектов инженерной и социальной инфраструктуры;
- 2) «эффектом масштаба»;
- 3) оптимизацией потоков сырья, полупродуктов и побочных продуктов;
- 4) снижением транзакционных издержек за счет использования т.н. «трансфертных» (внутрикорпоративных) цен;
- 5) регулированием и стабилизацией циклов бизнеса нефтяных и газовых компаний за счет изменения структуры и координации выпуска продукции;
- 6) «сглаживанием» последствий внутренне присущей нефтегазохимии цикличности за счет координации выпуска продукции.

Таблица 9.9

Список крупнейших нефтегазохимических компаний мира

№№ п/п	Компания	Источник капитала	Год создания	Количество сотрудников	Годовой оборот, млрд долл.	Деятельность в нефтяном секторе
1	Dow	США	1897	43203	56,786 ^{*)}	Нет
2	Exxon Mobil Corp.	США	1999	76900	453,123 ^{**)}	Да
3	SABIC	Саудовская Аравия	1976	40000	51,000 ^{*)}	Нет
4	Royal Dutch Shell	Великобритания – Голландия	1907	87000	467,153 ^{**)}	Да
5	Lyondell	США	2007	14000	51,000 ^{*)}	Нет
6	Sinopec	Китай	2000	639690	455,185 ^{**)}	Да
7	Ineos	Великобритания	1998	15000	43,000 ^{***)}	Да

^{*)} 2011 г.; ^{**)} 2012 г.; ^{***)} 2013 г.

Источник: Forbs Global 2000

Объем нефтегазохимической продукции, выпускаемой ведущими нефтегазовыми компаниями мира, достигает десятков миллиардов долларов. Иллюстрацией могут служить данные ведущих нефтяных и нефтехимических компаний, годе их создания, количестве сотрудников, годовом обороте (табл. 9.9).

В составе ведущих нефтегазовых компаний нефтехимические сектора составляют до 10% в обороте и примерно столько же – в чистой прибыли компаний.

Ряд нефтегазовых компаний отправили «в свободное плавание» свои нефтегазохимические сектора (например, компания BP создала формально независимую от себя нефтегазохимическую компанию INEOS, которая за несколько лет превратилась в одну из крупнейших химических компаний).

Наличие значительных нефтегазохимических подразделений в составе нефтегазовых компаний придает последним большую устойчивость, особенно в период падения цен на нефть.

9.5. Цены на продукцию нефтегазохимии

На основании экономико-статистического анализа установлено, что зависимость цен на многие виды нефтегазохимической продукции от изменения цен на нефть можно описать формулой:

$$y = ax_1 + vx_2 + c,$$

где y – цена нефтегазохимического продукта; x_1 – цена нефти; x_2 – соотношение спроса и предложения нефтегазохимического продукта; a , v , c – константы.

При расчете влияния цен на нефть на цены продукции нефтегазохимии возможны варианты сочетаний факторов динамики цены нефти и соотношений спроса и предложения нефтегазохимической продукции, в частности:

- рост цены нефти и превышение предложения над спросом;
- рост цены нефти и превышение спроса над предложением;
- снижение цены нефти и превышение спроса над предложением;
- снижение цены нефти и превышение предложения над спросом.

Зависимость цен на нефтегазохимическую продукцию от цен на нефть – не прямая. Следует учитывать соотношение спроса и предложения. В случае падения цен на нефть, но при сохранении дефицита нефтегазохимической продукции на рынке, цены на эту продукцию могут не падать, а даже расти. В этой связи в периоды падения цен на нефть, когда выручка нефтегазовых компаний начинает падать, компании усиливают внимание к выпуску тех видов нефтегазохимической продукции, которые дефицитны на рынке и цены на которые сохраняются на прежнем уровне или даже растут. Тем самым компании частично компенсируют потери от снижения цен на нефть, что еще раз подтверждает эффективность комбинирования нефтегазопереработки и нефтегазохимии.

Кроме того, приведенную выше формулу можно использовать для прогнозирования цен на продукцию нефтегазохимии. Здесь главными параметрами яв-

ляются: темп роста ВВП, цена нефти, курс валют, спрос на продукцию нефтегазохимии, мощности по производству нефтегазохимической продукции и степень их загрузки. Схема прогнозирования цен на продукцию нефтегазохимии представлена на рис. 9.2.

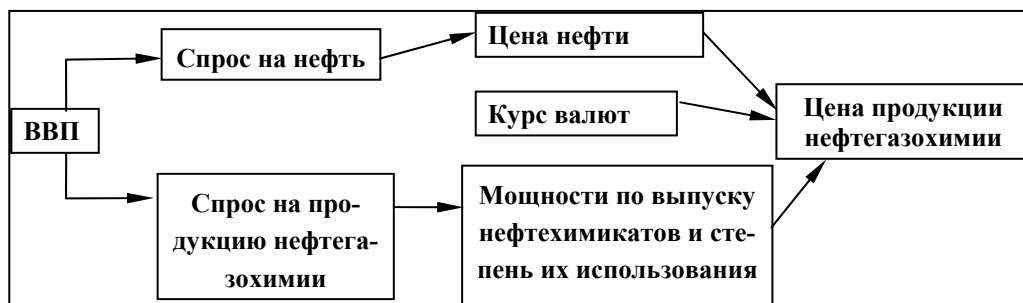


Рис. 9.2. Схема прогнозирования цен на продукцию нефтегазохимии

Аналогичного вида схема может быть использована для производимых из природного газа видов нефтегазохимической продукции. Это связано с тем, что цены на газ, поступающий по контрактам, базируются на ценах нефти и составляют с лагом в несколько месяцев, как показала практика, 0,6–0,7 от цен на нефть.

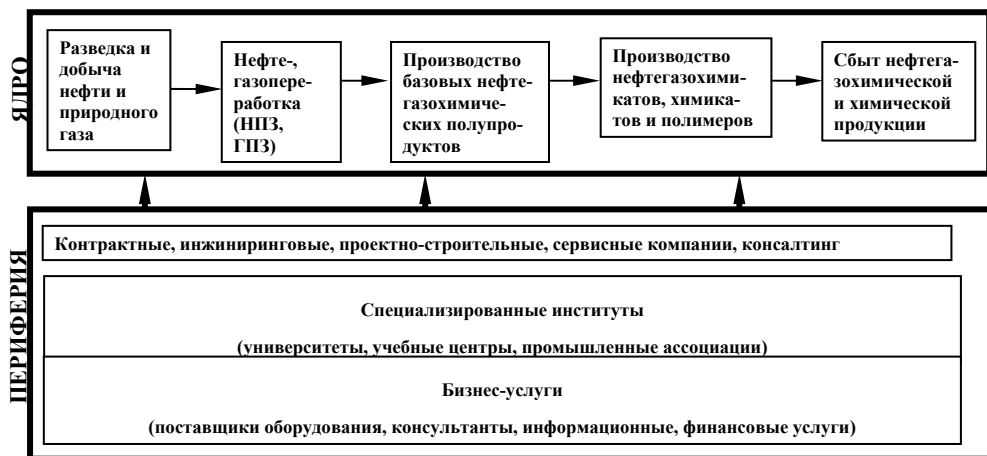
9.6. Нефтегазохимические кластеры мира

Современная мировая нефтегазохимия представлена примерно 200 крупными центрами по производству нефтегазохимической продукции, из которых 70 являются газохимическими. Практически все из них представляют собой конгломерации кластерного типа. Это означает, что внутри нефтегазохимических кластеров имеется ядро, состоящее из комплекса нефтегазодобывающих, нефтегазоперерабатывающих, нефтегазохимических производств, предприятий по производству и переработке полимеров. Интеграция нефтегазопереработки, нефтегазохимии, переработки полимеров и производства продукции с высокой долей добавленной стоимости обеспечивает эффективную работу подобных кластеров за счет указанного выше синергетического эффекта, а также за счет сглаживания последствий внутренне присущей нефтегазохимии цикличности.

Кроме основного ядра, в состав нефтегазохимических кластеров входят объекты периферии, из которых следует назвать контрактные, инжиниринговые, проектно-строительные и сервисные компании, обеспечивающие процесс проектирования, строительства, пуска и сервисного обслуживания производств, входящих в кластер. Кроме этого, в состав периферии кластера входят научно-исследовательские центры, учебные заведения, консалтинговые организации, которые снабжают предприятия кластера новейшими технологическими разра-

ботками, осуществляют подготовку и переподготовку кадров, оказывают консалтинговые услуги. Наконец, в состав периферии кластера входят организации, обеспечивающие юридическую поддержку, оказывающие финансовые, информационные и другие бизнес-услуги, а также координирующие деятельность предприятий кластера (промышленные ассоциации и т.п.).

Схема типичного нефтегазохимического кластера представлена на рис. 9.3.



Источник: Брагинский О.Б. Современное состояние и тенденции развития мировой и отечественной нефтегазохимической промышленности. – М.: Издательство ИНИ РАН, 2014, с. 23

Рис. 9.3. Состав и структура нефтегазохимического кластера

Наиболее крупные нефтегазохимические кластеры сложились в США в штатах Техас и Луизиана, Канаде в провинции Альберта (Жоффри), Великобритании (Грейнджмут), Франции (район Марселя), Германии (район Кёльна), Нидерландах (район Роттердама), Бельгии (район Антверпена). Несколько крупных кластеров сложились в Японии на побережье Токийского залива. Созданы нефтехимические кластеры в Саудовской Аравии (Эль-Джубайль, Янбу), Катаре (промышленная зона Рас-Лаффан), Сингапуре (о. Джуронг), Ю. Корею (Инчхон, Йосу), на о. Тайвань, Китае (в районе городов Шанхай, Нанкин, Тяньцзинь).

Крупные нефтегазохимические кластеры сложились в России, прежде всего, в Татарстане (города Нижнекамск, Казань, технопарки), Башкирии (города Уфа, Салават, Стерлитамак).

Современные центры нефтегазохимической промышленности имеются в Бразилии, Мексике, Венесуэле, Индии, Иране, ОАЭ, Омане, Кувейте, Азербайджане, создаются в Узбекистане, Туркмении и ряде других стран. Создание новых центров нефтегазохимической промышленности в странах Юго-Восточной Азии, Ближнего Востока, Латинской Америки серьезно изменило региональную структуру производства таких наиболее крупнотоннажных базовых полупродуктов, как олефины, метанол, в пользу этих регионов, значительно уменьшив долю некогда преобладавшего региона Северной Америки. Однако развитие в США

добычи сланцевого газа, в Канаде – нефти из битуминозных песчаников и использование других нетрадиционных источников углеводородов может уже в ближайшем будущем привести к ренессансу некоторых полупродуктовых нефтегазохимических производств в США, Канаде и ряде других стран.

Эффективность нефтегазохимических кластеров, как правило, выше, чем отдельных производств нефтегазохимической промышленности. Факторами конкурентоспособности кластеров являются, кроме упомянутого выше синергетического эффекта, достаточность и многообразие сырья, близость к рынкам сбыта, эффект логистики, благоприятная бизнес-среда, переход от операционной эффективности (уменьшения издержек) к стратегическому позиционированию, т.е. созданию спектра конкурентных преимуществ.

В качестве ряда новых нефтегазохимических кластеров можно упомянуть Сингапурский кластер, Рейнско-Рурский нефтехимический кластер, а также вновь создаваемый кластер в Саудовской Аравии.

Сингапурский кластер – комбинирование нефтепереработки, нефтехимии и портовой деятельности на намытом в море о. Джуронг. В состав кластера входят три нефтяных терминала, три крупных нефтеперерабатывающих завода, ряд нефтегазохимических производств, среди которых и крупнотоннажные полупродукты, пластики массового использования и относительно небольшие производства специальных пластиков и изделий из них, а также продукция биотехнологий. В работе кластера участвуют сингапурские фирмы, а также компании Exxon Mobil и Shell [98].

Рурско-Рейнский нефтегазохимический кластер, который новым можно назвать только условно, включает в свой состав широкий набор нефтегазохимических производств, расположенных в городах Кёльн, Дюссельдорф, Дормаген, Леверкузен, Кнаппзак, Весселинг, а также индустриальный парк «Рейн». Координирует работу кластера компания Bayer [99].

Разработан проект и идет процесс создания еще одного крупного нефтегазохимического кластера «Sadara» в районе г. Эль-Джубайль (Саудовская Аравия). В создании кластера участвуют компании Саудовской Аравии и американская компания Dow Chemical [100].

Эффективность нефтегазохимических кластеров достигается за счет: доступности инфраструктуры, доступа к ресурсам сырья, близости поставщиков и рынков сбыта; наличия рабочей силы и маркетинговых структур; действия синергии между резидентами кластера, устранения регуляторных барьеров, снижения логистических издержек, обмена ноу-хау, снижения производственных издержек за счет интеграции цепочек добавленной стоимости, возможности получения дополнительных инвестиций, поэтапного и совместно планируемого ввода мощностей.

При этом могут встретиться трудности: концентрация производства ограничивается транспортной перегруженностью кластера, недостаточностью инфраструктуры, в т.ч. внешней, фрагментарностью рынков сбыта, недостаточной кооперацией между участниками кластера, сложностями принятия общих стратегических решений и др.

Однако эти препятствия, как показывает практика, преодолимы.

Необходимо наличие мастер-плана кластера, в котором детально проработаны структура кластера, компоновка, логистика, инфраструктура, природоохранные мероприятия, балансировка между основными и вспомогательными производствами, централизованными и децентрализованными услугами, вертикальная интеграция по цепочке добавленной стоимости, наличие предпочтений, система управления кластером.

Интересно проследить, как создавался нефтегазохимический кластер в Эль-Джубайле (Саудовская Аравия).

В период 1975–1990 гг. была создана независимая королевская компания, целью которой было разработать и реализовать идею создания крупного нефтегазохимического кластера в Саудовской Аравии. Для этого были приглашены крупные американские проектно-строительные фирмы Bechtel и Parsons. Ими была разработана инфраструктурная схема кластера (энерго-, водоснабжение, опреснение морской воды, трубопроводное хозяйство, терминалы, порты, железнодорожное хозяйство). Была образована промышленная компания SABIC. Этой компанией в период 1975–1990 гг. было заключено несколько соглашений об образовании СП с ведущими нефтегазовыми и нефтехимическими компаниями мира (Exxon Mobil Corp., Dow Chemical и др.).

В 1990 г. на промышленной площадке Эль-Джубайль продолжилось строительство нефтегазохимических производств в виде совместных предприятий иностранных компаний с SABIC при преобладающей роли последней.

Однако вскоре выяснилось, что возможности промышленной площадки Эль-Джубайль исчерпаны. Возникла идея создания промышленной зоны Эль-Джубайль-2. В период 2000–2012 гг. здесь в две фазы было осуществлено строительство двух нефтегазохимических комплексов: первого, нацеленного на производство полимеров и сополимеров, а также карбамида, химических продуктов для производства лакокрасок и для кожевенной промышленности; второго – СП SABIC (62,5%) и Total (37,5%) под названием SATORP, общей стоимостью 14 млрд долл., ориентированного на производство широкой гаммы нефтегазохимических продуктов и кокса.

В последнее время создавался уже упомянутый выше комплекс SADARA – СП SABIC (65%) и Dow Chemical (35%). Строительство этого комплекса недавно было завершено.

В нефтехимической промышленности Саудовской Аравии наметилась тенденция увеличения долей базовой нефтехимической компании страны SABIC в совместных проектах с западными компаниями. Недавно SABIC выкупила 50% акций совместной с Shell компании SADAF – крупного производителя нефтегазохимической продукции.

Нельзя не упомянуть о китайских нефтегазохимических кластерах. Крупнейшие нефтегазохимические кластеры сформировались в районе дельты реки Янцзы вблизи городов Шанхай, Нанкин и формируется кластер в районе г. Нинбо [101]. Кроме них, имеются химические кластеры в провинциях Цзилинь,

Цзянси, Хубэй и Ганьсу [102]. Все нефтегазохимические кластеры Китая создавались под контролем и при поддержке центральной власти. Они характеризуются высокой концентрацией предприятий химической и нефтегазохимической промышленности, а также предприятий родственных и поддерживающих отраслей, наличием научных и образовательных центров, развитой транспортно-логистической инфраструктуры. Во многих кластерах существуют крупные индустриальные парки.

Нефтехимические кластеры Китая создавались на основе разных экономических моделей и отличаются по таким параметрам, как структура собственности, уровень развития цепочки добавленной стоимости, доля иностранных инвестиций, уровень взаимодействия с научно-исследовательскими организациями.

Безусловно, нельзя не характеризовать, хотя бы кратко, один из крупнейших в мире нефтегазохимических кластеров – Антверпенский и Роттердамский нефтехимический кластер в Бельгии и Голландии [103]. Это – припортовый кластер (порт Антверпен в устье реки Шельды и порт Роттердам – один из крупнейших мировых портов). Нефтеперерабатывающие и нефтехимические предприятия, расположенные в окрестностях Антверпена, а также в городах Фелюи, Гел, Тенсендерло, Генк (Бельгия), Роттердам, Тернёзен (Голландия), находятся сравнительно недалеко от центров европейской химической и нефтегазохимической промышленности в Германии, Франции, Голландии, Швейцарии. Роттердам и Антверпен связывает нефтепровод. Имеются трубопроводы для транспортировки этилена (этиленопроводы), связывающие Антверпен с Тернёзеном, Роттердамом, Фелюи и химическими и нефтехимическими центрами в кластере Рур-Рейн в Германии. Этилен по этим трубопроводам может поставляться любому заинтересованному предприятию. Имеются трубопроводы для перекачки нефтепродуктов и промышленных газов. Все упомянутые предприятия связаны между собой хорошими автострадами, имеется возможность транспортировки товаров и грузов по рекам. Следует отметить, что нефтеперерабатывающие, химические и нефтегазохимические предприятия кластера принимают непосредственное участие в управлении портовой инфраструктурой, что является важной составляющей их конкурентоспособности.

Технологические цепочки кластера непрерывны и уникальны. Производственная составляющая кластера представлена как отдельными предприятиями, так и интегрированными производственными площадками. Портовые системы способствуют экспорту в отдаленные регионы. Развитые рыночные институты, а также гармоничное взаимодействие бизнеса, науки и государственных органов обеспечивают высокую инновационную активность Антверпенского нефтегазохимического кластера.

9.7. Тенденции развития мировой НГХП

По мнению многих экспертов, развитие производства нефтегазохимических продуктов высоких переделов и новых материалов, иначе говоря, продукции нового поколения и новых ассортиментов – это путь к новой цивилизации человечества.

Можно констатировать, что глобализация и реструктуризация в нефтегазохимической промышленности мира, которые произошли в последние несколько десятилетий, проявились, главным образом, в следующем:

- расширилось технологическое и институциональное присутствие ведущих стран в развитии нефтегазохимии в развивающихся странах, прежде всего, в тех, которые располагают большими запасами углеводородного сырья и относительно недорогой рабочей силой;
- произошло сосредоточение ведущих мировых компаний на производстве наукоемкой, высокотехнологичной средне- и малотоннажной продукции специального назначения;
- происходил заметный перелив капитала, осуществлялась региональная специализация, в частности, богатых углеводородными ресурсами стран на выпуске крупнотоннажной нефтегазохимической продукции относительно невысоких переделов, но с высокой эффективностью;
- осуществился выход крупных компаний на емкие региональные рынки, не обремененные жестким экологическим законодательством;
- в ряде развитых стран, прежде всего, в США и Канаде, началась добыча углеводородного сырья из нетрадиционных источников, что позволило влить новые силы в начавшую было стагнировать в этих странах нефтегазохимическую промышленность;
- увеличились роль и значение инновационных разработок, венчурных компаний, научных центров, ставших впоследствии форпостами нового технологического развития;
- проводилось большое количество сделок по слиянию и поглощению с целью расширения крупнейшими компаниями доли на рынке и аккумуляции ресурсов.

В современной мировой нефтегазохимической промышленности шел активный процесс консолидации путем реализации сделок по слиянию и поглощению. Американская компания «Dow Chemical» еще в 1999 г. приобрела известную нефтехимическую компанию «Union Carbide» и тем самым расширила бизнес в секторе базовых нефтехимикатов, а в 2009 г. приобрела за крупную сумму в 18,8 млрд долл. компанию «Rohm and Haas», специализирующуюся на производстве продукции тонкого органического синтеза. Сама компания «Dow» продала в 2010 г. половину своего полистирольного бизнеса «Stygon» из-за утраты перспектив.

Одна из крупнейших в Германии – химическая компания BASF – приобрела в 2009 г. за 5,5 млрд долл. швейцарскую компанию CIBA, специализирующуюся на производстве продукции с высокой добавленной стоимостью.

Американская компания Apollo Management Access Ind. приобрела в 2010 г. за 9,9 млрд долл. интернациональную компанию «Lyondell Basell» – мирового лидера в производстве полиолефинов и владельца лучших технологий получения этих полимеров.

Компания «SABIC» из Саудовской Аравии приобрела за 11,6 млрд долл. подразделение пластмасс энергетического гиганта «General Electric», а многопрофильная индийская компания Reliance Industries приобрела за 2,9 млрд долл. госкомпанию Indian Petrochemical Industries. В период 2007–2011 гг. ежегодный объем сделок по слиянию и поглощению в нефтегазохимической промышленности мира составлял в среднем 50 млрд долл. в год. Основной эффект от этих сделок заключался в аккумулировании ресурсов для развития новых видов бизнеса, приобретения новых рынков и ниш для сбыта продукции, приобретения технологий и производств специального назначения, обмена активами для изменения долгосрочной стратегии компаний.

Слияния и поглощения как в сфере нефтегазового бизнеса, так и в нефтегазохимии, продолжаются.

Особенно заметной является тенденция приобретения нефтегазохимическими компаниями предприятий и производств фармацевтической отрасли. В частности, немецкий концерн Bayer приобрел в 2006 г. за 17 млрд евро фармацевтическую фирму Schering (Германия), а в 2014 г. за 14 млрд долл. – немецкий филиал одной из крупнейших фармацевтических компаний мира Merck & Co.

Немецкий концерн BASF наряду с упомянутым выше приобретением швейцарской компании CIBA приобрел компанию Engelhard, специализирующуюся на выпуске катализаторов (2006 г., 5,2 млрд долл.), комплекс по производству химических материалов для строительства компании Degussa (2006 г., 2,7 млрд евро), а также компанию Cognio (2010 г., 3,1 млрд евро). Концерн BASF интересовался производством нефтегазохимической продукции из возобновляемых видов сырья (сахара, крахмала, лигноцеллюлозной биомассы), поэтому в 2013 г. приобрел за 62 млн долл. американскую компанию Verenium, обладающую опытом работы с ферментами, а также сотрудничал (путем вложения 30 млн долл.) с американской фирмой Renmatik, владеющей технологиями производства сахара из биомассы.

В 2015 г. состоялись несколько крупных сделок по объединению компаний в области нефтегазохимии и фармацевтики, а с 2016 г. ожидалось осуществление самой грандиозной сделки в химической и нефтегазохимической промышленности мира: американская компания Dow Chemical (мировой лидер в отрасли) осуществляла слияние с другой крупнейшей американской компанией Du Pont. Сумма сделки – 69 млрд долл.

Новый пик слияний и поглощений связан прежде всего с тем, что химические и нефтегазохимические конгломераты ставят под сомнение современные

модели управления. Они формируют портфель активов, сбалансированный по параметрам, которые позволяют фокусироваться на эффекте масштаба в основных сегментах и на применении подхода «лучшего владельца» к остальным активам. Нефтегазохимические игроки фокусируются на доступе к сырью и эффективности использования бизнеса, в то время как специализированные игроки развивают бизнес клиентских решений (т.е. производство строго направленной на конкретного потребителя высокотехнологической продукции) и цифровых бизнес-моделей.

Не являются исключением и российские компании, работающие в сфере нефтегазохимии. В частности, Газпром произвел сделку по обмену активами с крупнейшей немецкой нефтегазохимической компанией BASF. В 2015 г. состоялась сделка между компанией СИБУР – лидером российской нефтегазохимии – и китайской компанией Sinopec. Позднее часть активов СИБУРа приобрел китайский инвестиционный фонд Silk Road Fund (фонд Великого шелкового пути).

Делая подобные приобретения и вложения средств, нефтегазохимические компании улучшают свое положение и готовятся к будущим ударам судьбы.

Каковы же главные тенденции развития мировой НГХП в перспективе? Продолжится безжалостное закрытие неконкурентных производств. Будет осуществляться и далее развитие выпуска продукции более высоких переделов, нано- и биотехнологической продукции, новых материалов. Фокусирование будет направлено на вопросы реструктуризации бизнеса, стоимости и логистики, сквозного контроля и оптимизации. Менеджеры отрасли продолжают осуществлять тонкую настройку балансов спроса и предложения, создавать новые центры прибыли. Продолжатся активные процессы внедрения информационных технологий и систем. Осуществляется подготовка кадров, умеющих работать в условиях жесткой конкуренции.

В перспективе в мировой НГХП продолжит действовать структурная и технологическая модернизация. Она проявляется в том, что увеличение единичных мощностей, экономия на масштабах, как один из основных факторов снижения издержек крупнотоннажного производства, отходит на второй план; на первое место выходит поиск инновационных решений; продолжится постоянное обновление ассортимента продукции и коммерческое освоение технологий нового поколения, существенно снижающих ресурсоемкость производства и техногенную нагрузку на окружающую среду – главные направления развития современной мировой нефтегазохимической промышленности; ориентация на спрос сместится с массового потребителя универсальной продукции на конечного потребителя специальной продукции, что постепенно изменит классификацию отрасли, ориентированную на химический состав и свойства, и приведет к новой классификации и появлению продукции более высоких переделов, включающей в свой состав конструкционные и специальные полимеры, композиты, материалы т.н. «зеленой химии», использующей возобновляемое сырье, биоразлагаемые полимеры, материалы шестого технологического (материаловедческого) уклада, вещества с заранее заданными свойствами, наноматериалы [104].

В этом процессе все более заметную роль будут играть затраты на научно-исследовательские и конструкторские работы (НИОКР), уже сейчас составляющие для ведущих нефтегазовых и нефтегазохимических компаний миллиарды долларов. В 2012 г. затраты на НИОКР в компании Shell составили 4,4 млрд долл., Exxon Mobil Corp. – 1,8 млрд долл., Chevron – 1,7 млрд долл., Petrochina – 1,7 млрд долл., BP – 1,4 млрд долл., Газпром – 0,5 млрд долл., ЛУКОЙЛ – 0,35 млрд долл. Не меньшие средства тратили и нефтегазохимические компании: Du Pont – 2,1 млрд долл., BASF – 1,8 млрд долл., Dow Chemical – 1,3 млрд долл., Monsanto – 1,1 млрд долл., Mitsubishi Chemical – 1,2 млрд долл. [105].

Хотя мировая нефтегазохимическая промышленность работает в сугубо рыночных условиях, государство осуществляет регулирование деятельности отрасли, а именно: создает благоприятную институциональную и бизнес-среду, применяет гибкую систему налоговых льгот, различные системы государственно-частного партнерства, участвует в создании объектов инфраструктуры, а иногда (хотя и редко) осуществляет прямое финансирование при реализации проектов нефтегазохимии. Используются целевые национальные программы, регулируется экологическая составляющая производства.

Крупные зарубежные нефтегазохимические компании полностью берут на себя финансирование научных исследований и продвижение их результатов на рынок. Компании используют методы долгосрочного планирования (20–25 лет) и ФОРСАЙТ – метод разработки прогнозов, дорожных карт, составляемых международными и национальными организациями нефтегазохимиков.

Функции государства заключаются в создании институциональной среды, стимулирующей и поощряющей усилия бизнеса. Бизнес-среда посредством частно-государственного партнерства участвует в реализации инфраструктурных объектов, необходимых для развития отрасли. Государство использует гибкую систему налоговых льгот и различные формы государственно-частного партнерства. В ограниченных масштабах, но все же применяются государственное прямое финансирование и законодательное вмешательство (в крайних случаях).

Посредством применяемых налоговых систем, основанных на налогообложении доходов, предусматриваются частичное или даже полное вычитание из налогооблагаемой базы затрат на НИОКР, пониженные налоговые ставки, измененные сроки исполнения налоговых обязательств, ускоренная амортизация, пониженные арендные ставки и т.п.

В ряде стран с развитой нефтегазохимией используются целевые национальные программы, как форма государственно-частного партнерства. Государство регулирует экологическую составляющую производства (закон REACH).

В ближайшей перспективе мировая нефтегазохимическая промышленность сохранит опережающие темпы роста, хотя по абсолютным значениям они будут ниже, чем в период 2000–2015 гг. основополагающую роль в росте спроса на продукцию нефтегазохимии будут играть страны Азиатско-Тихоокеанского региона, в первую очередь, Китай. Эта страна уже в 2013 г. перешагнула рубеж в 1 трлн долл. по объему продаж химической и нефтегазохимической продукции,

что составило примерно треть всех продаж химического комплекса мира. Огромные масштабы китайского рынка послужили фактором распределения инвестиций в производственные мощности. Для удовлетворения потребностей китайского рынка в продукции нефтегазохимии предприятия этой отрасли во многих странах мира экспортировали в Китай свои производственные технологии и продукцию, порождая сбыт и доходы, а затем возвращая часть доходов в свои страны.

Скорее всего, в Китае не удастся сохранить прежние темпы, но и ожидаемые в перспективе темпы роста спроса на продукцию нефтегазохимии окажутся на вполне приличном уровне (5–6% в год и выше). Примерно половина от суммарного мирового прироста спроса в продукции нефтехимии придется на Китай. А если еще добавить к этому растущий спрос в Индии и других странах АТР, то можно сделать вывод, что рост потребления нефтехимикатов в мире и особенно в странах АТР останется главной движущей силой развития мировой нефтегазохимической отрасли.

В число лидеров мирового нефтегазохимического рынка вошла Саудовская Аравия, где за счет огромных ресурсов углеводородного сырья уже созданы и продолжают создаваться нефтегазохимические предприятия.

В кильватере нефтегазохимической отрасли Саудовской Аравии идут другие нефтегазодобывающие страны региона (ОАЭ, Кувейт, Катар).

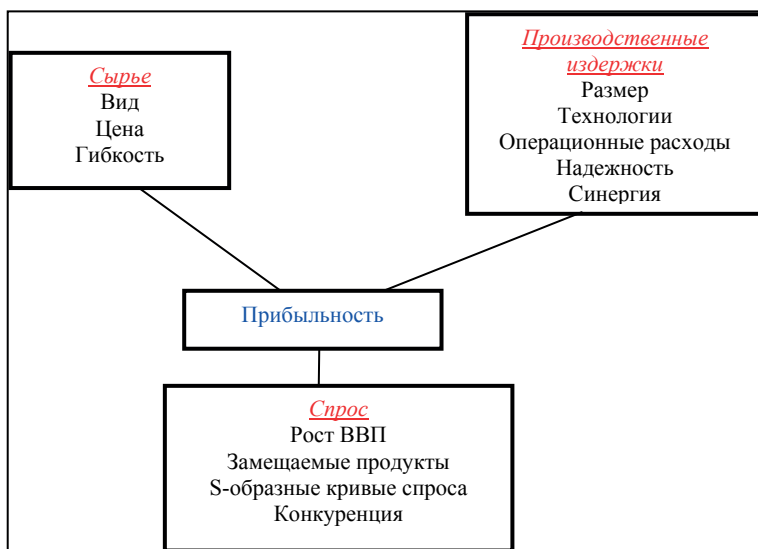
Особое внимание уделяется сейчас развитию нефтегазохимической промышленности Ирана, особенно учитывая снятие санкций с этой страны. Ожидаемый приток инвестиций в иранскую нефтегазохимию позволит завершить начатые ранее проекты. Следует также учесть тот момент, что в Иране уже создан важный инфраструктурный объект, а именно, этиленопровод, связывающий южные и северные районы страны. На этом этиленопроводе, как игрушки на елке, «навешаны предприятия нефтегазохимической отрасли, как действующие, так и строящиеся». Сырьем для расширения действующих и создания новых нефтегазохимических предприятий являются легкие углеводороды, выделяемые из природного газа, добываемого на одном из крупнейших в мире газовом месторождении Южный Парс.

Вторым важнейшим фактором, который сможет оказать существенное воздействие на мировую нефтегазохимическую промышленность, является «сланцевая революция» в США и вызванная ею реиндустриализация страны. Выше уже упоминались новые этиленовые проекты, которые могут стать источником дополнительного роста отрасли. Важный вопрос – в том, сможет ли мир «переварить» дополнительные объемы нефтегазохимикатов из сырья сланцевых месторождений; будет ли дополнительно полученная американская нефтегазохимическая продукция конкурентоспособной на мировом рынке?

По оценкам экспертов, если названные выше проекты этиленовых установок и построенных вслед за ними производств полимеров и другой нефтегазохимической продукции будут реализованы, то в США образуются значительные ресурсы для экспорта. И здесь со всей остротой проявятся проблемы конкурентоспособности.

Еще одним важным фактором развития мировой нефтегазохимии является характер динамики цен на нефть и газ. Начавшееся во второй половине 2014 г. падение цен на нефть продолжилось в 2015 г. и привело постепенно к стабилизации цены нефти на уровне 40–50 долл./барр., в то время как в предыдущем периоде цены на нефть превышали 100 долл./барр. Ранее было показано, что снижение цен на нефть не означает аналогичного снижения цен на нефтегазохимическую продукцию. Но, тем не менее, влияние изменения цен на нефть на цены нефтегазохимикатов имеет место. Снижение цен на нефть вызовет в ряде стран уменьшение разницы в затратах на основные базовые полупродукты нефтегазохимии (этилен, пропилен, бензол, бутадиев), причем это изменение будет различным в основных странах – продуцентах нефтегазохимикатов.

Как уже было сказано выше, нефтегазохимия является прибыльной отраслью. К факторам, определяющим прибыльность продукции отрасли, следует отнести: сырьевой фактор (виды сырья, цены, взаимозаменяемость сырья); спрос на продукцию нефтегазохимии (зависящий от темпов роста ВВП, динамики кривых спроса и конкуренции на рынке), а также величину производственных издержек (определяемых размером производства, выбранными технологиями, операционными издержками и синергией, образующейся при совместном воздействии указанных факторов (рис. 9.4)).



Источник: Материалы IFP (Французского института нефти)

Рис. 9.4. Факторы, влияющие на прибыльность продукции нефтегазохимии

Перспективы развития нефтегазохимии хорошо видны при анализе прогнозов развития наиболее крупнотоннажных нефтегазохимических производств, в частности, этилена – полупродукта, на основе которого «расцветает» дерево этиленпроизводных продуктов, составляющих основу отрасли.

На конец 2016 г. суммарные мировые мощности по производству этилена достигли почти 150 млн т/год (более 20 лет назад, в 1994 г., они составляли 71,5 млн т/год; темп роста за этот период составлял 3,8% в год). В территориальной структуре мощностей по производству этилена доля Азиатско-Тихоокеанского региона возросла с 19,3% до 34,2%, а Ближневосточного региона и Африки – с 7,8% до 21,5%. В то же время доля стран Северной Америки (США, Канада, Мексика) снизилась с 36,9% до 18,7%, а западноевропейских стран – с 25,6% до 16,7%.

В перспективе до 2020 г. ожидается дальнейший рост мощностей этиленовых установок в мире, которые будут расти на 3,5% в год. Данные о приросте мощностей по производству этилена в мире и отдельных странах на период до 2020 г. приведены в табл. 9.10.

Таблица 9.10

Объемы и темпы роста мощностей по производству этилена в отдельных странах, млн т/год

Страны	2000 г.	2015 г.	Прирост	Комментарий
США	26,0	28,1	2,1	Ожидается рост мощностей за счет ресурсов сланцевого газа.
Япония	7,0	7,0	0,0	Стабилизация мощностей.
Германия	5,0	5,8	0,8	Стабилизация мощностей.
Китай	4,1	13,8	9,7	Быстрый рост мощностей. Вовлечение в переработку, наряду с нефтегазовым сырьем, также угля.
Тайвань	1,5	4,0	2,5	Быстрый рост на привозном жидком сырье.
Южная Корея	4,8	5,6	0,8	Медленный рост.
Саудовская Аравия	3,4	13,2	9,8	Быстрый рост. Уход от сырьевой модели развития.
Россия	2,8	3,2	0,4	Стагнация. Мощности по этилену стали «узким местом» нефтегазохимии.
Бразилия	2,4	3,5	1,1	Умеренный рост.
Индия	1,3	3,2	1,9	Быстрый рост мощностей.
Иран	0,7	4,7	4,0	Самый быстрый рост. Уход от сырьевой модели развития.
Катар	0,5	2,5	2,0	Быстрый рост. Уход от сырьевой модели развития.
Прочие страны	33,2	51,3	14,1	Рост на уровне темпов роста ВВП.
<i>Всего в мире</i>	<i>92,7</i>	<i>146,0</i>	<i>49,2</i>	<i>Рост выше темпов роста ВВП.</i>

Источник: Oil and Gas Journal, Ethilene Outlook

По состоянию на 01.01.2016 г. суммарные мировые мощности по производству этилена в мире составили 146,0 млн т/год, а к 2020 г. они увеличатся до 202 млн т/год. Российские этиленовые мощности (10 предприятий мощностью

3,2 млн т/год) явно недостаточны и являются «узким горлышком» отечественной нефтегазохимической промышленности.

Основными тенденциями роста мощностей по производству этилена следует считать продолжение роста мощностей в ближневосточных странах (Саудовской Аравии – новом нефтехимическом лидере, Иране, Катаре, Кувейте, ОАЭ, Омане). Высокая конкурентоспособность этилена в этих странах достигается благодаря дешевизне сырья и использованию современных крупных установок. Китай – фабрика мира; для Китая характерен рост мощностей, создание новых нефтехимических центров, импорт этилен-, пропиленпроизводных, экспорт изделий из полимеров. В Китае получила распространение технология использования угля для производства этилена (через синтез-газ и метанол), которая стала вполне конкурентной благодаря низким ценам на уголь.

Следует отметить Индию, для которой характерен рост мощностей, высокий спрос благодаря растущему среднему классу; здесь намечилось усиление роли газового сырья. Нельзя оставить без внимания Тайвань, Сингапур и ряд других стран Азии, где намечен прирост мощностей, проявляется экспортная ориентация этилен-, пропиленпроизводных продуктов. В Южной Америке следует отметить Бразилию, Мексику, Венесуэлу, чьи мощные проекты, основанные на богатой сырьевой базе, намечены на перспективу. Намечена модернизация мощностей в США, в т.ч. за счет сланцевого газа. Стабилизация мощностей ожидается в западноевропейских странах. В Японии при нулевом приросте из-за закрытия неэффективных мощностей (менее 300 тыс. т/год) произойдет сокращение мощностей. Создается новая крупная установка по производству этилена в Алжире.

Однако этиленовый комплекс мира ожидают и большие проблемы, из которых следует отметить: избыток мощностей по производству этилена; снижение степени загрузки мощностей, ухудшение технико-экономических показателей на действующих предприятиях и задержка ввода новых («омертвление» капитала); возможное подорожание исходного сырья из-за трудностей добычи; нарастание экологических проблем, особенно в Китае; дефицит пропилена при избытке этилена; сокращение спроса на этилен, пропиленпроизводные в Японии, западноевропейских странах; обострение протекционизма на рынках нефтегазохимических продуктов.

Конкурентоспособность отдельных видов нефтегазохимической продукции во многом зависит от уровня издержек и цен на этилен. Имеется множество оценок себестоимости этилена в разных странах мира и при использовании различных видов сырья [97, 106]. Большинство экспертов сходится во мнении, что самый дешевый этилен производится в Саудовской Аравии из этана, цены на который искусственно поддерживаются на низком уровне. Невелики издержки производства этилена, получаемого из этана и сжиженных углеводородных газов в других ближневосточных странах. Из-за существенного снижения цен на сланцевый газ в США снизились издержки производства этилена из этана, извлекаемого из сланцевого газа.

Существенно иная картина – в странах, где основным сырьем для производства этилена являются прямогонные бензиновые фракции. Стоимость этилена из нефти в 3–4 раза дороже. Еще более дорогим является этилен, полученный с использованием биотехнологий из растительного сырья.

Ниже приведены расчеты издержек производства этилена из различных видов сырья (табл. 9.11) [107].

Таблица 9.11

Издержки производства этилена, долл./т

Страна	Издержки производства этилена, долл./т
Саудовская Аравия (этан)	455
США (этан сланцевого газа)	316
Сингапур (нафта)	1717
Страны ЕС (биотехнология)	2600

Приведенные выше данные об издержках производства этилена были рассчитаны при цене нефти 100 долл./барр. Если их дополнить расчетами издержек производства этилена из других видов сырья и в других регионах мира при высоких ценах на нефть, то рейтинг издержек (по мере их возрастания) выглядит следующим образом: самый дешевый этилен производился из этана в ближневосточном регионе, затем из этана сланцевого газа в США, СУГ (пропан – бутаны) в США, из угля в Китае, из смеси СУГ и нефти в ближневосточных странах, из СУГ в Западной Европе, из СУГ в АТР, из нефти в АТР и из нефти в Западной Европе. При этом самые низкие издержки были ниже самых высоких почти в 8 раз.

При снижении цены нефти до 40 долл./барр. естественным образом снижается цена нефти, и поэтому издержки производства этилена из этана в ближневосточном регионе (самые низкие) и из нефти в Западной Европе и в АТР (самые высокие) отличаются уже только в 4 раза. Следовательно, при снижении цен на нефть кривая издержек производства этилена сглаживается, и достаточно конкурентоспособными выглядят производители этилена из нефти в западноевропейских странах и в регионе АТР. Неконкурентоспособными оказываются производства этилена из угля по технологии CTL (coal to liquid) и МТО (метанол, получаемый из угля, в олефины).

В производстве еще одного крупнотоннажного нефтегазохимического продукта – метанола – произошел заметный территориальный сдвиг в 2005–2010 гг., когда из-за дороговизны природного газа стали закрываться метанольные заводы в Северной Америке и Западной Европе, а основные мощности сосредоточились в странах АТР, Ближнего Востока и Южной Америки.

Однако после серьезного падения цен на природный газ в США вследствие сланцевой революции американские метанольные заводы заработали вновь, и в 2018 г. их мощности возросли до 5 млн т/год (табл. 9.12).

**Изменение региональной структуры мощностей по производству метанола в мире
в период 1993–2013 гг. и оценка на 2018 г.**

Регионы	1993 г.		1995 г.		2000 г.		2007 г.		2013 г.		2018 г. (оценка)	
	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%
Северная Америка	7,9	34,5	8,7	33,8	10,4	26,3	0,6	1,3	0,6	1,0	5,0	7,7
Западная Европа	3,0	12,9	3,0	11,4	4,0	10,3	2,8	5,8	2,8	4,9	2,0	3,1
Ближний Восток и Африка	2,7	11,7	4,1	15,9	6,1	15,6	12,2	25,5	18,1	31,6	20,0	30,8
АТР	3,1	13,6	3,2	12,3	7,2	18,2	14,0	29,4	17,6	30,7	18,0	27,7
Латинская Америка	1,5	6,6	2,1	8,3	7,7	19,5	12,6	26,3	12,6	22,0	14,0	21,5
Восточная Европа и СНГ	4,7	20,7	4,7	18,3	4,0	10,1	5,6	11,7	5,6	9,8	6,0	9,2
Итого	22,9	100	25,8	100	39,4	100	47,8	100	57,3	100	65,0	100

Источник: Брагинский О.Б. Мировой нефтехимический комплекс. М., Academia, 2009; Oil and Gas Journal; материалы конференции «Метанол-2014», М., CREON, 23.06.14

В перспективе метанол останется востребованным продуктом. Мировое потребление метанола с 46 млн т в 2010 г. возрастет до 65 млн т в 2018 г.

Основным сырьем для производства метанола останется природный газ, но в Китае развивалось производство метанола из угля. Все большее распространение в мире получили технологии производства нефтегазохимической продукции через метанол. Ожидается уменьшение спроса на метанол для производства метилтретбутилового эфира (МТБЭ) и уксусной кислоты, но рост спроса на другой эфир – диметиловый эфир (ДМЭ) для топливных целей.

Наиболее значимыми конечными продуктами нефтегазохимической промышленности являются пластики. Мировое производство пластиков достигло в 2015 г. 250 млн т. Наибольшая доля в мировом производстве пластиков приходится на Китай (25%), европейские страны Западной, Центральной и Восточной Европы (20%), США, Канаду и Мексику (19%), страны АТР, кроме Китая и Японии (16%), страны Ближнего Востока и Африки (7%), Латинской Америки (5%), Японии (5%), страны СНГ, включая Россию (3%) [77]. За последние несколько лет Китай превратился в крупнейшего в мире производителя пластиков.

Основными сферами потребления пластиков являются производство тары и упаковки (40%), строительство (20%), автомобилестроение (9%), прочие (31%).

Крупнейшими среди пластиков являются полиолефины. Мировое потребление полиолефинов (полиэтилена и полипропилена) росло достаточно быстро, хотя в годы экономического кризиса и снижалось: 2007 г. – 115 млн т; 2009 г. – 113 млн т; 2012 г. – 133 млн т. Средний темп роста в период 2007–2012 гг. –

1,4% в год. Если руководствоваться такими темпами и в будущем, то к 2020 г. мировое потребление достигнет 150 млн т.

Тенденции спроса на полиэтилен, полипропилен и сополимеры – следующие: снижение темпов роста потребления полиэтилена низкой плотности (ПЭНП) при заметном увеличении спроса на линейный полиэтилен низкой плотности (ЛПЭНП). Стабилизируется спрос на полиэтилен высокой плотности (ПЭВП), но произойдут изменения в структуре потребления ПЭВП за счет т.н. бимодального полиэтилена. Наиболее заметным будет рост спроса на полипропилен (ПП) и полиэтилентерефталат (ПЭТФ).

Из других полимеров массового использования ожидается рост спроса на полистирольные и акрило-бутадиен-стирольные пластики (АБС). Такой массовый вид пластиков, как поливинилхлорид (ПВХ), ожидают невысокие темпы роста спроса.

Основным регионом потребления пластиков массового использования останется Азиатско-Тихоокеанский регион, а такие крупные регионы потребления пластиков, как регионы Северной Америки и Западной Европы, хотя и останутся крупными производителями этих продуктов, но постепенно превратятся в нетто-импортеров полимеров массового использования.

Что касается производства полимеров массового использования, то приоритет и доля регионов АТР и Ближнего Востока сохранится на перспективу. Наибольшими темпами будут расти мощности по производству ЛПЭНП, бимодального ПЭВП и различного рода сополимеров. Достаточно энергично будет осуществляться закрытие небольших предприятий, особенно тех, которые расположены в городской черте в США и западноевропейских странах.

Технологиями производства полимеров массового использования владеют ограниченное число химических компаний (Dow Chemical, Shell, Bassell, BASF, Phillips и др.), и «вход» на рынок технологий для новых участников весьма затруднен. Поэтому компаниям, не владеющим технологиями, неизбежно придется идти на поклон к владельцам лицензий, которые осуществляют консолидацию в сфере технологий за счет разного рода слияний и поглощений, интеграции и создания своеобразных запретительных зон и барьеров для входа на рынки технологий.

В перспективе усилится роль непосредственно газохимии, т.е. технологических процессов, основанных на получении химических продуктов непосредственно из природного и попутного нефтяного газа. Можно выделить два направления развития газохимических технологий – традиционное и новое.

Традиционное направление основано на переработке природного (богатого этаном) газа, а также попутного нефтяного газа (рис. 9.5).

Новые газохимические технологии основаны на процессах каталитической переработки природного газа и процессах производства и использования синтез-газа (смеси CO_2 и H_2). Схема таких технологий приведена на рис. 9.6.

Еще одним перспективным направлением может оказаться использование возобновляемых видов сырья, в частности, растительного происхождения и биотехнологий (рис. 9.7).

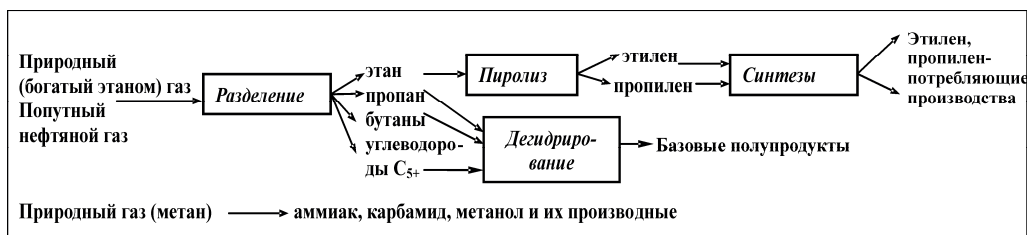


Рис. 9.5. Традиционные газохимические технологии

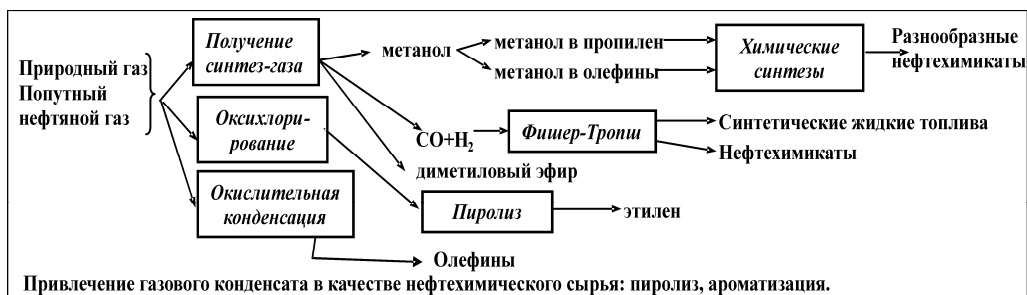


Рис. 9.6. Новые газохимические технологии

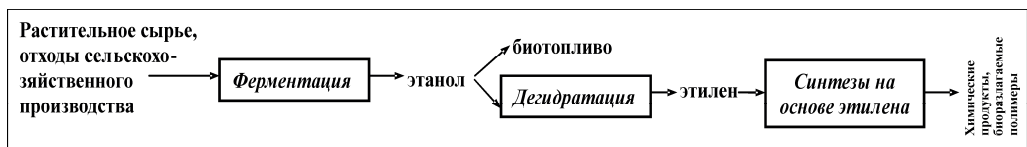


Рис. 9.7. Технологии на базе возобновляемых источников сырья

Отметим, что на рис 9.5–9.7 представлена лишь малая часть газохимических и биотехнологических процессов.

В последние десятилетия в мировой экономике появились устойчивые глобальные макроэкономические процессы, которые позволили развивающимся странам нарастить объемы производства, создать новые рабочие места, решить задачу технологического совершенствования и войти в новую среду. Не обошли эти тенденции и нефтегазохимическую промышленность [108].

Новая экономическая ситуация и ближайшая перспектива характеризуются снижением цен на углеводородное сырье, неблагоприятной макроэкономической ситуацией в крупнейших странах – производителях и потребителях нефтегазохимической продукции.

По мнению экспертов, активность инвестирования в нефтегазохимической отрасли, уровень использования производственных мощностей и динамика развития мирового химического комплекса в ближайшей перспективе не претерпят существенных изменений.

Экономическая открытость, развитие и диверсификация внешнеэкономических связей, обмен инвестициями, технологиями, информацией, формирование общих логистических коридоров будут способствовать продолжению и углублению процесса последовательного роста доли развивающихся стран в процессе

развития нефтегазохимической отрасли. Финансовыми донорами этого процесса, кроме самих развивающихся стран, будут крупнейшие нефтегазохимических компании мира. При этом наиболее быстро развивающиеся страны, такие как Китай, Индия, Бразилия, некоторые страны Ближнего Востока (Саудовская Аравия, Иран) и АТР (Сингапур, Тайвань, Таиланд), во многом сохранят производственный суверенитет, благодаря участию подконтрольных правительствам стран компаний.

В ряде развивающихся стран нефтегазохимическая промышленность будет развиваться с участием государства и с привлечением прямых иностранных инвестиций, с постепенной передачей национальным нефтегазохимическим компаниям лучших мировых технологий и методик управления бизнесом. В ряде развивающихся стран продолжится реструктуризация бизнеса и развитие высокотехнологичных процессов, причем не только заимствованных, но и собственных.

Вслед за активной диффузией западных технологий в области производства нефтегазохимической продукции ряд развивающихся стран, в первую очередь, Китай встали на путь технологической конкуренции, провозгласили независимость от импорта технологий путем собственных технологических разработок.

В свою очередь, развитые страны осуществляют стимулирование спроса на продукцию нефтегазохимии (часто посредством госзаказа), поощряют межфирменное сотрудничество в производственной, торговой, научно-исследовательской, информационной деятельности.

В постиндустриальной концепции развития нефтегазохимической промышленности ориентиром служат технологические платформы и дорожные карты, определяющие научно-технические приоритеты и характер взаимодействия научной сферы, производства и государства. Первая европейская технологическая платформа развития химической и нефтехимической промышленности разработана еще в 2002 г. и с тех пор дополняется и детализируется каждые 3–5 лет.

В меняющейся экономической реальности нефтегазохимические и химические компании прибегают к консолидации активов, в частности, к сделкам слияния и поглощения (M&A). Некоторые из них (например, слияние Dow Chemical и Du Pont) могут привести к серьезным сдвигам в нефтегазохимической промышленности.

Особую роль в формировании перспективной модели роста приобретает консолидация компетенций и активов мировых отраслевых лидеров, способных взять на себя ответственность за технологические и организационно-структурные преобразования в отрасли.

9.8. Нефтегазохимическая промышленность России

9.8.1. Современное состояние НГХП России

К сожалению, отечественную нефтегазохимию отмеченные мировые тенденции обходят стороной. Занимавшая во времена СССР устойчивую вторую позицию (после США) наряду с Японией и ведущими европейскими странами, нефтегазохимическая промышленность России откатилась во вторую десятку стран. Затухание развития российской нефтегазохимии началось в 1990-е годы, когда падение объемов производства составило больше 50%. Некоторое восстановление объемов производства началось в 1998–1999 гг., но оно было неустойчивым. Небольшой подъем за счет импортозамещения и вовлечения простаивающих ранее мощностей начался в 2000-е годы, но и он прервался из-за кризиса 2008–2009 гг. В 2010–2011 гг. происходили интенсивный рост и восстановление утраченных в годы кризиса темпов роста, но все это происходило, главным образом, за счет производственного потенциала времен СССР. В период 2012–2015 г. темпы роста отрасли несколько замедлились, несмотря на то, что был осуществлен ввод ряда крупных проектов («Тобольск-Полимер», «Полиом» и др.), но тем не менее, несмотря на падение ВВП в 2014–2015 гг., отрасль нефтегазохимии все же сохранила положительные темпы роста.

В российской нефтегазохимии накопилось много проблем, и если промедлить с их разрешением, не исключена ситуация, когда может быть пройдена «точка невозврата», и по уровню производства продукции нефтегазохимии на душу населения Россия может быть отброшена на уровень стран третьего мира.

В табл. 9.13 показана динамика производства продукции отрасли за период 1990–2017 гг.

Хотя производство нефтехимической и химической продукции, наряду с продукцией пищевой промышленности и производством нефтепродуктов, в последние годы демонстрирует рост на фоне отрицательных темпов роста в других отраслях экономики, все-таки следует признать, что в развитии отечественной нефтегазохимии накопилось большое число проблем. Ниже перечислена часть проблем, а именно:

- образовались дисбалансы между развитием производства базовых полупродуктов, непосредственно нефтегазохимикатов и полимеров, а также изделий из них; в производстве базовых полупродуктов и отдельных нефтехимикатов имеет место стабильность, но эта стабильность – скорее с пессимистическим оттенком;
- возникло несовпадение структуры спроса и предложения продукции; структура спроса заметно изменилась, а структура производства как бы замерла на уровне конца 1980-х годов;
- стали все более наглядно проявляться технологическая отсталость и высокий износ оборудования; отрицательную динамику имели показатели удельной ресурсо- и энергоемкости; невысоким оставалось качество продукции, узким был ассортимент;

Таблица 9.13

Динамика производства ряда крупнотоннажных продуктов нефтегазохимии России

Виды продукции	Ед. изм.	1990 г.	1998 г.	2000 г.	2003 г.	2007 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2017 г.
Этилен	млн т	2,32	1,17	1,30	2,09	2,12	2,24	2,38	2,47	2,30	2,68	2,33	2,79	2,86
Бензол	"-	1,61	0,54	0,87	1,05	1,20	1,05	1,10	1,10	1,07	1,24	1,19	1,22	1,36
Метанол	"-	2,51	1,18	1,91	2,90	3,53	2,34	2,94	3,08	3,34	3,52	3,67	3,64	3,98
Пластмассы и синтетические смолы в т.ч. полиэтилен полипропилен поливинилхлорид полистирол	"-	3,26	1,59	2,25	3,05	4,35	4,33	4,95	5,40	5,41	6,13	6,38	7,22	7,76
	"-	0,77	0,59	0,92	1,14	1,2	1,40	1,53	1,65	1,41	1,71	1,59	1,79	1,98
	"-	0,10	0,15	0,23	0,27	0,49	0,60	0,62	0,68	0,66	0,82	0,98	1,22	1,42
	"-	0,49	0,27	0,48	0,53	0,59	0,53	0,60	0,64	0,62	0,63	0,65	0,85	0,95
	"-	0,20	0,03	0,09	0,11	0,27	0,26	0,30	0,35	0,35	0,35	0,43	0,54	0,54
Синтетический каучук	"-	2,16	0,62	0,84	1,07	1,21	0,97	1,19	1,25	1,48	1,48	1,32	1,44	1,57
Шины пневматические	млн шт.	47,7	23,5	29,9	39,0	43,3	28,2	35,0	40,4	40,2	41,27	34,59	37,9	44,4
Химические волокна	млн т	0,67	0,13	0,16	0,19	0,15	0,11	0,13	0,14	0,14	0,13	0,15	0,15	0,19

Источник: Вестник химической промышленности. – М.: ОАО «НИИТЭХИМ», 1998–2018

- стала сказываться недостаточная интегрированность производств нефтегазохимического комплекса;
- снизилась инновационная активность, из-за чего медленно вводились новые продукты и технологии;
- проявилась недостаточность инвестиций и их низкая эффективность; между тем, фактор инвестиций, обусловленный высокой капиталоемкостью производств нефтегазохимического комплекса и возможными рисками невозврата капитала, для этого комплекса является весьма значимым;
- возникли инфраструктурные ограничения, проявившиеся в слабом развитии продуктопроводов, терминалов, перевалочных баз и т.п.;
- стал проявляться кадровый дефицит, обусловленный «постарением» кадров и перекосом в подготовке молодых специалистов;
- обозначились недостатки нормативно-правового регулирования, обусловленные устареванием существующих строительных норм и правил и других нормативных документов, что стало причиной удорожания смет, замедления сроков строительства объектов;
- выявились инертность государства в реализации химических и нефтегазохимических проектов и нежелание нефтегазовых компаний (за исключением Газпрома, Лукойла и, в последнее время, Роснефти) реализовывать такие проекты;
- углубилась тенденция преобладания в структуре экспорта химической и нефтегазохимической продукции товаров низких переделов, а в структуре импорта – продукции высоких переделов, наукоемкой продукции.

В нефтегазохимическом комплексе происходила частая смена владельцев, имели место рейдерские захваты собственности, что не содействовало стабильной работе предприятий. Да и владельцы химических и нефтегазохимических предприятий в период высоких цен на продукцию комплекса не воспользовались как следует благоприятной конъюнктурой, расходуя значительную часть прибыли не на модернизацию предприятий, а на выплату дивидендов.

Особенно заметной стала проблема дисбаланса сырьевой составляющей нефтегазохимического комплекса с производством базовых полупродуктов, химикатов и нефтехимикатов, полимеров и изделий из них. По масштабам потенциальной сырьевой базы российский нефтегазохимический комплекс принадлежит к числу наиболее богатых сырьем. Усилиями малого и среднего бизнеса достаточно активно развивалась переработка нефтегазохимических продуктов и полимеров, а вот производство базовых полупродуктов, в первую очередь, этилена и пропилена, замерло на уровне конца 1980-х годов и, по сути дела, стало «узким местом» в развитии комплекса.

В составе ВВП доля российского химического комплекса в 2017 г. составляла около 2%, в т.ч. нефтегазохимии – не более 1,0%. В составе промышленного производства в России доля химического комплекса – 7,0%, в т.ч. нефтегазохимии – порядка 4,0%. Суммарный выпуск продукции химического комплекса

превысил 50 млрд долл., из них нефтегазохимической продукции – не более чем 25 млрд долл. В общем объеме производства мирового химического комплекса доля России составляет 2%, а продукции нефтегазохимии – немногим более 1%.

В составе экспортируемой нефтегазохимической продукции России в 2017 г. основную часть составляли минеральные удобрения, пластмассы и изделия из них, синтетические каучуки, а в основном – нефтегазохимическое сырье и продукция первых переделов. В составе импортируемой продукции преобладала продукция более высоких переделов, прежде всего, изделия из полимеров, сами полимеры, лакокрасочная продукция, шины, катализаторы, вспомогательные вещества для производства полимеров, резино-технические изделия, химические средства защиты растений, химические волокна и нити, товары бытовой химии и прочая продукция высоких переделов.

В мировом производстве полимеров доля российского полиэтилена – 2,1%, полипропилена – 1,6%, поливинилхлорида – 1,5% и только синтетического каучука – 8,5% [108].

Судя по приведенным данным, Россия вышла из числа стран – крупнейших производителей нефтегазохимической продукции.

За период 2000–2017 гг. производство нефтехимического сырья увеличилось почти вдвое, а потребление сырья для производства этилена (т.е. для нужд НГХП) – только на 18%. Сырье шло на экспорт или на производство продукции низших переделов.

Подобный ход развития отрасли порождает ряд угроз, из которых главными следует считать:

- сохранение дисбаланса сырьевой составляющей отрасли с производством базовых полупродуктов, полимеров и изделий из них. Образовавшееся «узкое место» сводит на нет усилия малых и средних предприятий по производству изделий из полимеров;
- потеря конкурентоспособности отечественной нефтегазохимической продукции из-за удорожания всех внутренних факторов производства (сырья, материалов, энергоресурсов, стоимости рабочей силы, транспортных тарифов), создания крупных экспортно ориентированных производств в странах с большими ресурсами относительно дешевого сырья (Саудовская Аравия, Иран и др.) и в странах, располагающих современными технологиями и относительно дешевой рабочей силой (Китай, Ю. Корея и др.); неконкурентная продукция российской нефтегазохимии вытесняется как на внутреннем, так и на внешних рынках; неконкурентность российской нефтегазохимической промышленности может привести к остановке ряда предприятий отрасли;
- углубление зависимости от поставок на российский рынок нефтегазохимической продукции высоких переделов;
- возможность закрытия в ближайшее время ряда предприятий отрасли.

Большинство предприятий отрасли стали акционерными обществами и частными предприятиями – и государство, по сути дела, утратило контроль над их

деятельностью. Менеджеры компаний (за очень малым исключением) предпочитают направлять большую часть прибыли на выплату дивидендов, а не на промышленное развитие.

9.8.2. Необходимость перемен

В последнее время пришло, наконец, понимание важности развития нефтегазохимического комплекса, как одного из реальных направлений структурной перестройки российской промышленности.

Министерством энергетики и Министерством промышленности России были разработаны программы развития химической и нефтегазохимической промышленности России на период до 2030 г. Главными задачами развития отраслей были названы: устранение диспропорций в производстве основных видов продукции; развитие внутреннего спроса на продукцию отрасли; использование конкурентных преимуществ России, прежде всего, обильной и относительно дешевой сырьевой базы; овладение искусством управления инвестициями ввиду высокой капиталоемкости нефтегазохимических производств и наличия многочисленных рисков; отклонение взаимоисключающих и необоснованных проектов, координация в деятельности предприятий отрасли, налаживание взаимодействия между государством и бизнесом и т.п.; изменение стандартов на продукцию, устаревших строительных норм и правил; кластерная организация производства; использование экономических, юридических и организационных механизмов поддержки развития нефтегазохимии.

Программы содержали перечень ключевых инвестиционных проектов с указанием состава производств, уровней мощностей, видов, объемов и источников используемого сырья, включая проекты продуктопроводов для транспортировки углеводородного сырья с соответствующими сроками строительства и ввода объектов. Были выделены основные нефтехимические кластеры (Западно-Сибирский, Поволжский, Северо-Западный, Каспийский, Восточно-Сибирский, Дальневосточный), определены основные специализации кластеров и направления научного, образовательного, финансового, инфраструктурного и др. сопровождения в каждом из кластеров. Предполагалось достигнуть уровня среднедушевого потребления нефтегазохимической продукции, который был в Западной Европе в 2010 г. Намечалось серьезное изменение сырьевой базы отрасли.

Для реализации намечаемой программы развития нефтегазохимии был предложен ряд механизмов экономико-организационного характера, в частности, налоговых послаблений, субсидирования процентных ставок по кредитам, создания особых экономических зон, принятия нормативных документов по стандартам качества продукции и т.п.

Мониторинг выполнения программы развития российской нефтегазохимической промышленности на 2030 г. показал, что достигнуть выполнения всех пунктов плана и реализовать все намеченные проекты не удастся. Ниже приво-

дятся некоторые предложения по перспективному развитию отрасли и пути реализации наиболее перспективных проектов.

Главнейшим направлением реализации долгосрочных стратегий развития нефтегазохимической промышленности России следует считать ориентацию на внутренний рынок и создание стимулирующих мер роста спроса.

9.8.3. Развитие внутреннего рынка нефтегазохимической продукции России

Значительная часть российской химической и нефтегазохимической продукции ориентирована на внешний рынок. Мотивацией внешнеэкономического вектора в деятельности предприятий является в том числе неразвитость внутреннего рынка.

На самом деле это совсем не так. Российский рынок химической и нефтегазохимической продукции совершенно не насыщен: среднедушевое потребление химикатов и нефтехимикатов в России – в несколько раз ниже, чем в странах развитого нефтегазохимического комплекса.

При этом следует отметить, что проблемы внутреннего российского рынка химической и нефтегазохимической продукции – это не только проблемы отрасли, это проблемы экономики в целом. Структурные изменения в экономике, постепенный ее отход от сырьевой модели во многом связаны с развитием нефтегазохимического комплекса. Существует множество важных сфер в экономике, где использование продукции нефтегазохимического комплекса может совершить коренной перелом. К подобным сферам можно отнести развитие автомобилестроения на базе локализации производства автомобильных марок известных зарубежных компаний, а также шин и автокомпонентов на территории России. Известно, что при производстве одного автомобиля расходуется в среднем около 200 кг изделий из полимерных материалов.

Крупнейшей сферой применения изделий из полимеров является жилищно-коммунальное хозяйство, в частности, такие его подотрасли, как водоснабжение и канализация, находящиеся в крайне запущенном состоянии, из которого может быть найден выход путем замены изношенных металлических труб и деталей полимерными. Аналогичная замена может быть в широких масштабах реализована при прокладке распределительных газовых труб в процессе газификации регионов. Крупнейшей сферой применения изделий из полимеров являются отрасли строительного комплекса (жилищное, промышленное, дорожное строительство). Особенно впечатляют возможности использования полимерных композитных материалов в дорожном строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов дорожного хозяйства. Из композитов можно делать пролетные строения мостовых сооружений, системы внешнего армирования, настилы дорожного полотна и тротуаров пешеходной части; можно применять композиционные полимеры для армирования бетонных конструкций, модифицировать асфальтобетонные смеси. Композитные полимерные материалы могут использоваться в самолетостроении. В частности, в новом пассажирском самолете МС-21-300 установлены композит-

ное крыло большого удлинения, рули высоты, рули управления. Весьма емкими сферами применения изделий из полимеров и другой химической и нефтегазохимической продукции являются отрасли агропромышленного комплекса, медицина, производство товаров народного потребления и др.

Без преувеличения можно сказать, что переработка полимеров и нефтегазохимических продуктов – это «точка роста» промышленности, в значительной мере национальный базис и основа для перехода от сырьевой модели экономики к инновационной. Кроме этого, следует отметить социальную значимость переработки, поскольку малые и средние предприятия этой подотрасли могут появляться как в составе химических и нефтегазохимических кластеров, так и в небольших городах, рабочих поселках, обеспечивая население высокотехнологичными рабочими местами с вполне достойной заработной платой.

Спрос на продукцию нефтегазохимического комплекса в ряде отраслей потребления высок, однако потребители часто ориентируются на традиционные материалы (в частности, на металлические трубы вместо полимерных). Государству следовало бы вместо устаревших норм и правил, действующих в строительстве и других отраслях, ввести новые, в частности, учитывающие обязательное использование нефтегазохимических и полимерных материалов. Более того, ряд производителей полимерных материалов готовы предоставлять свою продукцию потребителям в кредит с последующей оплатой, в т.ч. за счет эффекта от применения полимеров.

Примерный и далеко не полный перечень видов продукции, которые могут производить предприятия по переработке крупнотоннажных полимеров (полиэтилена, полипропилена, поливинилхлорида, полистирола и др.), и сфер их использования приведен на рис. 9.8.

Панели, листы, щиты, пластины, плиты, кровельная изоляция, изоляция стен, напольные покрытия, звуко- и теплоизолирующие материалы, оконные и дверные профили и др.	Промышленное, жилищное, индивидуальное строительство
Древесно-композитные полимерные изделия	-----”-----
Полимерные трубы, фитинги и запорная арматура	ЖКХ, водоснабжение, канализация
Кабели, электроустановочные изделия	ЖКХ, все виды строительства
Полимерно-битумные вяжущие добавки к асфальту, элементы строительных конструкций из композитных материалов	Дорожное строительство
Полимерная тара, упаковка	Пищевая, легкая промышленность, оптовая и розничная торговля
Пакеты, контейнеры, шприцы и проч.	Здравоохранение, медицина
Бытовые изделия, игрушки, сувениры	Товары широкого потребления, туризм
Детали транспортных средств	Автомобилестроение, транспортное машиностроение

Рис. 9.8. Виды изделий из полимеров и сферы их использования

Перспективы производства и использования крупнотоннажных полимеров состоят в том, чтобы уйти от экспортно-сырьевой ориентации отечественной экономики, увеличить производство полимеров, отказаться от импорта базовых полимеров и насытить внутренний спрос.

Производство крупнотоннажных пластиков массового использования – это магистральный путь развития производства полимерных материалов, занимающих ценовую нишу 1,5–2,0 евро/кг полимера.

Второй категорией пластиков, развитие которых входит в состав проектов развития нефтегазохимии, можно считать среднетоннажные, ценовая ниша которых находится в интервале 2–10 евро/кг. К таким полимерам относится, в частности, полиэтилентерефталат (ПЭТФ), используемый для производства бутылочной тары. К ним можно также отнести полиуретаны, поликарбонаты и др.

Имеется еще ряд полимеров, ценовая ниша которых находится в интервале 10–50 евро/кг и выше. Это, как правило, высокотехнологичные конструкционные пластики и композиты специального назначения (полифениленоксид, полиамид, композиты). Промышленное производство подобных пластиков в России отсутствует, имеются только опытно-промышленные установки.

Можно констатировать, что в России имеется потенциал роста внутреннего рынка полимеров, насыщение которого, в т.ч. путем импортозамещения, представляет собой магистральное направление развития отечественной нефтегазохимической промышленности.

9.8.4. Сырьевые проблемы нефтегазохимии

Важнейшей является также проблема сырьевого обеспечения нефтегазохимического комплекса, прежде всего, углеводородным сырьем.

Углеводородного сырья в России много – и оно относительно дешевое. Если сравнить потенциальные ресурсы углеводородного сырья и потребность в нем, то ни у кого не возникает сомнений в возможности удовлетворения спроса для нужд нефтегазохимии, нефтепереработки, экспорта, коммунально-бытового сектора и др. сфер. Однако следует учесть отрыв сырьевых регионов от перерабатывающих мощностей и регионов спроса на конечную продукцию нефтегазохимии, что обуславливает повышенные транспортные издержки и делает в ряде случаев невыгодным углубление переработки и не дает возможности конкурировать с интегрированными зарубежными мощностями.

Следует также принять во внимание конфликт интересов при распределении углеводородного сырья между крупными нефтегазохимическими комплексами (например, между Тобольским нефтегазохимическим комплексом, действующими и проектируемыми нефтегазохимическими производствами Татарстана и Башкирии, проектируемым комплексом в Северо-Западном округе), а также между экспортом углеводородного сырья и его внутренним потреблением.

Важным обстоятельством при расчете спроса на углеводородное сырье для нефтегазохимического комплекса является соблюдение складывающихся балан-

совых соотношений между компонентами сырьевых ресурсов (нафта, широкая фракция легких углеводородов, этан, сжиженные углеводородные газы) и структурой спроса на базовые нефтегазохимические полупродукты (этилен, пропилен, бензол, ксилолы, бутадиен).

Кроме того, следует отметить совершенно неэффективное использование ценных компонентов природного (богатого этаном) газа. Ряд крупных месторождений на севере Тюменской области, вступивших на стадию разработки т.н. валанжинских горизонтов, являются источниками природного газа, богатого, помимо метана, углеводородами C_{2+} .

Учитывая то обстоятельство, что наиболее эффективными производствами по переработке углеводородного сырья являются крупные и сверхкрупные установки, их обеспечение сырьем выходит за пределы возможностей одной компании и требует системы государственного регулирования в распределении сырьевых ресурсов путем заключения долгосрочных договоров. Что касается более эффективного использования ценных компонентов природного (богатого этаном) газа, то стоит напомнить о необходимости выделения в газотранспортной системе Уренгой – Надым – Пунга – Ухта – Грязовец – Выборг автономной нитки для подачи природного (богатого этаном) газа северных районов Тюменской области и сооружения вдоль трассы нескольких газохимических комплексов. Подобные схемы следует рассмотреть и при разработке крупных источников природного (богатого этаном) газа в других регионах страны, в частности, природного газа Ковыктинского, Чаяндинского и ряда других месторождений в Восточной Сибири, в составе природного газа которых, наряду с углеводородами C_{2+} , имеется еще и гелий.

Для гармоничного развития нефтегазохимического комплекса важно организовать связывание крупных нефтегазохимических комплексов с сырьевыми источниками-продуктопроводами (этиленопроводами). Это является обычной практикой в США, западноевропейских странах. Система «этиленового кольца» существует и в России. Она связывает ряд нефтегазохимических предприятий Татарстана, Башкирии, однако эта система – маломощная и в достаточной степени изношенная.

Необходимость соединения сырьевых источников и крупных нефтегазохимических комплексов очевидна. В связи с этим намечены проекты соединения северных месторождений Тюменской области с пунктом переработки легкого углеводородного сырья (продуктопровод «Пуровский завод по переработке газового конденсата» – Южно-Балыкский газоперерабатывающий комплекс), а также расширение продуктопровода Ю. Балык – Тобольск. Это позволит значительно увеличить поставки легкого углеводородного сырья на переработку. Очевидным выглядит строительство продуктопровода «Тобольск – Уфа – Нижнекамск», который соединил бы добывающие районы с регионами эффективной переработки этого сырья, но тут вступает в силу вышеупомянутый конфликт интересов.

В случае реализации проекта создания газохимических комплексов на трассе «Северные районы Тюменской области – Выборг» с целью использования

ценных компонентов природного (богатого этаном) газа может быть рассмотрен вопрос о создании этиленопровода Череповец – Казань и объединении в кольцо ресурсов углеводородного сырья и важнейшего базового полупродукта нефтегазохимии (этилена) трех крупнейших регионов (Западная Сибирь – Урало-Поволжье – Северо-Запад).

Предложены и другие варианты транспортировки этансодержащего газа СРТО в регион Поволжья, в частности, организовать транспортировку природного газа валанжинских горизонтов на предприятия Поволжья по двум направлениям: Ямбург – Кенгур – Полянская – Туймазы – Миннибаевский ГПЗ и Ямбург – Пермь – Ижевск – Арск – Шеморданский ГПЗ [109].

Объединение крупнейших центров добычи и переработки сырья, производства нефтегазохимической продукции в перспективе позволило бы оптимизировать сырьевые, полупродуктовые и продуктовые потоки, добиваться тонкой настройки балансировок, особенно в моменты ввода крупных установок, дало бы возможность регулировать и стабилизировать циклы бизнеса нефтяных, газовых и нефтегазохимических компаний и сглаживать последствия внутренне присущей нефтегазохимии цикличности ее развития.

Серьезной проблемой перспективного развития химического комплекса является проблема финансового обеспечения реализации проектов. Дело в том, что современные химические и нефтегазохимические производства, объединяемые в промышленные комплексы, требуют инвестиции в объеме порядка 1–2 млрд долл. и выше. Для финансового обеспечения таких объектов необходимы иностранные кредиты, однако инвесторы не всегда охотно идут в Россию, ссылаясь на высокие риски. Российские финансовые институты готовы финансировать новое строительство или модернизацию действующих производств нефтегазохимического комплекса, но под высокие проценты. Отечественные компании нефтегазохимического профиля часто финансируют строительство из собственных средств, но в силу их ограниченности строительство затягивается, эффективность проектов снижается. Конечно, государство может субсидировать ставки по кредитам, поддержать кредиты государственными гарантиями, ввести налоговые каникулы для новых и реконструируемых производств, создать особые экономические зоны в пределах химических и нефтегазохимических кластеров, разрешить возможность ускоренной амортизации вводимых объектов, а также использовать другие экономические меры, но это делается лишь для отдельных объектов.

Для мирового нефтегазохимического комплекса характерной чертой является постоянное техническое совершенствование, внедрение новых технологий и продуктов – иначе говоря, инновационный путь развития. В принципе, большинство существующих в мире технологий производства химической и нефтегазохимической продукции доступны для любой страны, стремящейся развивать нефтегазохимию. Это касается и России. Некоторые эксперты высказывают лишь сомнение в возможности получения технологий производства продукции массового использования последнего поколения, а также технологий производ-

ства химической и нефтегазохимической продукции высоких переделов. Тем не менее, в проекты, составляющие основу инвестиционной программы, должны быть непременно заложены новейшие отечественные и зарубежные технологии. Если этого не сделать, то имеющееся отставание будет пролонгировано и углублено на весь горизонт перспективного плана. Отрицательную роль могут сыграть введенные против нашей страны санкции.

9.8.5. Проблемы развития нефтегазохимических кластеров России

Нефтегазохимический кластер Татарстана.

Нефтегазохимический кластер в 2013 г. произвел продукции на 896 млрд руб., что составило более 35% промышленного производства Республики Татарстан. При этом на 217 млрд руб. (или 24%) было произведено инновационной продукции. Добыча нефти составила 32 млн т, переработка – 16 млн т, производство пластмасс – 1,5 млн т, синтетических каучуков – 0,6 млн т [110].

Нефтегазохимический кластер Татарстана сложился исторически как центр добычи и переработки нефти и попутного нефтяного газа. Основными компаниями, работающими в составе нефтегазохимического кластера, являются Татнефть, ТАИФ, Нижнекамский нефтехимический комбинат (НКНХК), Казанский завод оргсинтеза, Нижнекамский шинный завод, предприятия по переработке пластмасс. Схема взаимосвязей предприятий Татарского нефтегазохимического кластера приведена на рис. 9.9.

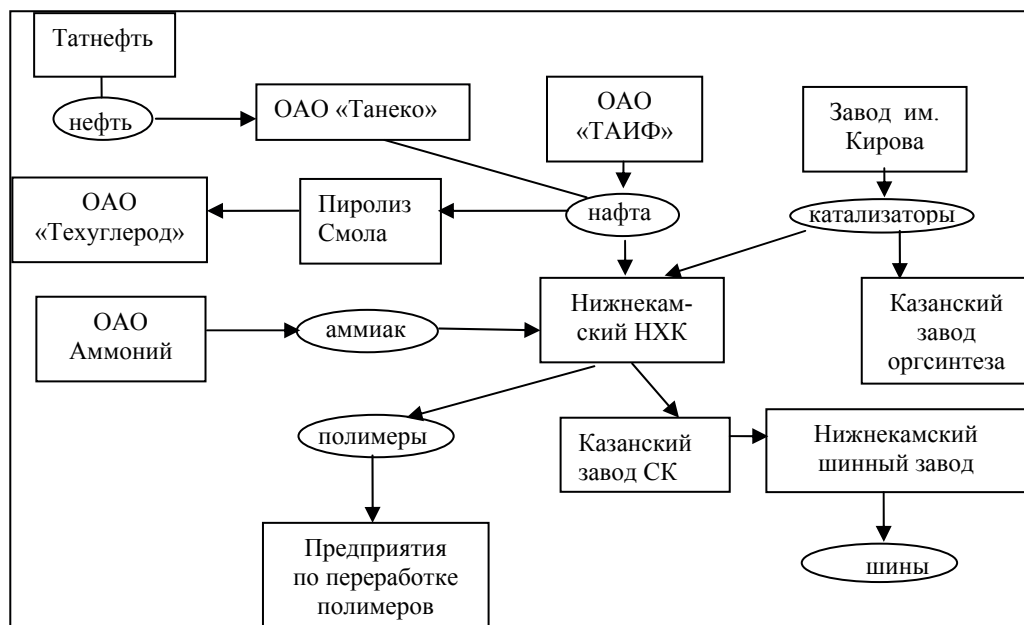


Рис. 9.9. Схема взаимосвязей в составе нефтегазохимического кластера Татарстана

Одним из важнейших проектов развития нефтехимического кластера Татарстана является создание этиленовой установки мощностью 1 млн т/год (миллионника) на Нижнекамском нефтехимическом комбинате. Реализация этого проекта стоимостью 100 млрд руб. смогла бы «расширить» «узкое горлышко» российской, и, в первую очередь, татарстанской нефтегазохимии и перевести отрасль в новое состояние ликвидации дисбаланса и стабильного сбалансированного роста. Поскольку непосредственно для НКНХК – это весьма сложная задача, необходима государственная поддержка такого проекта путем присвоения «миллионнику» вкуче с объектами «этиленового кольца» статуса инфраструктурного проекта, нуждающегося в поддержке в виде одной из форм государственно-частного партнерства. В составе проекта расширения НКНХК – создание наряду с этиленовой установкой производств полиэтилена, полипропилена, производных бензола и бутадиена.

Комплексное решение проблемы «миллионника» плюс «этиленовое кольцо» позволили бы решить не только отдельную задачу создания в рамках крупнейшего нефтехимического предприятия мощного этиленового комплекса, но и обеспечить сырьем многочисленные действующие и проектируемые заводы – потребители этилена, пропилена, бензола и бутадиена с этого «миллионника» не только на НКНХК, но и на других предприятиях страны, обеспечить полимерами множество компаний малого и среднего бизнеса по переработке полимеров в многочисленных индустриальных парках.

В последнее время руководителями нефтегазохимического комплекса Татарстана принято решение строить последовательно две установки по производству этилена мощностью 600 тыс. т/год каждая вместо одного «миллионника». Но такое решение может привести к потере «эффекта масштаба» и затянет реконструкцию нефтегазохимического комплекса Республики Татарстан на долгие годы.

Стратегическим звеном в деле импортозамещения является реализация проекта по производству полиэтилентерефталата (ПЭТФ). Проект инициирует ОАО «Холдинговая компания Ак Барс». Проект включает в свой состав крупнотоннажное производство двух продуктов: терефталевой кислоты и ПЭТФ. Сырьем для этого проекта является параксилон с нефтеперерабатывающего завода «ТАНЕКО». Потребителями – местные производства пищевой продукции, стройматериалов, текстильных товаров и др. Этот проект отличается выгодным географическим положением будущего завода в составе Татарстанского нефтегазохимического кластера, его характеризуют непосредственная близость к сырью и минимальные затраты на доставку компонентов; предложена энергоэффективная и менее капиталоемкая технология; ожидается синергетический эффект снижения затрат за счет использования инженерной инфраструктуры «ТАНЕКО».

Сырьевое обеспечение нефтегазохимии Татарстана – продукты переработки нефти, прежде всего, прямогонные бензиновые фракции (нафта) с НПЗ ТАИФ-НК и ТАНЕКО, а также этан с Миннибаевского ГПЗ. Сейчас значительная часть нефти уходит на экспорт (в силу сложившихся экономических условий, делаем

щих экспорт сырья выгоднее его глубокой переработки). Комплексная и глубокая переработка углеводородного сырья в продукцию нефтегазохимии, а последней – в пластики, шины, бытовые и косметические товары, дает возможность получать за счет продукции нефтегазохимии каскадный эффект и осуществлять реальный переход от сырьевого к инновационному пути развития экономики Республики Татарстан.

В рамках программы развития инновационной деятельности в нефтегазохимическом кластере Татарстана создается сеть технопарков по двум основным направлениям: коммерциализации научных разработок и инновационному развитию индустриального производства. Здесь действуют особая экономическая зона промышленно-производственного типа «Алабуга», Камский индустриальный парк, технополис «Химград».

Башкирский нефтегазохимический кластер.

Башкирский нефтегазохимический кластер объединяет отрасли нефтегазодобывающей и нефтегазоперерабатывающей и нефтегазохимической промышленности Республики Башкортостан. Он состоит из двух подкластеров: Уфимского и Салават-Стерлитамакского.

Уфимский подкластер включает в свой состав такие крупные предприятия, как 3 нефтеперерабатывающих завода (Уфимский, Новоуфимский и Уфанефтехим), АО «Уфанефтеоргсинтез» (производство нефтегазохимической продукции), АО «УЗЭМИК» (производство резинотехнических изделий), АО «Стеклолит» (производство стекловолокна), АО «Полиэф» (производство терефталевой кислоты и диметилтерефталата).

Салават-Стерлитамакский подкластер включает в себя Стерлитамакский завод синтетического каучука, Стерлитамакское АО «Сода», Стерлитамакский НХЗ, ОАО «Синтезкаучук», а также «Салаватский НХК» компании АО «Газпром Нефтехим Салават». В подкластере выпускается широкий спектр нефтегазохимической продукции.

Почти на всех нефтехимических предприятиях Республики Башкортостан намечены модернизация и расширение производства.

Суммарный объем нефтехимической и химической продукции, произведенной в Башкирском кластере, составил в 2013 г. 4,2% суммарного объема химического комплекса России [111].

С институциональной точки зрения нефтегазохимический кластер Башкортостана пережил ряд изменений. В последнее время произошла экспансия компании «Система» в башкирский топливно-энергетический комплекс. В этот период башкирские НПЗ отказались от работы по схеме процессинга (по давальческой схеме). Практически все НПЗ были модернизированы. Было принято решение выделить нефтегазохимическое крыло компании Башнефть в отдельную «Объединенную нефтехимическую компанию» (ОНК), в состав которой вошли крупнейший нефтегазохимический комбинат «Уфанефтеоргсинтез», Шкаповский и Туймазинский газоперерабатывающие заводы (ГПЗ) и завод «Бисфенол А».

Новая компания ОНК разработала долгосрочный план своего развития. Предполагается расширение действующих производств полиэтилена и полипро-

пилена, создание производства моноэтиленгликоля, ТФК и ПЭТФ в Уфе, строительство на площадке Шкаповского ГПЗ этиленовой установки мощностью 1 млн т/год и производств на основе этилена, пропилена и бензола. Предполагается, что сырьем «миллионника» будут продукты переработки с башкирских НПЗ и ГПЗ. План включает в себя также продолжение цепочки на заводе «Бисфенол-А», а именно, выпуск эпоксидных смол [112].

Волжский нефтегазохимический кластер.

Волжский нефтегазохимический кластер включает в свой состав предприятия Самары, Дзержинска и Тольятти.

Самарский узел предприятий состоит из УК «Самараоргсинтез», Новокуйбышевского НХК, ЗАО «Нефтехимия», входящих в компанию САНОРС, выкупившую эти предприятия у «Сибура» и «Реновы». В свою очередь, компанию САНОРС выкупила Роснефть, которая планирует создать в г. Новокуйбышевск на базе ресурсов сырья местных НПЗ этиленовую установку мощностью 1,2 млн т/год этилена и 0,6 млн т пропилена, 0,12 млн т бутадиена, 0,3 млн т бензола, 0,14 млн т толуола. Эти базовые нефтегазохимические полупродукты намечено в дальнейшем переработать в полиэтилен (0,54 млн т), полипропилен (0,48 млн т), а также организовать производство метилметакрилата и полиметилметакрилата. На заводе «Бисфенол А» запланировано создать производство поликарбонатов.

В состав Волжского кластера входят также крупное предприятие «Куйбышевазот» (производство аммиака, карбамида), химические производства в г. Дзержинске, упомянутое ранее производство ПВХ (проект «РусВинил»), а также производства синтетического каучука в гг. Волжск и Тольятти.

На тольяттинской площадке компании СИБУР, выпускающей разнообразные марки синтетических каучуков (бутилкаучук, изопреновый каучук), осуществляется реализация проекта «Изопрен», что позволит расширить производство изопренового каучука, пользующегося хорошим спросом как на внутреннем, так и на зарубежных рынках.

На перспективу до 2035 г. в составе Волжского нефтегазохимического кластера, а также Татарстанского и Башкирского кластеров, намечено реализовать 107 крупных, средних и мелких проектов по производству нефтехимикатов и пластиков, что превратит этот кластер в один из крупнейших в мире.

Западно-Сибирский нефтегазохимический кластер.

Западно-Сибирский нефтегазохимический кластер включает в свой состав 3 подкластера: Тобольский, Томский и Омский.

Тобольский подкластер образует крупнейший Тобольский НХК, в котором имеются: ЦГФУ – 3,8 млн т/год, производство мономеров для синтетических каучуков; установка по производству полипропилена – 500 тыс. т/год (введена в 2014 г., крупнейшая в Европе). Здесь создана разветвленная инженерная и социальная инфраструктура, создаются индустриальные парки для производства изделий из полимеров.

Перспективы развития Тобольского НХК: расширение ЦГФУ до 6,6 млн т/год, расширение мощности продуктопровода «Пуровский ЗПК – Тобольский НХК» (1100 км). Намечена реализация проекта «Запсибнефтехим», в составе которого – этиленовая установка 1,5 млн т этилена в год с одновременным производством пропилена 0,5 млн т/год, бутан-бутиленовой фракции – 0,1 млн т/год. На базе олефинов предусмотрено производство полиэтилена 1,5 млн т/год, полипропилена – 0,5 млн т/год. Ориентировочная стоимость проекта – 9,5 млрд долл. Намечено также создать индустриальные парки по производству изделий из пластмасс. Реализация крупнейшего проекта «ЗапсибНефтехим» идет полным ходом.

Второй подкластер – Томский НХК. Это этиленовая установка – 260 тыс.т/год; производство полиэтилена – 250 тыс.т/год; полипропилена – 130 тыс. т/год, метанола – 750 тыс.т/год, формалина – 360 тыс.т/год, карбамидных смол – 250 тыс.т/год. В составе Томского подкластера имеются научные и инженерные центры.

В подкластере осуществляется модернизация этиленовой установки и производств полимеров. Намечены создание центра по производству продукции малотоннажной химии, организация завода по производству сжиженного природного газа (СПГ) и газификация региона. Модернизация Томского НХК обошлась в 11 млрд руб. Производство основного продукта – полиэтилена – увеличено с 240 тыс. т/год до 270 тыс. т/год, а полипропилена – с 130 тыс. т/год до 140 тыс. т/год.

Третий подкластер – Омский. Здесь функционирует Омский завод «Полиом» (производство полипропилена – 180 тыс.т/год).

Главной проблемой Западно-Сибирского нефтегазохимического кластера является рациональное использование ресурсов сырья: обеспечение сырьем не только предприятий Западной Сибири, но и других нефтегазохимических центров страны.

В период до 2035 г. в Западно-Сибирском кластере намечено реализовать 22 крупных и средних проектов по производству нефтегазохимической продукции.

Северо-Западный нефтегазохимический кластер.

Пока нефтегазохимия в регионе развита слабо: имеются заводы по производству минеральных удобрений в г. Череповец, производство полупродуктов на НПЗ в г. Кириши; производство ПЭТФ в г. Калининграде.

Тем не менее, Северо-Западный федеральный округ – регион для создания крупного нефтегазохимического кластера: выгодное географическое положение, хорошо развитая транспортная инфраструктура, размещение мощностей «вблизи рынка», возможности морской торговли нефтегазохимической продукцией с экспортной ориентацией, наличие квалифицированных профильных кадров, мощные научные и учебные центры.

При обосновании перспектив развития нефтегазохимического кластера в регионе рассматривались несколько вариантов.

Проект «Трансвалгаз» – транспортировка этансодержащего природного газа по одной из ниток существующей газотранспортной системы Уренгой – Надым – Пунга – Ухта – Грязовец – Череповец – Ленинградская обл. – побережье Балтийского моря (Усть-Луга) – проект Газпрома, Сибура, Dow Chemical. Намечено создать 2 газохимических комплекса: ГХК в Череповце и Усть-Луге. Мощности по производству полимеров в Усть-Луге – 1,5–2,0 млн т/год, мощности по производству полимеров в г. Череповец – 0,85 млн т полимеров общего назначения, а также винилацетата, поливинилацетатной эмульсии, фторполимеров.

Проект «Хорда» предполагает транспортировку сырья (ШФЛУ, СУГ) из региона Западной Сибири в район побережья Балтийского моря. Этот проект заморожен из-за того, что стоимость продуктопровода весьма высока.

Кроме этого, предложен проект ГХК в г. Калининграде. Сырьевое обеспечение этого предприятия должно быть организовано путем ответвления от газопровода «Северный поток».

В регионе предполагается организовать предприятия-сателлиты в промышленном парке «Шексна» и небольших городах – здесь планируется переработка полимеров [113].

Типичная схема газохимического комплекса (ГХК) для региона представлена на рис. 9.10. Это наиболее простой по составу ГХК и наименее затратный вариант. Предполагалось построить несколько таких относительно простых ГХК в рамках проекта «Северный маршрут».

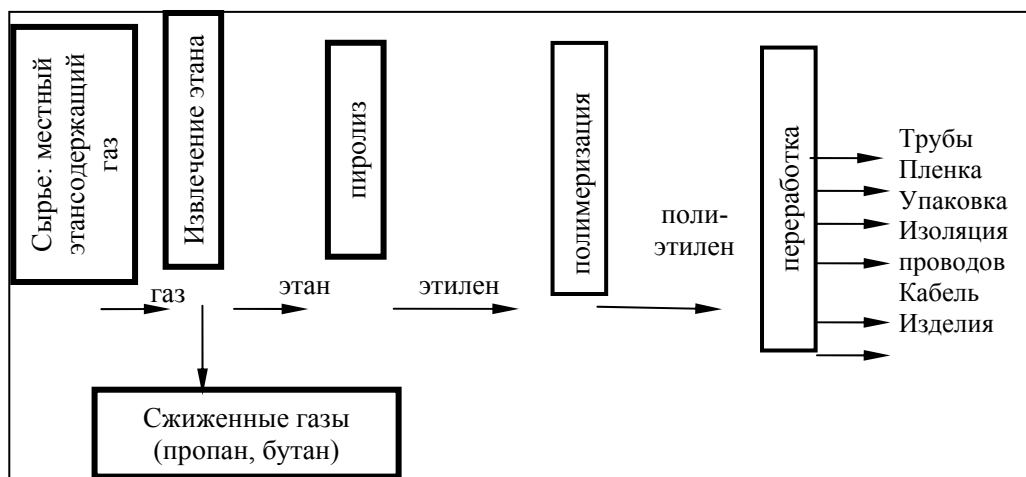


Рис. 9.10. Схема газохимического комплекса

Сырьевой базой ГХК в рамках проекта «Северный маршрут» может быть валанжинский газ северных районов Тюменской области, для которого в газотранспортной системе предполагалось выделить автономную нитку. Вдоль трассы газопровода по проекту «Северный маршрут» предполагалось построить несколько ГХК по схеме, представленной на рис. 9.10. Первоочередным объектом должен был стать Череповецкий ГХК (на площадке действующего завода

«Азот», входящего в состав компании «Фосагро»). Однако проект «Северный маршрут» не был поддержан «хозяином» газа Газпромом и был им преобразован в упомянутый выше проект «Трансвалгаз» с созданием ГХК в г. Череповце и г. Усть-Луга (экспортноориентированное предприятие). Вместо последнего даже рассматривался вариант транспортировки фракции C_{2+} за рубеж.

Каспийский нефтегазохимический кластер.

В регионе имеется крупный нефтехимический завод компании ЛУКОЙЛ в Буденновске. Сырьем для дальнейшего развития производства нефтегазохимической продукции в регионе является попутный нефтяной газ, получающийся совместно с добываемой на шельфовых месторождениях северного Каспия нефтью. Для выбора места размещения газохимического завода в регионе было исследовано несколько площадок, однако остановились на площадке действующего НХК в г. Буденновск (наличие свободной территории, возможность использования инженерной и социальной инфраструктуры и кадров действующего предприятия). Схема ГХК компании ЛУКОЙЛ в Буденновске представлена на рис. 9.11.

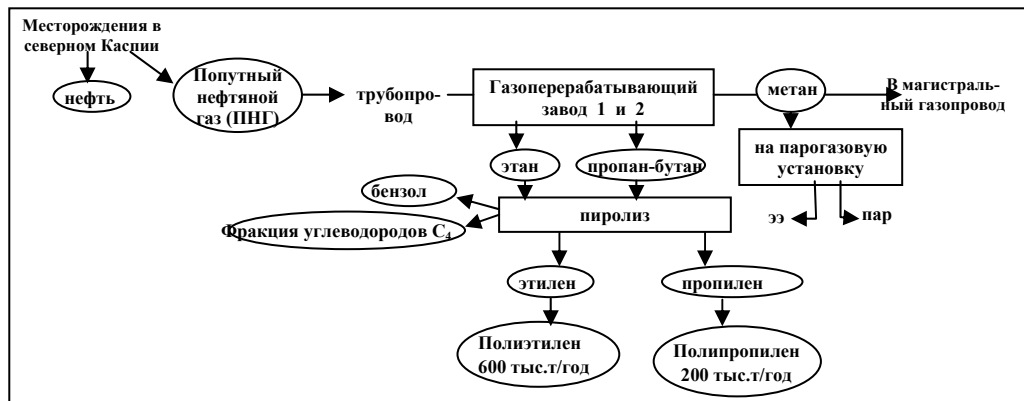


Рис. 9.11. Схема ГХК в Северном Каспии

Строительство нового нефтегазохимического кластера в г. Буденновске компания ЛУКОЙЛ наметила осуществить в 2 этапа: первый – построить продуктопровод для ШФЛУ от нефтяных промыслов Северного Каспия до г. Буденновск, соорудить там газоперерабатывающий завод № 1 и энергоустановку. Срок окончания первого этапа – 2015–2016 гг.; второй – строительство самого ГХК, на котором предполагается производить 600 тыс. т/год полиэтилена и 200 тыс. т/год полипропилена.

Восточно-Сибирский нефтегазохимический кластер.

В Восточно-Сибирском регионе имеется два крупных нефтегазохимических предприятия – «Ангарская нефтехимическая компания» (Роснефть) и «Саянскхимпласт» (Ренова). Эти предприятия являются основой кластера. Проблема их деятельности – нехватка сырья. Между тем, в регионе открыты и начали разрабатываться несколько крупных месторождений. Природный (богатый этаном)

газ Ковыктинского месторождения (с высоким содержанием углеводородов C_{2+} и гелия) и аналогичного состава газ Чаяндинского месторождения являются сырьем для извлечения ценных компонентов (этана, пропана, бутанов, углеводородов C_{5+}) для нужд нефтегазохимии и для извлечения и хранения гелия. Схема организации кластера представлена на рис. 9.12.

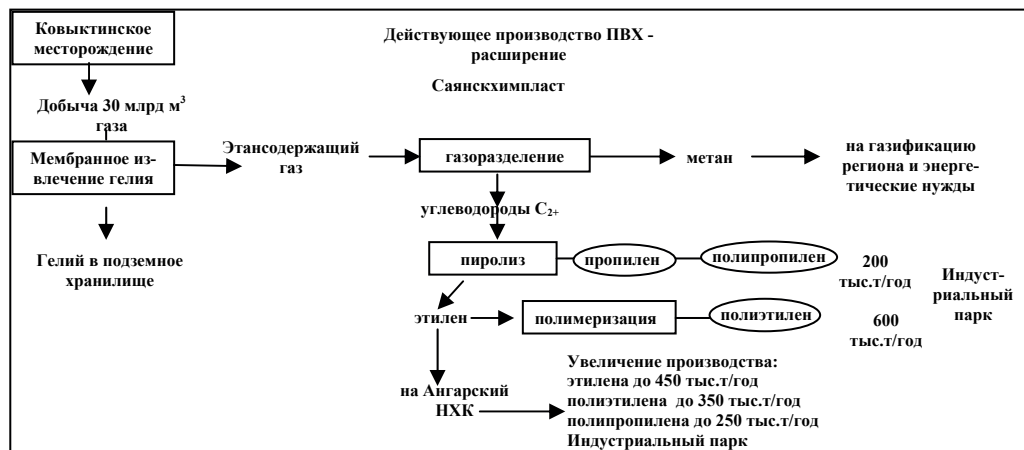


Рис. 9.12. Схема кластера в Восточной Сибири

Дальневосточный нефтегазохимический кластер.

В настоящее время предприятий нефтегазохимии в Дальневосточном федеральном округе нет.

Совершенно новые нефтегазохимические кластеры на Дальнем Востоке планируют создать две наиболее мощные нефтегазовые компании – «Роснефть» и «Газпром».

Компания «Роснефть» собирается реализовать проект нефтегазохимического комплекса силами «Восточной нефтехимической компании» (дочки «Роснефти») в районе порта Находка. В составе комплекса предполагается построить НПЗ мощностью 12 млн т – 1-ая очередь (2018 г.). На следующем этапе предполагается создать общее с НПЗ нефтегазохимическое производство, конечными продуктами которого будут автобензин – 1,5 млн т/год; дизтопливо – 6,0 млн т; авиакеросин – 0,8 млн т; этилен – 1,0 млн т; полиэтилен – 0,85 млн т; полипропилен – 0,8 млн т; параксилон – 0,6 млн т; моноэтиленгликоль – 0,7 млн т; бензол – 0,3 млн т; бутадиев – 0,2 млн т. Объем инвестиций – 1,3 трлн руб. Завод задуман как экспортоориентированный и как нацеленный на внутренний спрос Дальневосточного федерального округа.

«Газпром» на базе местных газовых месторождений собирается построить Амурский газохимический комплекс в г. Белогорске (Амурская область).

Сырье – газ Чаяндинского месторождения, содержащий высокий процент гелия и углеводородов C_{2+} . Газ намечено подавать по трубопроводу «Сила Сибири» в Китай, однако этот газ богат ценными углеводородами и гелием, которые необходимо извлекать на площадке Белогорского ГХК, схема которого показана на рис. 9.13.

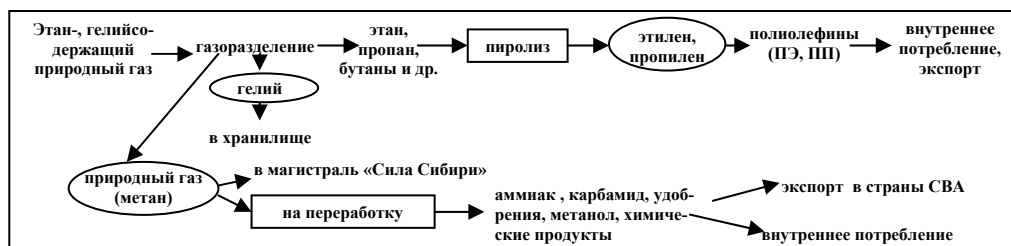


Рис. 9.13. Схема Амурского газохимического комплекса (ГХК)

Российский нефтегазохимический комплекс, занимавший во времена СССР одну из ведущих позиций в мире, после провала в 1990-е годы медленно выплывает из кризиса. За последние два-три года были реализованы несколько крупных проектов, таких как «Тобольск-Полимер», «РусВинил», введено несколько новых мощностей на действующих предприятиях отрасли [114]. Активно работают малые и средние предприятия по переработке полимеров в изделия. Однако их сдерживают недостаточные мощности по производству главного базового нефтегазохимического полупродукта – этилена. Образовавшееся «бутылочное горлышко» сдерживает и рост отрасли в целом. Темпы роста нефтегазохимии упали до минимальных. По объему производства нефтегазохимическая промышленность России в 2015 г. оказалась уже на 13-м месте. Доля произведенной в России нефтегазохимической продукции по отношению к мировой невелика: по большинству крупнотоннажных продуктов она составляет 1–2% лишь по производству синтетического каучука достигла 5%. Если такими темпами российская нефтегазохимия будет развиваться дальше, то в самое ближайшее время будет пройдена «точка невозврата», и по уровню производства продукции отрасли на душу Россия окажется в числе стран третьего мира.

С целью улучшения ситуации Министерством энергетики РФ и Министерством промышленности и торговли РФ были разработаны программы развития химической и нефтегазохимической промышленности на период до 2030 г. Цели обеих программ – весьма благородные, намеченные темпы роста, рекомендованные в программных документах, не уступают темпам роста мировых лидеров нефтегазохимии. Разработана система экономических, организационных и правовых мероприятий, которые должны создать механизмы реализации намеченных проектов в совокупности с мерами стимулирования внутреннего спроса и решения инфраструктурных проблем с использованием практики государственно-частного партнерства.

Мониторинг выполнения программ показал, что ряд намеченных проектов не удалось ввести в запланированные сроки.

Главной становится задача реализации, по крайней мере, нескольких узловых, приоритетных, решающих сразу несколько проблем проектов и разрешения конфликтных ситуаций, из которых необходимо выделить следующие:

- проект строительства «миллионника» на Нижнекамском нефтехимическом комбинате. Этой установке в совокупности с модернизацией действующего «этиленового кольца» следовало бы присвоить статус инфраструктурного проекта. Реализация этого комплексного проекта с участием государства могла бы «расширить» узкое место в отрасли;
- разрешение конфликта интересов в отношении обеспечения намечаемых комплексов углеводородным сырьем. Сырье следует, в первую очередь, использовать на внутреннем рынке, а не продавать за рубеж (импортируя потом произведенную из него продукцию высоких переделов); распределение сырья по крупным проектам должно решаться на высшем уровне (Энергетическая комиссия при Президенте) и оформляться в виде долгосрочных договоров с фиксированными ценами и правилом «бери и/или плати»;
- эшелонирование проектов, т.е. их расстановка во времени; первоочередными представляются проекты в уже сложившихся нефтегазохимических кластерах;
- поддержку усилий малых и средних компаний по наращиванию производства изделий из полимеров и ориентацию производителей на запросы переработчиков в отношении требуемых объемов и ассортимента полимеров массового использования и, главное, специальных высокотехнологичных полимеров и композитов.

Основные усилия по реализации программы развития нефтегазохимической отрасли страны прилагают крупные компании, такие как Роснефть, Газпром, СИБУР и др., а ход выполнения корректируют министерства.

Представляется, что для решения проблем развития нефтегазохимии должны быть проявлены и политическая воля, и понимание нефтегазовыми и нефтегазохимическими компаниями, министерствами того факта, что развитие нефтегазохимии – это путь к диверсификации, к повышению устойчивости экономики в сложных экономических условиях, к постепенному переходу от сырьевой модели к инновационной.

Заключение. О некоторых развилках в мировой энергетике

В мировом нефтяном секторе наступает самый трудный переходный период с тех пор, как в конце 1960-х сформировался его сегодняшний облик. Пока не ясно, что он будет представлять собой к 2040 году, но предрекать ему скорую кончину преждевременно. Глобальная энергетическая система как основа экономического развития человеческой цивилизации сегодня оказалась на перепутье, а различные силы и факторы подталкивают ее к движению в разных направлениях. Из всех движущих сил четко прослеживаются три основные: стремление снизить стоимость производства энергии, смещение акцентов в энергетической политике стран – потребителей энергии и качественное развитие технологий.

Новые акценты. В энергетической политике энергопотребляющих стран происходит смещение акцентов. Например, в США основными принципами энергетической политики будут расширение системы трубопроводов для транспортировки углеводородов, открытие доступа к участкам федеральных земель для разведки запасов нефти и газа и усиление поддержки ядерной энергетики. Однако пока непонятно, как новая энергетическая политика отразится на структуре и объемах спроса и предложения различных источников энергии.

В остальных экономически развитых странах энергетическая политика направлена на активное переориентирование на производство энергии из альтернативных источников. С апреля 2017 года Великобритания перестала использовать уголь для производства энергии, к тому же, Франция и Великобритания поставили своей целью полную электрификацию дорожного транспорта к 2040 году. Ряд других развитых стран тоже поставили подобные, хотя и более скромные цели, соответствующие общему направлению энергетической политики ЕС.

Существует две технологические разработки, которые влияют на нефтяную промышленность: возрожденная технология гидроразрыва пластов в сочетании с горизонтальным бурением и существенное улучшение технологий производства аккумуляторов. Первая привела к увеличению предложения, а вторая постепенно снижает спрос. Вполне вероятно, что развитие этих технологий продолжится и будет менять будущее. Дальнейшее освоение возобновляемых источников энергии в сочетании со стремлением заменить двигатели внутреннего сгорания (ДВС) силовыми агрегатами на электричестве продолжают и дальше снижать спрос на нефть. Но даже в случае полной ликвидации прироста транспортных средств на ДВС к 2040 году количество автомобилей на электродвигателях составит приблизительно 12% от общего количества транспортных средств всех стран мира. Среди прочих факторов, существующих уже давно и, как правило, влияющих на спрос и предложение энергии (а также углеводородов как ее основного источника), следует отметить рост населения, экономический рост, политические события, погодные условия, социальную напряженность в странах – производителях нефти. И это далеко не все. Отличие на сегодня заключается в стремлении диверсифицировать источники энергии и постепенно отойти от угля

и углеводородов за счет применения технологических достижений и регуляторных механизмов.

При этом зрелость мировой нефтеиндустрии означает, что любое значительное изменение требует серьезных усилий или наличия у новых товаров и технологий существенных преимуществ, благодаря которым они смогут успешно конкурировать с используемыми сейчас. Иными словами, технологии приведут к медленной эволюции нефтяного сектора, а не к взрывным революционным изменениям.

Углеводородный прогноз. Без кардинальных прорывов в области технологий производства энергии углеводородный сектор неизбежно будет оставаться основным источником производства энергии, при этом уровень спроса на 2018–2040 годы сохранится на прогнозируемом показателе: 100 млн баррелей нефтяного эквивалента в день. Верно и то, что возобновляемые источники энергии будут расти самыми высокими темпами, на уровне 7%, в год.

Основной сдвиг может произойти в секторе углеводородов при увеличении доли газа приблизительно до 25%. Такой сдвиг вызван коммодитизацией газа, меньшими вредными воздействиями газа для окружающей среды. Открытие новых газовых областей и резервов почти сравняли газ по доступности и безопасности с нефтью, что ведет к увеличению его доли в общем предложении энергоносителей. Кроме того, регуляторные механизмы замены угля будут способствовать увеличению спроса на углеводороды в целом и на газ в частности, поскольку конструкция большинства современных электростанций позволяет легко и быстро перейти с угля на газ.

В перспективе значительная часть природного газа будет подвергаться сжижению. Упомянутая нами монетизация т.н. «запертых» газовых месторождений откроет возможности дальнейшего роста производства и использования СПГ. Не будучи ни политической, ни экономической панацеей, СПГ является глобальным товаром, способным удовлетворять спрос на природный газ. Имеются возможности снижения удельных капитальных затрат и эксплуатационных издержек по всем звеньям технологической цепочки СПГ за счет научно-технических и технологических нововведений. Имеется возможность снижения издержек за счет интеграции производства СПГ, технологий GTL (газ в жидкость), производства электроэнергии и других видов комбинирования.

Предварительные выводы. В краткосрочной перспективе добыча нефти будет увеличиваться, в первую очередь, на фоне совершенствования и удешевления технологии добычи сланцевой нефти, а также открытия новых месторождений и освоения новых путей их добычи. Не стоит забывать и про такой фактор, как рост населения Земли. Несмотря на стремительное развитие альтернативных источников энергии, они все еще остаются недоступными для многих жителей развивающихся стран. Главный сектор, потребляющий продукты нефтепереработки – транспорт. Большинство развивающихся стран не способны или все еще не готовы к переходу на альтернативные источники энергии в силу следующих недостатков (временных) перед таким энергоносителем, как нефть.

1. Отсутствие технологий по аккумулярованию большого количества энергии.
2. Высокая себестоимость.
3. Многим ВИЭ присуща сезонность и зависимость от погоды.
4. Ограниченные запасы лития – главного ресурса для производства аккумуляторов.

В долгосрочной перспективе уже можно рассчитывать на снижение себестоимости производства технологий альтернативных источников энергии, которые являются главным конкурентом для углеводородного сырья. Моделируя ситуацию, когда альтернативные источники энергии получают сильный толчок в развитии, можно выявить ряд их конкурентных преимуществ перед традиционными источниками энергии. Это:

1. Безопасность для окружающей среды.
2. Сравнительно больший КПД.
3. Высокая скорость транспортировки (передачи) энергии (при наличии магистральных электролиний).

Все более значительным потребителем углеводородного сырья, продуктов переработки нефти и газа станет нефтегазохимическая промышленность. В этой отрасли во все большей степени будет происходить смещение в сторону производства относительно малотоннажной, но дорогостоящей наукоемкой продукции. К уже производимым конструкционным пластмассам, функциональным полимерам, спецкаучукам и др. прибавятся новые функциональные материалы, такие как: наноматериалы, биотехнологические материалы и биополимеры, антикоррозийные материалы для термоэлектрических преобразователей энергии, биосенсоры и др. Развитие производства нефтегазохимической продукции новых поколений и нового назначения – путь в новую цивилизацию.

Подводя итог, резюмируем, что рано еще списывать нефть со счетов. В ближайшем будущем предложение и спрос на нефть будут расти, хотя последний будет все больше и больше отставать от первого на фоне развития альтернативных источников энергии.

Литература

1. Конопляник А.А. Эволюция рынков нефти и газа: закономерности движения от рынков физической к рынкам бумажной энергии. М.: ИНЭИ РАН, 2013. 163–178 с.
2. *Fattouh Bassam*. OPEC Cycle and crude oil market dynamics // Oxford Institute for Energy Studies. February 2018. 42 p.
3. *Dale S.* The new economic of oil [Электронный ресурс] // ВР. – 2015. – 19 с. – URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/speeches/2015/new-economics-of-oil-spencer-dale.pdf> (access date: 21.03.2016)
4. *Hotteling H.* The Economics of Exhaustible Resources, *JPE*, 1931.
5. *Mitchell John*. The new economy of oil. Ed. The Royalty institute of international Affairs, 2000, 279 p.
6. *Выгон Г., Рубцов А., Ежов С., Козлова Д.* Система «60-66-90-100» и сценарии развития нефтепереработки в России. М.: Энергетический центр Московской школы управления Сколково, 2013. КиберЛенинка: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-nalogoovoy-nagruzki-v-neftyanyy-otrasli-v-razreze-krupneyshih-rossiyskih-i-inostrannyh-neftyanyh-kompaniy>
7. ИНП РАН, Ernst & Young, IHS CERA// Реформирование системы налогообложения нефтяной отрасли России.
8. World Energy Investment, IEA. 2018.
9. Rystad Energy [Электронный ресурс] URL: <https://www.rystadenergy.com/NewsEvents/Newsletters/UsArchive/shale-newsletter-march-2017> (access date: 21.03.2017)
10. Oil market status and outlook: from shake to geopolitics.// Rystad Energy, june 2018 IMEMO RAN.
11. The petroleum state's choice of oil company. Balancing motives and constraints.// Chatham House December 2011.
12. *Stedman A. and Green K.* Frazer Institute. Global petroleum investment survey. 2017.
13. *Зубарева В.Д., Саркисов А.С., Андреев А.Ф.* Инвестиционные нефтегазовые проекты: эффективность и риски: Учебное пособие. М.: ООО «Издательский дом Недра», 2010. – 259 с.
14. *Schiozer, D.J., Ligerio, E.L., Suslick, S.B., Costa, A.P.A., Santos, J.A.M.* Use of representative models in the integration of risk analysis and production strategy definition. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2004. October, n. 1–2, v. 44, p. 131–141.
15. *Конопляник А.А.* Основные виды и условия финансирования инвестиционных проектов в нефтегазодобывающей промышленности. РГУ нефти и газа им. Губкина, 2011 г.
16. *Damodaran, A.* Equity risk premium (ERP): determinants, estimation and implication. Stern School of business, 2012.
17. *Sitompul Y.* Upstream oil industry country attractiveness assessment by integrating potential value and risk// SPE-176170-MS 2015/ pp. 1–15.
18. *Sandrea R.* The upstream opportunity index assesses E&P investment. // Oil & Gas Journal, 101.20 19 may 2005.
19. Merac, Fiscal model library. // 2012.4 Schlumberger
20. Frazer Institute Global petroleum investment survey. 2017.

21. Frazer Institute Global petroleum investment survey. 2014.
22. Newendorp, PD., Schuyler, J.R. 2000. Decision analysis for petroleum exploration. 2nd Ed., Planning Press, Colorado.
23. Center for energy economics. 20th Annual meeting. December 9-102015, Texas.
24. Rystad Energy, 2018.
25. Gaffney and Cline CA//_IMechE_Exploration. 2016
26. *Хаджиев М.У.* Экономическая оценка объектов лицензирования в нефтедобывающей промышленности и ее использование в управлении конкурсами и аукционами. Диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. М., 2012.
27. Концепция программы преодоления падения нефтеотдачи / Ю.А. Спиридонов, Р.А. Храмов, А.А. Боксерман, Н.К. Байбаков, А.Я. Хавкин и др. // Госдума РФ, 2006. 144 с.
28. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года // Интернет, 2015, <http://www.energystrategy.ru/ab ins/source/ES-2035 09 2015.pdf>.
29. *Шнуров И.В.* Роль методов повышения нефтеотдачи (МУН) в повышении эффективности р
30. *Крянев Д.Ю., Жданов С.А.* Научное обеспечение новых технологий разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Материалы Научно-практической конференции «Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений», посвященной памяти Н.Н. Лисовского, Альметьевск, 26–27 сентября 2012 г.
31. *Хавкин А.Я.* Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа / Под ред. чл.-корр. РАН Г.К. Сафаралиева // М., ИИКИ, 2010, 692 с.
32. *Шеленов В.В.* О состоянии разработки месторождений УВС и мерах по совершенствованию проектирования // Научно-практическая конференция «Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений», посвященная памяти Н.Н. Лисовского, Альметьевск, 26–27 сентября 2012 г., 48 с.
33. *Кудинов В.И.* Тепловые технологии разработки сложнопостроенных месторождений вязких и высоковязких нефтей // Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям. Материалы конференции в г. Москва 18–19 ноября 2008г., М., Нефть и газ, 2008, с. 76–82.
34. Jacobs, Acceptable returns: Technology developer*s Dilemma. JPT nov. 2004 p. 14–17.
35. Schlumberger Презентации
36. IGU Wholesale Gas Price Survey – 2015 Edition / IGU, Fornebu: International Gas Union, 2015. 31 с.
37. IGU World LNG Report / IGU, Fornebu: International Gas Union, 2016. 88 с.
38. *Porter M.* America*s unconventional energy opportunity // BCG 2017
39. Martin Lambert. Biogas, biomethane, and power-to-gas. The future of gas oxford energy forum September 2018: ISSUE 116 pp. 3–7.
40. *Jamie Speirs.* The future of low-pressure gas networks. The future of gas oxford energy forum September 2018: ISSUE 116 pp. 7–9.
41. *Paul Balcombe.* Understanding and reducing methane emissions from natural gas supply chains. The future of gas. Oxford energy forum September 2018: issue 116 pp. 9–12.

42. *James Henderson*. The impact of security-of-supply issues on the future of gas. The Future of Gas. Oxford energy forum September 2018: ISSUE 116; pp. 12–15.
43. *Брагинский О.Б.* «Коридоры роста» СПГ // Нефть, газ и бизнес, 1997, № 5, с. 12.
44. British Petroleum Statistical Review of World Energy, 1971–2018 гг.
45. *Wood D.* Where are we going: relationship contract evolve along supply chain // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, № 6, p. 54.
46. *Вуд Д., Мохатаб С.* Инновационные разработки в индустрии СПГ // Нефтегазовые технологии, 2009, № 3, с. 53.
47. *Финн А.Д.* Оценка жизнеспособности плавающих комплексов // Нефтегазовые технологии, 2010, № 2, с. 83.
48. *Брангельсон Р.* Новая технология регазификации // Нефтегазовые технологии, 2008, № 5, с. 71.
49. *Yost C., Napoli R.* Benchmarking study comparas LNG plant cost // Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, № 15, p. 56.
50. Oil and Gas Journal, 2009, v. 107, № 46 (карта).
51. Oil and Gas Journal, 2012, v. 110, № 46 (карта).
52. Мировой рынок газа // ТЭК России, 2014, № 4, с. 52.
53. *Bros T.* New trends in the LNG market. Доклад на евразийском энергодиалоге, М., ИМЭМО РАН, 11 декабря 2014.
54. *Тру У.Р.* Перетасовка проектов СПГ на мировом рынке // Oil and Gas Journal Russia, 2013, № 6, с. 18.
55. *Белова М.А.* Оценка перспектив экспорта сжиженного природного газа из США // Материалы международного семинара «Газовый рынок Европы: направления развития. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012, с. 46.
56. *Пэйзи Д.И.* СПГ из США: сильные и слабые стороны проектов // Oil and Gas Journal Russia, 2013, № 5, с. 82.
57. *Никитина А.* Больше СПГ по меньшим ценам // Нефтегазовая вертикаль, 2013, № 1, с. 12.
58. *Виноградова О.* Новый игрок на рынке СПГ // Нефтегазовая вертикаль, 2015, № 1–2, с. 16.
59. *Забелло Е.* Новая эра СПГ-перевозок // Oil and Gas Journal Russia, 2016, № 8, с. 104–107.
60. *Собко А.* В поисках «золотой середины» находится рынок танкерных перевозок // Oil and Gas Journal Russia, 2013, № 5, с. 76.
61. *Weems P., Marietta R.* Steady regulation, buyer relationship key successful LNG export projects // Oil and Gas Journal, 2015, v. 113, № 10, p. 93.
62. *Мельникова С.* Гибкий, свободный, отрицательный // Нефтегазовая вертикаль, 2013, № 10, с. 24.
63. *Тимофеева Н.В.* Мировой рынок СПГ: drang nach Asien // Бюллетень иностранной коммерческой информации, 2015, № 4, с. 46–57.
64. *Собко А.* Возмутитель спокойствия. Как американский СПГ меняет мировой рынок газа // Oil and Gas Journal Russia, 2016, № 8, с. 30–33.
65. *Конопляник А.А., Джинсок Сун.* Есть ли шансы у американского СПГ // Нефть России, 2016, № 5–6, с. 11–19.

66. *Боу Д.Ф.* Смещение акцентов на мировом рынке сжиженного природного газа // Oil and Gas Journal Russia, 2015, № 10, с. 32.
67. BP Energy Outlook. 2016 Edition. Outlook to 2035 // bp.com, energy outlook, p. 35.
68. *Виноградова О.* Гибкость рынка СПГ: необходимость и возможность // Нефтегазовая вертикаль, 2017, № 6, с. 68–71.
69. Shell: увлеченность сжиженным газом // Нефтегазовая вертикаль, 2017, № 6, с. 5.
70. *Кулагин В.* Индустрия СПГ // Газовый бизнес, 2017, № 1, с. 23–25.
71. *Теофос Н.* СПГ: разница между оптимизмом и пессимизмом // Нефтегазовая вертикаль, 2012, № 9 с. 79.
72. Лившиц В., Федорова Е. Затишье перед обвалом // Нефть России, 2012, № 10, с. 80.
73. Мировой рынок СПГ: крокодиловы слезы // Нефтегазовая вертикаль, 2016, № 1–2, с. 44.
74. *Звуйковский Н.* Новый сегмент. Эксперты оценили перспективы мирового рынка малотоннажного производства СПГ // Oil and Gas Journal Russia, 2017, № 10, с. 88–91.
75. *Глебов Л.С., Глебов С.Л.* Нефтехимия. М.: Недра, 2018.
76. *Nelson W.L.* Oil and Gas Journal, 1960, Sept. 26, p. 216.
77. *Nelson W.L.* Oil and Gas Journal, 1961, Jan. 19, p. 109.
78. *Nelson W.L.* Oil and Gas Journal, 1976, Sept. 19, p. 81.
79. *Nelson W.L.* Oil and Gas Journal, 1976, Sept. 27, p. 83.
80. *Брагинский О.Б.* Сколько стоит НПЗ // Нефть и бизнес, 1997, № 3, с. 27.
81. ТЭК стран мира // ТЭК России, 2014, № 3, с. 45.
82. *Killen P.J., Spleter K.Q., Stuits B.L.* Refinery profitability statistical begin // OI and Gas Journal, 2001, v. 99, № 3, p. 46.
83. *Брагинский О.Б.* Парадоксы российской нефтепереработки // Нефть, газ и бизнес, 2015, № 10, с. 9
84. *Шмат В.* Проблемный профиль российской нефтепереработки // ЭКО, 2012, № 8, с. 5
85. Найти свое. Интервью с В.М. Капустиным // Oil and Gas Journal Russia, 2015, № 8, с. 90–92.
86. *Давыдов Б.Н.* Особенности определения себестоимости продукции нефтеперерабатывающей промышленности в условиях рыночных отношений // Нефть, газ и бизнес, 2015, № 9, с. 56–61.
87. Обзор аналитической службы журнала «Нефтегазовая вертикаль» // Нефтегазовая вертикаль, 2012, № 5, с. 47.
88. *Давыдов Б.Н.* Анализ конкурентной среды на региональных рынках производства нефтепродуктов в России // Нефть, газ и бизнес, 2012, № 8, с. 28.
89. *Брагинский О.Б., Куницына Н.Н., Лактионов В.В.* Исследование и прогнозирование российского рынка автомобильных топлив. Препринт ЦЭМИ РАН, – М.: ЦЭМИ РАН, 2011, 62 с.
90. *Тру У.Р.* На подъеме. Мощности по переработке газа в мире растут // Oil and Gas Journal Russia, 2015, № 8, с. 74.
91. *Тронер Э.* Мировой рынок газового конденсата // Oil and Gas Journal Russia, 2016, № 8, с. 18–25.
92. *Звуйковский Н.* Попутный ветер. Тенденции и перспективы российского рынка СУГ // Oil and Gas Journal Russia, 2015, № 8, с. 80.

93. ПНГ – законотворческий избыток при методическом дефиците // Нефтегазовая вертикаль, 2009, № 25–26, с. 50.
94. Брагинский О.Б., Куницына Н.Н., Горлов А.В. Рациональное использование углеводородного сырья в нефтегазовом комплексе России. Препринт ЦЭМИ РАН. – М.: ЦЭМИ РАН, 2015, с. 18.
95. Кудинова О. Стратегия модернизации химпрома развитых стран // The Chemical Journal, 2011, № 8, с. 20.
96. Кудинова О. Мифы, реальность и новая нормальность // The Chemical Journal, 2016, № 9, с. 34–38.
97. Цай М.Е. Мировые тенденции и конкурентоспособность российской нефтехимии. М., Материалы конференции «Нефтехимия России и СНГ», 2015.
98. Tan Wood Leong. Singapore Jurong Island. Доклад на международной конференции «Кластерное развитие нефтегазохимии» – М.: Альянс-Аналитика, 27 июня 2013 г.
99. Белов Е.Б. Химические кластеры – основа конкурентных преимуществ европейской химической промышленности. Доклад на международной конференции «Кластерное развитие нефтегазохимии». – М.: Альянс-Аналитика, 27 июня 2013 г.
100. Лайкин С. Нефтехимические кластеры компании Dow Chemical. Доклад на международной конференции «Нефтехимия РФ и СНГ», – М.: GBC, 18–19 июня 2013 г.
101. Ильиных Л.В. Химические кластеры дельты Янцзы. Часть 1. Кластер Нанкин // Вестник химической промышленности, 2015, № 3(84), с. 49.
102. Ильиных Л.В. Химические кластеры дельты Янцзы. Часть 2. Кластер Шанхай и Нинбо // Вестник химической промышленности, 2015, № 4(85), с. 43.
103. Ильиных Л.В. Химическое сердце Европы: Антверпен – Роттердам – Рейн – Рур // Вестник химической промышленности, 2016, № 1(88), с. 46–50.
104. Кудинова О. Цель и стратегия модернизации химической промышленности развитых стран в постиндустриальный период. В кн. «Современные процессы модернизации экономики зарубежных стран. – М.: ИМЭМО РАН, 2012, с. 266.
105. Филимонов Ф.Ю. НИОКР и стратегическое развитие // Вестник химической промышленности, 2014, № 5(80), с. 25.
106. Кудинова О. Этилен // The Chemical Journal, 2013, № 4, с. 24.
107. Протасов В.С. Глобальные ресурсы: угрозы и возможности традиционной нефтегазохимии. Доклад на международной конференции «Сырьевой вектор нефтегазохимии». – М.: Альянс-Аналитика, 27 февраля 2014 г.
108. Foerster K.H. Европейская индустрия пластмасс: конкурентоспособность и вызовы. Доклад на международной конференции «Нефтехимия РФ и СНГ», М., 2015.
109. Яруллин Р.Х. Нефтегазохимический комплекс Татарстана намерен расти темпами 4% в год // The Chemical Journal, 2014, № 6–7, с. 13.
110. Москвитина Т.Г. Итоги деятельности нефтегазохимического комплекса Татарстана // Вестник химической промышленности, 2014, № 3(78), с. 26.
111. Москвитина Т.Г. Знакомьтесь: химический комплекс Башкортостана // Вестник химической промышленности, 2014, № 4(79), с. 28.
112. Тюрденёв К. ОНК делает ставку на ПЭТФ // The Chemical Journal, 2013, № 6, с. 28.
113. Слуцкий В.А., Иванов С.В. Перспективы развития Северо-Западного нефтегазохимического кластера // Вестник химической промышленности, 2013, № 1(70) с. 37.
114. Брагинский О.Б. Реализация проектов – путь к устойчивому развитию российской нефтегазохимической промышленности // НефтеГазоХимия, 2018, № 2, с. 5.

Сведения об авторах



Брагинский Олег Борисович – профессор, доктор экономических наук, главный научный сотрудник, заведующий лабораторией стратегии развития отраслевых комплексов Центрального экономико-математического института РАН, Москва;

e-mail: braginsk@cemi.rssi.ru



Миловидов Константин Николаевич – профессор, доктор экономических наук, профессор кафедры международного нефтегазового бизнеса Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва;

e-mail: milovidov_kn@mail.ru

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Брагинский Олег Борисович
Миловидов Константин Николаевич

**ЭКОНОМИКА ПРОИЗВОДСТВА И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ:
МИРОВАЯ ПРАКТИКА И ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ**

Редактор *Т.К. Рубинская*
Художник-график *М.С. Голубева*
Технический редактор *Г.В. Лехова*
Корректор *Е.М. Федорова*
Компьютерная верстка *Ю.А. Титова*

Подписано в печать 16.11.2018 г. Формат 70×100¹/16. Гарнитура «Петербург». Печать
офсетная. Усл. печ. л. 34,0. Уч.-изд. л. 38,5. Тираж 500 экз. Заказ 256

Отпечатано в ООО «ТПС». 392000, г. Тамбов, Моршанское шоссе, 14А
Тел. 8 (4752) 53-26-27. E-mail: info@tps68.ru; www.tps68.ru

ISBN 978-5-91961-296-4



9 785919 612964

ДЛЯ ЗАМЕТОК