

3 2

НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ПРИОРИТЕТЫ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО
РАЗВИТИЯ

Р

Москва 1996

Под общей редакцией
Шафраника Ю.К.

Авторский коллектив:

Александровская Н.Д., Бурченков Л.Ф., Бушуев В.В., Виницкий М.М., Гавура В.Е., Джавадян А.А., Кореляков Л.В., Курашев В.Д., Макаров А.А., Соловьянов А.А., Шафраник Ю.К.

Нефтяная промышленность. Приоритеты научно-технического развития. — М. 1996. — 240 с.

ISBN 5-87372-068-3

В книге рассматривается широкий круг вопросов, связанных с анализом, прогнозированием и управлением научно-техническим прогрессом в нефтяной промышленности. Особое внимание уделено задачам отбора приоритетов в инновационной деятельности, ориентированной на повышение эффективности компании (отрасли) в целом. Предложена методика формирования научно-технической политики на основе реализации цикла работ: "прогнозно-аналитические исследования - отбор приоритетных проблем развития - формирование технико-технологических комплексов для их решения".

Рассмотрены стартовые условия и прогнозные ориентиры научно-технического прогресса в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслях, а также характеристики ряда важнейших нефтяных технологий и производств.

Для специалистов в области управления научно-техническим развитием нефтяной промышленности, других энергетических отраслей и ТЭК в целом.

ББК 65.9(2)304.13

ISBN 5-87372-068-3

© Коллектив авторов, 1996

ВВЕДЕНИЕ

Эта книга — об управлении научно-техническим прогрессом в нефтяной промышленности России.

Нефть явилась одним из главных факторов мирового экономического развития в 70—90 годы и остается важнейшим энергоресурсом на ближайшие десятилетия. Эффективная экономическая и научно-техническая политика в энергетике — единственная возможность сохранения и развития отечественной нефтедобычи и нефтепереработки.

Управление нефтяной промышленностью как объектом научно-технического развития осуществляется сегодня на трех уровнях:

а) на уровне нефтяных компаний — главных производителей нефти и нефтепродуктов. Именно здесь формируется основная часть научно-исследовательской тематики, отбираются важнейшие, с точки зрения отдельных компаний, направления НИОКР, определяются фактические конечные результаты инновационной деятельности;

б) на отраслевом уровне, где посредством генерального заказчика общеотраслевых НИОКР на долевой основе организуется деятельность по решению важнейших научно-технических проблем нефтяной промышленности, актуальных для нескольких нефтяных компаний. Однако управление инновационной деятельностью на отраслевом уровне находится сегодня еще в стадии организации;

в) на уровне ТЭК, где проблемы нефтяной промышленности являются лишь частью более крупных межотраслевых проблем энергетики России.

В сложившейся сегодня практике управления научно-техническим развитием на всех уровнях ТЭК, в его отраслях, нефтяных компаниях, НИИ и КБ отмечается общий недостаток — неопределенность инновационной политики, неотработанность методов ее формирования. Продолжают

действовать традиционные формы распределения ресурсов, направляемых на проведение научных исследований и разработок, распыление потенциала по многочисленным, разрозненным, часто второстепенным проблемам и задачам. Главной причиной такого положения является сложившееся во многих нефтяных компаниях и организациях отношение к работам по управлению отраслевой наукой, прогнозным разработкам и формированию системы приоритетов НТП как к третьестепенным задачам. Но именно эти работы определяют возможность формирования научно-технической политики компании, организации. В то же время отсутствие четко сформулированной научно-технической политики неизбежно приводит к неопределенности и недостаточной обоснованности решений в инновационной сфере, ее ориентированности на реализацию сиюминутных проблем.

Общим результатом отмеченного положения является снижение эффективности функционирования компании в целом и падение престижности органов управления НТП. Исправить создавшуюся ситуацию можно только путем организации комплексной целенаправленной деятельности по совершенствованию управления научно-техническим развитием в каждой отдельной компании, а также на уровне отрасли и ТЭК в целом.

На решение именно этой задачи направлена предлагаемая читателю книга, ключевым звеном которой являются вопросы отбора приоритетов НТП в нефтяной промышленности и формирование инновационной политики. Книга построена по следующей логической схеме, охватывающей полный цикл формирования системы приоритетов НТП в нефтедобыче и нефтепереработке.

1. Исходная информация макроуровня (гл. 1), в которой рассматривается приоритетная роль нефти в развитии мировой и отечественной экономики.

2. Диагностический этап (гл. 2 и 3), основное содержание которого:

- анализ стартовых условий и перспектив развития нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности России;

- приоритетные межотраслевые народнохозяйственные проблемы ТЭК как целевые ориентиры НТП в нефтяной промышленности;

- приоритетные научно-технические проблемы развития нефтяных компаний в области добычи нефти и ее переработки.

3. Целереализующий этап (гл. 4 и 5), в котором приводятся:

- приоритетные технологии и технические средства нефтедобычи. Характеристики критически важных технологий;

- сопоставительные коммерческие оценки важнейших технологий нефтедобычи;

- показатели эффективности процессов и качественные характеристики нефтепродуктов, прогнозная динамика структуры нефтепереработки.

4. Этап формирования инновационной политики (гл. 6), основные темы которого:

- государственная научно-техническая политика;

- инновационная политика компаний, отрасли, ТЭК (порядок формирования);

- инновационные проекты и программы как основа реализации научно-технической политики в нефтяной промышленности.

Материалы книги изложены на 240 страницах, содержат 52 таблицы и 40 рисунков. Многочисленные примеры, таблицы и иллюстрации, приведенные в книге, позволяют использовать ее как практическое пособие для специалистов, связанных с управлением инновационной деятельностью, в том числе при обосновании конкретных решений, принимаемых в рассматриваемой области.

Кроме приведенных ниже литературных источников, в книге использованы материалы ряда научно-исследовательских организаций: ИНЭИ РАН, ВНИИОЭНГ, ВНИПИнефть, ЦНИИТЭНефтехим.

Глава 1. НЕФТЬ КАК ВАЖНЕЙШИЙ ФАКТОР ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ В 70—90 ГОДЫ

Девяностые годы двадцатого столетия в экономически развитых странах ознаменовались широким вводом в обращение таких понятий, как "государственная энергетическая политика", "энергетическая безопасность" и даже "энергетическая безопасность как составляющая национальной безопасности страны". К концу 80-х — началу 90-х годов во всех развитых странах правительственные органы разработали документы, содержащие стратегические планы обеспечения энергоресурсами своих стран на 15—20 лет и механизмы, реализующие исполнение этих стратегий. Документы получили названия энергетической политики или стратегии данной страны на период, включающий первые 10—15 лет XXI столетия. Были созданы международные органы, в частности, Международное энергетическое агентство, ведущее мониторинг состояния энергетики и управления ею в значительном числе наиболее экономически развитых стран. Причиной этих и многих других действий были нефтяные кризисы, разразившиеся в 1971—1982 гг., получившие впоследствии название энергетических.

1.1. Уроки нефтяных кризисов и реакция стран — экономических лидеров

В основе энергетических кризисов последней четверти столетия лежит двукратная попытка стран ОПЕК монопольно установить цены на нефть, что вызвало в 1972—1974 и 1979—1981 годах ценовые шоки, когда цены на нефть подскочили с 8—9 долларов за баррель до 50—52 долларов за баррель (рис. 1) во всех странах, за исключением стран бывшего социалистического лагеря. Такой ценовой удар

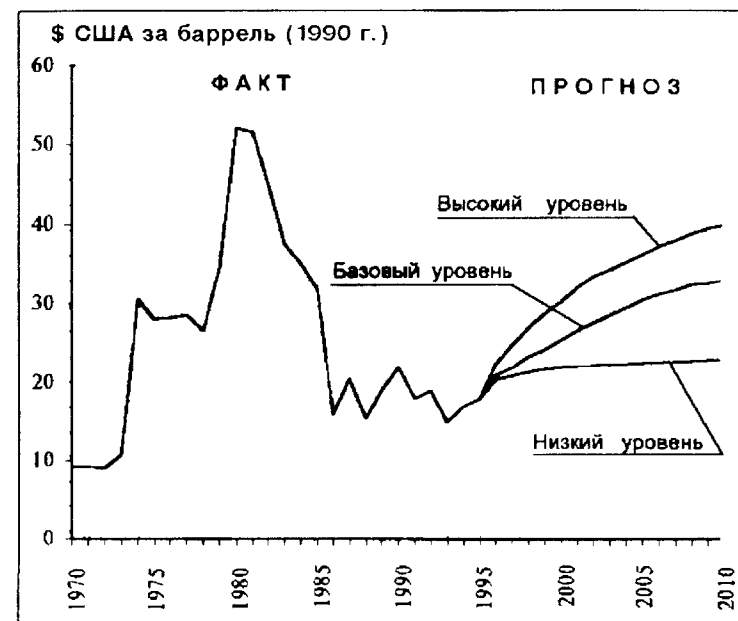


Рис. 1. Динамика мировой цены нефти в 1973—2010 гг.

оказался очень чувствительным даже для богатых западных стран, весьма расточительно использовавших дешевую нефть, добывавшуюся на чужих территориях.

**Западные страны
формулируют
задачи энергетической
политики**

Угроза срыва бесперебойного нефтеснабжения и сдерживания темпов экономического развития дефицитом энергоресурсов была адекватно оценена государственными органами западных стран. Реакция также была адекватной угрозе.

Государственные органы объявили об ответственности за состояние и развитие энергетического сектора своих стран и, следовательно, взяли на себя обязанность формулировать стратегические цели развития энергетики и соответствующие целям задачи управления энергетикой посредством государственной энергетической политики. Разработанная

правительственными органами энергетическая политика западных стран, при всех различиях по обеспеченности энергоресурсами, состоянию экономики, формам собственности на предприятия энергетики, способам и методам управления хозяйством, содержала общие для всех стран обязательства решить следующие задачи:

1. Обеспечить долговременное снабжение народного хозяйства необходимыми видами энергоресурсов по приемлемым ценам, таким, чтобы экономический рост не тормозился дефицитом энергии или ее слишком высокой ценой.
 2. Защитить экономику страны от возможного срыва импорта нефти — важнейшего энергетического ресурса в обозримом периоде развития.
 3. Существенно снизить объем выбросов оксидов серы, азота и углекислого газа энергетическими объектами в окружающую среду с целью предотвращения выпадения кислотных дождей и уменьшения влияния на климат Земли.
- Были определены также и направления, на которых провозглашенные энергетические задачи решались (и решаются в настоящее время) всем имеющимся у государства арсеналом средств — административными и экономическими мерами, соответствующей научно-технической политикой в энергетике. Такими направлениями являются:
- постоянное снижение энергоемкости хозяйства во всех секторах — в промышленном, транспортном, жилищно-коммерческом;
 - перестройка структуры потребления энергоресурсов в пользу увеличения доли их недефицитных видов при соблюдении экологических стандартов;
 - диверсификация источников энергоснабжения как внутри страны, так и за ее пределами;
 - разработка и апробирование новых эффективных энерготехнологий для традиционных и альтернативных способов энергоснабжения;
 - создание стратегических запасов нефти.

Успехи стран — экономических лидеров на названных направлениях за 20 лет после имевших место нефтяных кризисов оказались столь значительными, что, начиная с 1985 года, западным странам удалось не только ослабить напряжение, связанное с угрозой дефицита нефти или ее неприемлемой ценой, но, в сущности, установить свой контроль над мировыми ценами на нефть и другими энергоресурсами (рис. 1) [1].

Снижение энергоемкости народного хозяйства — важнейшая задача энергетической политики

Главным средством в отстаивании странами — экономическими лидерами своей энергетической независимости стало существенное снижение энергоемкости и нефтеемкости своего народного хозяйства, о чем свидетельствует табл. 1, в которой представлены данные по трем самым экономически преуспевающим странам — США, Японии и странам ЕЭС в целом.

Т а б л и ц а 1. Энергоемкость и нефтеемкость ВВП США, Японии и стран ЕЭС (т.н.э./\$ США 1990)*

Страны	Годы				
	1973	1979	1992	1993	1994
США	$\frac{0,47}{0,22}$	$\frac{0,44}{0,21}$	$\frac{0,35}{0,14}$	$\frac{0,35}{0,13}$	$\frac{0,34}{0,13}$
Япония	$\frac{0,21}{0,16}$	$\frac{0,19}{0,14}$	$\frac{0,15}{0,08}$	$\frac{0,15}{0,08}$	$\frac{0,15}{0,08}$
Страны ЕЭС	$\frac{0,25}{0,15}$	$\frac{0,24}{0,13}$	$\frac{0,2}{0,08}$	$\frac{0,2}{0,08}$	$\frac{0,2}{0,08}$

* Таблица составлена на основании данных, приведенных в источнике [2]. В числителе приведен расход суммарных первичных энергоресурсов, выраженный в тоннах нефтяного эквивалента (т.н.э.) на единицу валового внутреннего продукта (ВВП), в знаменателе — расход нефти на единицу ВВП (TPES/GDP/Oil supply/GDP).

В этот двадцатилетний период экономика стран пережила подъемы и спады, однако расход энергии на единицу

ВВП постоянно снижался. Это огромное достижение в значительной степени стало результатом сильной государственной политики, направленной на повышение энергосбережения и энергоэффективности.

Перестройка структуры потребления энергоресурсов — этап на пути к энергетической независимости

Вторым мощным фактором стабилизации мировых цен на нефть стала перестройка структуры потребления энергоресурсов в пользу увеличения доли не-

дефицитных видов. Самым впечатляющим примером такой структурной перестройки является перестройка структуры потребления энергоресурсов в электроэнергетике западных стран. Заметим, что в настоящее время более 1/3 потребляемых первичных энергоресурсов направляется на производство электроэнергии, и в будущем эта доля будет расти.

Динамика сдвигов в структуре потребляемых видов топлива в электроэнергетике ряда стран показана на рис. 2. Для всех представленных на рисунке стран замещение вышедшей из топливного баланса нефти, равно как и покрытие прироста потребления электроэнергии, происходит за счет роста долей и объемов использования угля, природного газа и ядерного топлива. Исключение составляет Италия, в которой существует законодательный мораторий на использование ядерного топлива в электроэнергетике, а прочие энергоресурсы весьма скудны.

Снижение использования нефти (мазута) в качестве котельно-печного топлива для электростанций оказало огромное влияние на структуру нефтеперерабатывающей промышленности. Особенно значительным это влияние было в странах Западной Европы и Японии, т.к. к началу 70-х годов мазут в нефтеперерабатывающей промышленности этих регионов был важнейшим целевым продуктом. Перестройка структуры целевых нефтепродуктов в пользу увеличения производства моторных топлив повлекла необходимость увеличения глубины переработки нефти, освоения вторич-

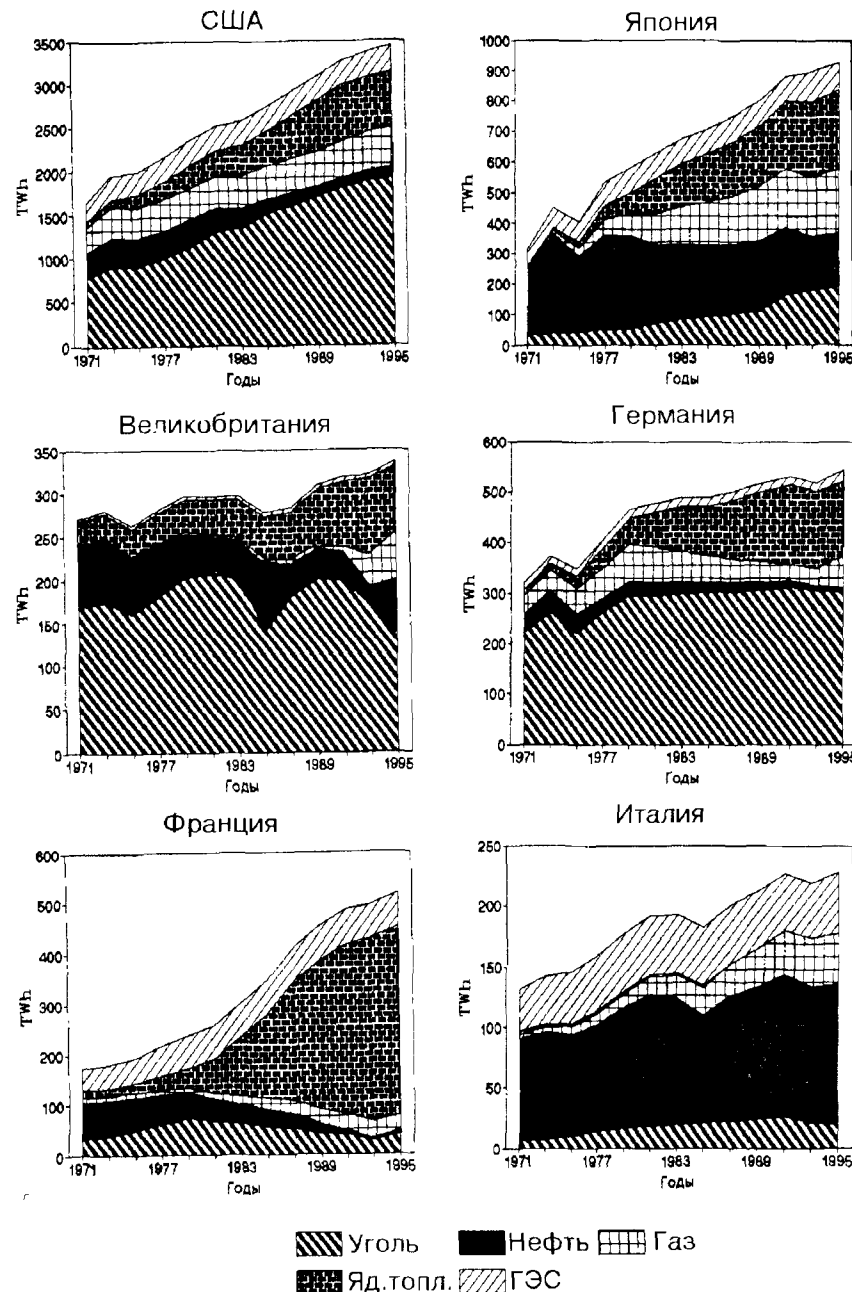


Рис. 2. Динамика производства электроэнергии по виду энергоресурса

ных процессов переработки, т.е. стала причиной глубоких технологических сдвигов в нефтеперерабатывающей промышленности этих стран.

Не миновала структурная перестройка и нефтеперерабатывающую отрасль США, хотя основным целевым продуктом для этой страны автомобилей всегда было моторное топливо, и доля мазута в топливном балансе электроэнергетики была там невелика. За рассматриваемый период доля мазута еще уменьшилась, а глубина переработки нефти возросла.

**Диверсификация
источников
энергоснабжения**

Диверсификация источников энергоснабжения внутри стран означала максимальное экономически оправданное использование

местных и альтернативных энергоресурсов. Впрочем, для угольной промышленности стран Западной Европы и Японии, находящейся на многолетней государственной поддержке, понятие "экономическая оправданность" означает растянутый на годы процесс санации угольных предприятий с выводом из эксплуатации бесперспективных шахт и технологическим перевооружением тех предприятий, которые имеют основание стать конкурентоспособными.

Страны, недостаточно обеспеченные собственными энергоресурсами, но освоившие производство электроэнергии на ядерном топливе, намерены продолжать отстаивать свою энергетическую независимость наращиванием мощностей на ядерном топливе (Франция, Япония, Швеция) или поддержанием доли ядерного топлива в балансе электроэнергетики (Германия, Испания, Швейцария).

Диверсификация источников энергоснабжения за пределами страны означала для энергоснабжающих компаний энергичное участие тем или иным образом в разработке иностранных месторождений и в строительстве и эксплуатации энергоперерабатывающих предприятий.

**Новые технологии
производства
энергоресурсов —
результат эффективной
научно-технической
политики**

Нефтяные кризисы начала 70-х и 80-х годов не прошли бесследно для научно-технического прогресса в энергетике. В 70-е годы в период глубокой тревоги правительств за энергообеспеченность

стран государственные затраты на НИОКР в энергетике были самыми высокими и направлялись в исследования и разработки, связанные со снижением зависимости экономики стран от импорта нефти и поиском альтернативных способов энергоснабжения. Эти усилия ознаменовались существенными успехами в создании новых энерготехнологий. В этот период были созданы:

- пакеты технологий шельфовой добычи нефти и газа;
- пакеты технологий для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти;
- третичные технологии добычи нефти;
- технологии по получению нефти из горючих сланцев и битуминозных песков;
- технологии по получению жидкого топлива из угля;
- технологии по газификации угля с одновременной очисткой газов;
- технологии по использованию природного газа в качестве моторного топлива;
- технологии по продлению срока эксплуатации действующих атомных реакторов;
- пакеты технологий по совершенствованию легководных реакторов, как кипящих, так и под давлением;
- пакеты технологий по экологически чистому сжиганию угля (чистые угольные технологии) и т.д.

За этот двадцатилетний период, в течение которого произошло несколько взлетов, а затем устойчивое падение цен на нефть и другие энергоресурсы, некоторые технологии получили широкое практическое использование (шельфовая разработка месторождений, некоторые чистые уголь-

ные технологии); другие нашли применение в конкретных условиях (третичные методы добычи нефти, использование природного газа в качестве моторного топлива); третьи были апробированы и получили коммерческую оценку конкурентоспособности (стало ясно, что получение жидкого топлива из угля может стать экономически целесообразным при средней цене за сырую нефть 35 долл/барр.); четвертые ждут своего часа, когда стоимость углеводородного топлива, потребность в энергии и жесткие стандарты охраны окружающей среды сделают их необходимыми и экономически конкурентоспособными (так обстоит дело с ядерными технологиями).

К середине 90-х годов в условиях низкой мировой цены на нефть последовало постепенное, но существенное снижение государственных расходов на НИОКР в энергетике во всех западных странах за исключением Японии, что усилило степень избирательности поддерживаемых государством исследований. Достаточно единодушно декларируется, что полная финансовая поддержка государственными органами оказывается:

- фундаментальным исследованиям в области энерготехнологий, сулящих в будущем широкое и долгосрочное использование, но связанных с достаточно высокой степенью коммерческого риска, что неприемлемо для частного инвестора в настоящий период низких цен на энергоресурсы;

- энерготехнологиям, при использовании которых достаточный уровень энергообеспечения будет сочетаться с защитой окружающей среды.

Заключение соглашения между западными странами о создании стратегических резервов нефти в размере 3-х месячного нормального потребления (на случай внезапного прекращения ее импорта) также явилось реакцией на нефтяные кризисы 70-х — 80-х годов. Стратегический резерв нефтетоплива в США составлял в 1991 году более 600 млн. баррелей (85 млн.т) и обошелся в 40 млрд. долларов. Пред-

полагалось, что к 2000 году стратегический резерв возрастет до 1 млрд.барр. (140 млн.т), что потребует примерно 90 млрд. долларов. Страны Западной Европы и Япония также создали свои стратегические резервы нефтетоплива.

Однако подлинной страховкой от срыва импорта нефти являются не стратегические резервы нефтетоплива западных стран, а та система контроля над мировым рынком нефти, которую им удалось создать к концу 80-х годов.

1.2. Контроль западных стран над мировым рынком нефти

Уникальной удачей стран — экономических лидеров было открытие и разработка в начале 70-х годов, в период роста цен на нефть и повышенного внимания к энергетической безопасности, *коммерчески эффективных нефтегазовых месторождений Северного моря*. Помимо самого открытия удача состояла также в том, что месторождения были открыты в развитых индустриальных странах, применивших и широко освоивших технологии шельфовой добычи энергоресурсов, в том числе глубоководной. *Западная Европа стала первым нефтегазоносным районом, где добыча нефти и газа из подводных шельфовых месторождений стала рутинной массовой операцией.*

**Нефтяные биржи —
инструмент ликвидации
монопольного диктата
производителей нефти**

Для того, чтобы сбить монопольные цены на нефть, устанавливаемые странами ОПЕК, но одновременно оставить конкурентоспособными американскую, канадскую нефть и нефть Северного моря (согласно данным по 46 британским и 17 норвежским разведанным месторождениям капиталовложения только в разработку месторождений составляют от 10 до 30 тыс. долл. на 1 барр/сутки, в то время как в странах Ближнего Востока они не превышают 5 тыс. долл. на 1 барр/сутки), *западные страны стали активно внедряться в управление мировым рынком*

нефти. В середине 80-х годов в США была создана Нью-Йоркская нефтяная биржа (НИМЭКС). К 1989 году действовали уже 4 нефтяные биржи: НИМЭКС, Лондонская международная нефтяная биржа (ИПЭ), биржи в Сингапуре (СИМЭКС) и Роттердаме (РОЭФЭКС).

Подчеркнем, что классическое назначение биржи — ее первая функция — заключается в организации рынка какого-либо важного товара — сырья, капитала, валюты и проч. Процесс биржевой организации рынка состоит в том, что биржа обеспечивает на товар спрос, не связанный напрямую с его потребителем, посредством перехода титула собственности на товар из рук в руки, в результате чего цены на товар выравниваются, исключается его дефицит или затоваривание в данное время и в данном месте.

Вторая функция биржи состоит в выработке товарных стандартов, установлении сортов и регистрации марок фирм. Фиксирование контрактов на биржах осуществляется лишь для базового сорта товара и лишь его цена котируется и публикуется. Для других сортов разрабатывается система надбавок и скидок.

Третьей функцией биржи является унификация самих контрактов с целью увеличения биржевых оборотов.

Четыре крупнейшие нефтяные биржи, созданные странами — лидерами, перехватили у стран ОПЕК эти функции. Биржи оказались мощным фактором стабилизации всей системы ценообразования на мировом рынке нефти. Введенная 1 октября 1975 года система продажных цен, базирующаяся на цене легкой аравийской нефти, принятой в качестве эталонного сырья, к середине 80-х годов была заменена биржевым механизмом определения мировой цены нефти. Кроме того, на ИПЭ в качестве эталонного сорта стала использоваться Brent-смесь нефти, добываемой в Северном море, на НИМЭКС — техасская нефть. Высокая степень унификации контрактов привела к тому, что уже в 1988 году число контрактов на сырую нефть, заключенное на

НИМЭКС, охватывало 90% суточной добычи нефти во всем западном мире [3].

Сделки на этих биржах носят высокоспекулятивный характер. В 1988 году на ИПЭ общий объем сделок по контракту Brent составил около 620 млн.т, тогда как фактически было продано чуть больше 30 млн.т. В 1989 году на НИМЭКС объем торговли западно-техасской нефтью достиг 1 млрд.т при годовой добыче этой нефти 90 млн.т [3]. Таким образом, с середины 80-х годов страны ОПЕК лишились возможности диктовать цены на нефть. Регулирование цены на нефть странами — экономическими лидерами достигло такой степени, что даже война в Персидском заливе практически не поколебала средней цены. В декабре 1993 года средняя мировая цена нефти составляла 13 долл/барр.

Однако только финансово-спекулятивные меры вряд ли дали бы столь блестящий успех. Другим мощным фактором стабилизации мировой цены на нефть оказались новые технологии в добыче нефти (прежде всего шельфовой), ставшие результатом объединенных усилий государственных учреждений и частных предприятий. Вопреки прогнозам 90—91 годов о падении добычи в Северном море и непомерных капиталовложениях в нефтедобывающую отрасль, превращающих Великобританию и Норвегию в заложницы сырьевых отраслей, в 1993 году общая добыча нефти в Северном море возросла на 20%. Осуществление проектов с применением самых современных технологий позволило довести объем добычи нефти до 0,7 млн.т в сутки [4]. Одновременно (как было заявлено специалистами) применение этих технологий позволило столь значительно снизить издержки производства, что для этих двух стран продажная цена нефти в 73-78 долл/т не сделала бы производство нефти убыточным. Напомним, что фактическая котировка нефти Brent в 1993 году в среднем составила 128 долл/т [4].

**Соотношение мировых
цен на основные
энергоресурсы: нефть,
природный газ, уголь**

Как показывает анализ динамики мировых цен на основные энергоресурсы: нефть, природный газ и уголь — между ценами на них складывается определенная зависимость, несмотря на разные характеры рынков. К середине 90-х годов мировой рынок нефти оказался в значительной степени монополизирован и приобрел "спотовый" характер (уже в конце 80-х годов не менее 40% продаж были спотовыми).

Рынок природного газа прежде всего является региональным: имеется европейский региональный рынок, рынок природного газа США и южно-азиатский рынок. На рынке природного газа США обозначилась тенденция к развитию биржевой торговли и объем спотовых сделок достиг 5% от объема продаж на национальном газовом рынке [5]. Это самый дешевый из региональных рынков природного газа: цена на газ составляет примерно 0,5 цены на нефть с учетом теплотворной способности.

Южно-азиатский рынок природного газа является самым дорогим. Цена на природный газ здесь устанавливается на основе нефтяного паритета 1:1 на углеводородное сырье с учетом различий в теплотворной способности. Для сжиженного природного газа (СПГ) экспортеры настаивают на фиксации цены исходя из экспортных цен на нефтепродукты, что, однако, вызывает возражения у импортеров СПГ, на которых в этом случае целиком ложатся затраты на транспорт СПГ, что составляет примерно 35% от импортной цены при доставке газа из Персидского залива в Японию.

Европейский рынок занимает среднее положение по уровню цен на природный газ. До последнего времени цены на газ были ценами фактических долгосрочных сделок (на 15—20 лет) со сложной системой поквартальной корректировки цены. Однако постепенно и в Европе рыночные элементы начинают пробивать себе путь в торговле природным

газом. Таким образом, средняя мировая цена на природный газ колеблется около 70% от цены на нефть в расчете на тонну нефтяного эквивалента.

Рынок угля до последнего времени был относительно обособлен от рынков других энергоресурсов прочной позицией угля в производстве электроэнергии, и цены на него, заключаемые по долгосрочным контрактам, определялись издержками производства и транспорта. Одновременно цены на уголь являются фактором, формирующим цены на тяжелый мазут и газ для электростанций. Исследования динамики цен на энергоресурсы показали, что при низкой цене на сырую нефть (порядка 8 — 10 долл/барр.) цены на нефть и уголь близки к соотношению 1:1. При цене сырой нефти 15—20 долл/барр. это соотношение становится близким к 1:0,5, а при более высокой цене на нефть (25—30 долл/барр.) — 1:0,3.

Таким образом, в настоящий период при средней цене на сырую нефть 15—20 долл/барр. отношение мировых цен нефти, природного газа и угля применительно к тонне нефтяного эквивалента должно быть примерно 1:0,7:0,5, однако в 1993 году было зафиксировано соотношение мировых цен на нефть, природный газ и уголь, равное 1:0,9:0,3.

1.3. Топливо-энергетический комплекс СССР и России в 70-90 годы

СССР

**Экспорт нефти
из СССР**

В начале 70-х годов СССР — страна, находящаяся практически на собственном обеспечении во всех жизненно важных областях экономики, не имела оснований беспокоиться о том, что ее экономическое развитие может сдерживаться недостатком энергоресурсов и, тем более, перерывом в снабжении нефтью. Эти соображения еще в большей степени можно отнести к России, вхо-

дившей в СССР, на территории которой в этот период происходило освоение уникальных месторождений нефти и природного газа Западной Сибири, высокими темпами росла добыча нефти в районах среднего Приобья, увеличивалась добыча нефти в Коми и других районах, что с лихвой компенсировало стабилизацию и даже падение добычи в нефтедобывающих районах Волго-Уральского региона. Не плохо выглядели производственные показатели и в других областях ТЭК СССР, что позволило стране наращивать в этот период экспорт энергоресурсов (табл. 2), доведя его к концу 80-х годов до 18% от общего производства первичных энергоресурсов (ПЭР).

Т а б л и ц а 2. Показатели развития ТЭК СССР в годы мировых кризисов 70—80 гг.

Показатели	Размерность	Годы				
		1970	1975	1980	1985	1987
Суммарные первичные энергетические ресурсы, в т.ч.:	млн.т у.т.	1237,5	1589,3	1926,6	2120,1	2278,4
первичная электроэнергия (ГЭС+АЭС)	млн.т у.т.	15,7	18,0	31,5	47,0	48,3
добыча топлива	млн.т у.т.	1221,8	1571,3	1895,6	2073,1	2230,1
Экспорт энергоресурсов, включая экспорт электроэнергии	млн.т у.т. % от СПЭР	168,2 13,6	240,3 15,1	323,5 16,8	346,5 16,3	411,8 18,1

Ведущая роль в суммарной добыче первичных энергоресурсов на протяжении всего периода принадлежала нефти (40% — в 1987 году), а начиная с 1980 года вторым по объему добываемым энергоресурсом стал природный газ. Нефть и природный газ к 1987 году свели долю угля и других твердых топлив в объеме ПЭР до 20%.

Т а б л и ц а 3. Экспорт энергоресурсов из СССР в 1970—1987 гг.

Виды энергоресурсов	Размерность	Годы				
		1970	1975	1980	1985	1987
Сырая нефть	млн.т	66,7	93,1	119,1	117,1	136,6
Нефтепродукты	млн.т	29,0	37,3	41,3	48,7	59,2
Природный газ	млрд. м ³	3,3	19,3	53,2	68,7	84,4
Уголь каменный	млн.т	24,5	26,1	25,3	28,3	35,4
Кокс каменно-угольный	млн.т	4,2	4,2	3,7	2,9	2,2
Электроэнергия	млрд. кВт·ч	5,2	11,3	19,9	29,3	34,9

Структура экспорта из СССР (табл. 3 и рис. 3) диктовалась весьма благоприятной до середины 80-х годов конъюнктурой мирового энергетического рынка, т.е. высокими ценами на нефть и другие энергоносители, и необходимостью снабжения дешевой советской нефтью стран бывшего социалистического лагеря. В 1984 году валютные поступления от экспорта энергоресурсов достигли максимума и со-

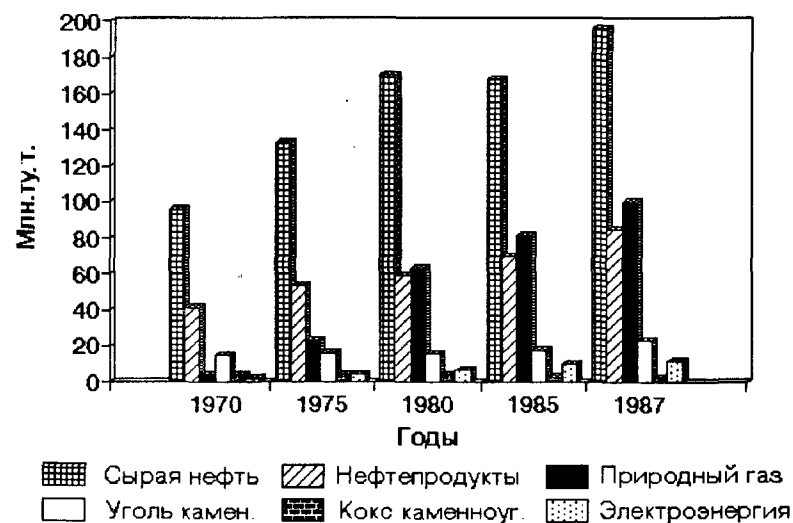


Рис. 3. Экспорт энергоресурсов из СССР в 1970—1987 гг.

ставили 55% стоимости всего экспорта, но, начиная с 1985 г., резко пошли на убыль, хотя объемы поставок энергоресурсов в натуральном выражении продолжали расти.

Форсированная добыча нефти в 60—70-е годы, а в 80-е годы — природного газа обуславливалась внутренними потребностями развивающегося хозяйства страны, конъюнктурой мирового энергетического рынка, политическими обязательствами и многими другими причинами. Энергетическая политика тех лет основывалась на установке, что затраты на производство этих основных видов энергоресурсов оставались в этот период стабильно низкими. Между тем уже к началу 80-х годов стало ясно, что нефтяная промышленность страны вступила в новый этап функционирования, характеризующийся качественными изменениями в приросте запасов, высокой степенью выработанности основных месторождений, обводненностью нефтяных залежей.

Низкие цены на энергоресурсы в СССР определяли структуру их использования

Потребление топлива в стране также определялось низкими ценами на энергоносители, в том числе высококачественные, что означало их неоправданно широкое использование в тех областях, где в этом не было необходимости. Примером тому является структура потребления топлива в электроэнергетике (табл. 4 и рис. 4), которая является замыкающей для использования низкокачественного топлива.

Наращивание потребления мазута в качестве котельно-печного топлива для электростанций вплоть до начала 80-х годов означало, что мазут является целевым продуктом нефтепереработки. В свою очередь структура целевых нефтепродуктов определила структуру отечественной нефтеперерабатывающей промышленности и глубину переработки нефти. В табл. 5 и на рис. 5 представлена структура производства нефтепродуктов в период 70-80-х г.

Т а б л и ц а 4. Структура производства электроэнергии в СССР по видам используемых энергоресурсов [млрд. кВт·ч/%]

Виды энергоресурсов	Годы				
	1970	1975	1980	1985	1987
Суммарное производство электроэнергии, в т.ч.	704,9/100	1038,6/100	1293,9/100	1544,2/100	1664,9/100
на угле	310,2/44,0	441,4/42,5	399,8/30,9	403,0/26,1	417,9/25,1
на мазуте	126,2/17,9	254,4/24,5	362,3/28,0	302,7/19,6	284,7/17,1
на природном газе	136,8/19,4	191,1/18,4	249,7/19,3	467,9/30,3	556,1/33,4
на ядерном топливе	3,5/0,5	15,6/1,5	58,2/4,5	139,0/9,0	186,5/11,2
гидроэлектростанциями	128,3/18,2	136,0/13,1	198,0/15,3	231,6/15	219,8/13,2

Высокая доля топочного мазута среди целевых нефтепродуктов, означающая низкую долю процессов вторичной переработки нефти, значительное использование мазута на электростанциях в качестве топлива, низкие цены на все

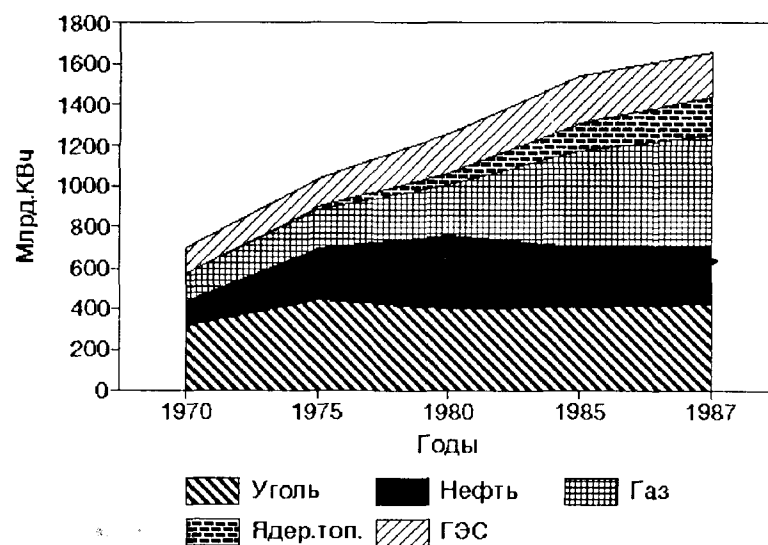


Рис. 4. Структура производства электроэнергии в СССР по видам используемых энергоресурсов

Т а б л и ц а 5. Структура и объемы производства нефтепродуктов нефтеперерабатывающей промышленностью СССР
[млн.т / % к объему переработки нефти]*

Нефтепродукты	Годы				
	1970	1975	1980	1985	1987
Переработка нефти	270,8/100	389,6/100	468,8/100	472,5/100	484,5/100
Бензин автомобильный	48,8/17,4	63,8/16,4	76,4/16,3	75,0/15,9	78,0/16,1
Дизельное топливо	65,7/23,5	85,5/22,0	101,6/21,7	107,7/22,8	115,4/23,8
Мазут флотский	6,2/2,2	7,3/1,9	7,2/1,5	5,6/1,2	6,1/1,3
Мазут топочный	104,3/37,3	157,8/40,5	198,9/42,5	194,5/41,2	189,8/39,1
Смазочные масла	6,6/2,4	7,7/2,0	8,0/1,7	7,8/1,7	7,8/1,6

* Остальные 15—17% составляют "прочие" нефтепродукты, в которые входят авиационный керосин, сырье для химии, печное топливо, гудрон и проч.

энергетические ресурсы, включая нефтепродукты, — все это в полной мере было свойственно почти всем западным странам до начала 70-х годов. Исключение составили

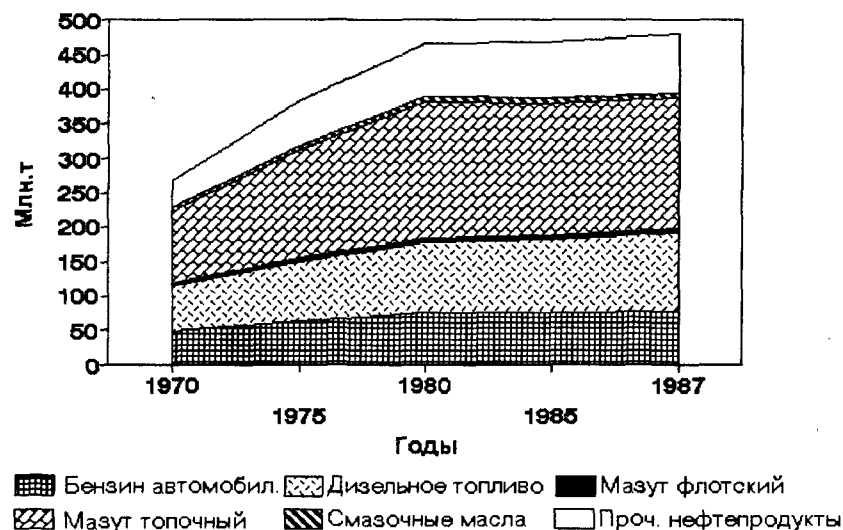


Рис. 5. Структура и объемы нефтепродуктов, производимых в СССР

США, чья нефтеперерабатывающая промышленность практически с самого начала была ориентирована, главным образом, на производство моторных топлив, а высококачественный дешевый уголь составлял успешную конкуренцию мазуту в производстве электроэнергии. Разница состояла в том, что уроки нефтяного кризиса начала 70-х годов, заставившие западные страны радикально переоценить свое отношение к использованию энергоресурсов, провести необходимые, часто болезненные структурные перестройки хозяйства, вложить значительные средства и добиться успеха в создании новых энергоэффективных технологий как в производстве, так и использовании энергоресурсов, не были приняты во внимание руководством СССР. Страна вплоть до конца 80-х годов занимала первое место в мире по добыче и экспорту нефти и природного газа. Добыча этих ресурсов географически перемещалась все дальше на восток и север, все сложнее становились условия их извлечения, дороже создание и организация инфраструктуры, т.е. затраты на добычу непрерывно росли. Одним из главных факторов роста затрат являлась слабая научно-техническая политика во всех отраслях ТЭК, в том числе добывающих. Уже в 70-х годах специалистам была очевидна недопустимость такой форсированной эксплуатации месторождений нефти, которая снизила показатель конечного коэффициента нефтеотдачи, особенно в сочетании с заводнением — практически единственной широко используемой технологией воздействия на нефтяные пласты. Кроме того, значительная часть запасов нефти из-за различия в параметрах строения месторождений и физико-химических свойств нефти не могла успешно осваиваться традиционными технологиями (например, месторождения Русское и Салымское в Западной Сибири). Промышленного же внедрения предлагаемых наукой новых методов воздействия на пласт (тепловых методов, методов, использующих химические реагенты), нового оборудования, технологии горизонтального бурения и т.д. не произошло.

Примерно также обстояли дела в других отраслях отечественного топливно-энергетического комплекса. Развитие нефтеперерабатывающей промышленности шло по линии строительства установок большой мощности, капиталоемких, энергоемких, требующих значительного количества лет на сооружение. К моменту пуска установки нередко оказывалось, что ее характеристики эффективности уже отстали от мирового уровня. Отечественная электроэнергетика, к началу 70-х годов вполне отвечавшая мировым стандартам, заиклилась на воспроизводстве типовых отработанных решений в теплоэнергетике, отодвинув на дальнюю перспективу освоение и промышленное внедрение высокотемпературных газовых турбин и парогазовых схем. В то же время следует отметить, что в атомной энергетике страна совершила значительный технологический прорыв.

Энергосберегающая политика провозглашалась в качестве основы развития всего народного хозяйства и, согласно официальной статистике [6], энергоемкость валового общественного продукта и национального дохода неуклонно снижалась на 0,5—1,0% в год. Однако, по оценкам специалистов, в конце 80-х годов энергоемкость единицы валового внутреннего продукта России почти в 2 раза превышала аналогичный показатель США [7].

Россия

Экономический кризис — причина резкого подъема энергоемкости хозяйства

После распада СССР и становления России как независимого государства, ее экономика переживает острейший кризис, выра-

жившийся прежде всего в сокрушительном падении производства в период 1991—1995 гг., более глубоком, чем в период Отечественной войны. Степень развития кризиса может быть достаточно охарактеризована представленной на рис. 6 динамикой основных макроэкономических показателей: валовый внутренний продукт в 1995 году снизился по отношению к уровню 1990 года на 51%, промышленное

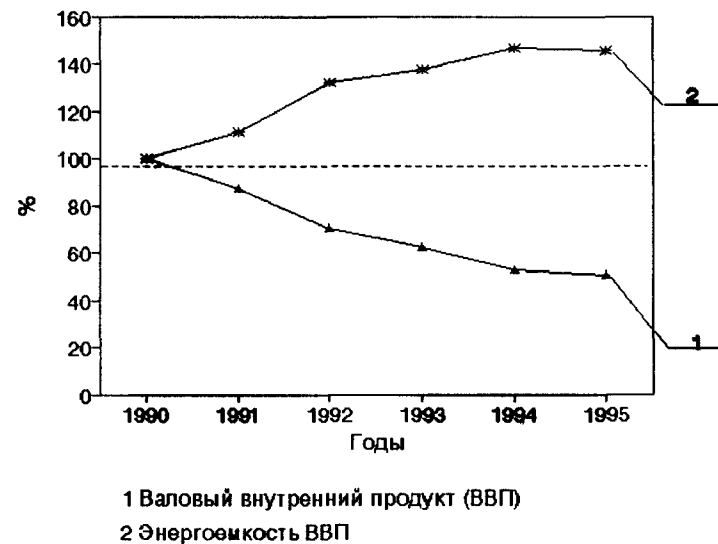


Рис. 6. Динамика ВВП и его энергоемкости в России в 1990—1995 гг.

производство — на 52%, производство первичных энергоресурсов — на 24%. При этом структурные изменения и энергосберегающие мероприятия в производственном секторе были незначительными. Потребление же некоторых видов энергии в хозяйстве и особенно в жилищно-коммерческом секторе отличается низкой эластичностью относительно цен на них, что привело к росту энергоемкости ВВП в 1995 году в 1,54 раза относительно уровня 1990 года, в том числе в промышленности — в 1,8 раза. Таким образом, энергоемкость ВВП России в 1995 году примерно в 3 раза превысила уровень этого показателя развитых западных стран [8].

ТЭК России пытается удержать позиции в экспорте энергоресурсов

Производство в самом топливно-энергетическом комплексе выглядит наиболее благополучным, хотя динамика производственных показателей отраслей ТЭК весьма различна (табл. 6 и рис. 7).

Из табл. 6 следует, что, несмотря на неуклонное падение производства первичных ресурсов, экспорт энергоресурсов

**Т а б л и ц а 6. Производственные показатели ТЭК России
в 1987-1995 гг.**

Показатели	Годы						
	1987	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Производство ПЭР, млн.т у.т., в том числе:	1756,9	1836,8	1638,8	1601,5	1521,0	1426,1	1370
электроэнер- гия ГЭС и АЭС,	33,8	35,1	35,2	35,4	36,2	33,7	32,4
добыча топлива	1723,1	1748,8	1603,6	1566,1	1484,8	1392,4	1337,6
Экспорт энергоресур- сов, млн.т у.т.	411,8*	698,5*	583,4	524,7	452,2	458,9	460,0
% от СПЭР	23,4	38,0	35,6	32,8	29,7	32,2	33,6

* Экспорт из СССР, отнесенный к производству ПЭР в России

из России резко возрос и продолжает оставаться на уровне 1/3 суммарных ПЭР вопреки намерениям обеспечить всеми видами энергии собственное хозяйство и не экспортировать более 20-25% общего объема производства энергоресурсов.

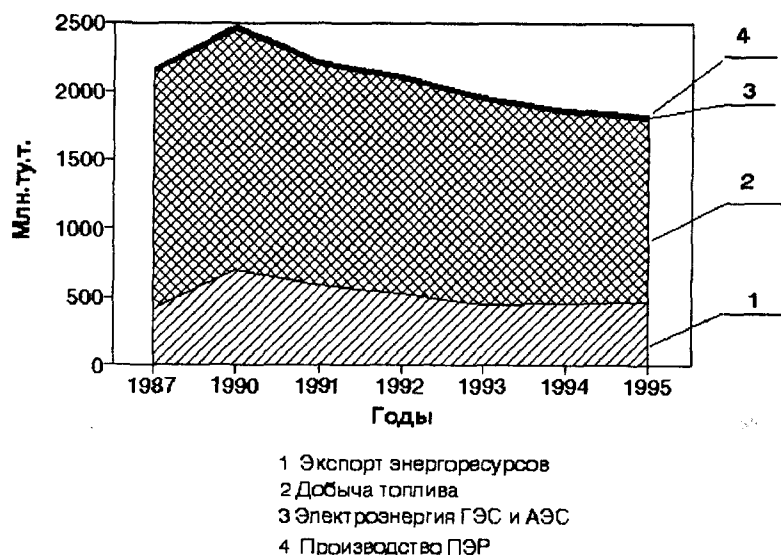


Рис. 7. Производственные показатели ТЭК России 1987—1995 гг.

Пока не удалось улучшить структуру экспорта энергоресурсов за счет увеличения доли продуктов глубокой переработки. В табл. 7 приведены показатели экспорта энергоресурсов в страны СНГ в период с 1991 по 1994 гг. Кроме того, для 1994 года дана структура экспорта энергоресурсов

**Т а б л и ц а 7. Нетто-экспорт энергоресурсов
в страны СНГ [млн.т у.т.]**

Энергоресурсы, энергоносители	Годы					
	1991	1992	1993	1994	1994	
					В страны даль- него зарубежья	Суммарный экспорт
1. Сырая нефть	131,1	86,9	46,2	35,6	131,4	167,0
2. Нефтепродукты	27,2	22,9	13,3	3,2	55,9	59,1
3. Природный газ	81,6	110,9	80,8	86,7	128,6	215,3
4. Уголь (импорт)	-17,1	-15,5	-13,3	-13,1	+11,7	-1,4
5. Сжиженный газ	-	-	-	-	1,0	1,0
6. Электроэнергия	-	-	-	-	2,6	2,6

в страны дальнего зарубежья и структура суммарного экспорта на этот год. Из приведенных данных следует, что доля продуктов глубокой переработки, т.е. нефтепродуктов, сжиженного газа и электроэнергии, составила в 1994 году 14,1% от общего объема экспорта. В 1987 г. в объеме советского экспорта доля продуктов глубокой переработки составляла 23,3%. Объемы экспорта нефти, нефтепродуктов и природного газа практически сравнялись.

**Изменения в структуре
использования
энергоресурсов
в электроэнергетике**

Структура использования энергоресурсов внутри страны претерпевает достаточно быстрые изменения, особенно заметные в производстве электро-теплоэнергии на

ТЭС общего пользования, где мазут быстро вытесняется природным газом (табл. 8 и рис. 8). Этим изменениям способствует общее снижение производства электроэнергии и тепла, обусловленное падением промышленного производства в стране и общим снижением платежеспособного спроса. Падение спроса на электроэнергию является также причиной роста доли ГЭС и АЭС в общем объеме производства электроэнергии без наращивания установленной мощности на электростанциях этого типа при выводе наиболее изношенного и неэффективного оборудования на ТЭС, что позволяет улучшить показатели топливоиспользования ТЭС. Однако тенденция падения спроса на электроэнергию в России находится в резком противоречии с постоянным углублением электрификации народного хозяйства в западных странах — экономических лидерах, направляющих на про-

Т а б л и ц а 8. Структура производства электроэнергии в России по видам используемых энергоресурсов [млрд. кВт·ч/%]

Виды энергоресурсов	Годы						
	1987	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Суммарное производство электроэнергии, в т.ч.:	1047,4 100	1082,1 100	1068,0 100	1008,5 100	958,6 100	876,0 100	862,1 100
на угле	262,9 25,1	224,0 20,7	206,0 19,0	186,0 18,5	168,7 17,4	157,0 17,9	157,5 18,3
на мазуте	139,3 13,3	102,0 9,4	112,3 10,7	95,8 9,5	75,0 7,8	66,8 7,6	66,8 7,7
на природном газе	376,0 35,9	471,0 43,5	465,7 43,6	438,7 43,5	418,4 43,2	377,9 43,1	372,3 43,2
на ядерном топливе	112,1 10,7	118,3 10,9	118,0 11,0	118,0 11,7	119,2 12,4	97,8 11,1	112,0 13,6
гидроэлектростанциями	157,1 15,0	166,8 15,4	168,0 15,7	170,0 16,8	177,2 18,3	176,5 20,1	153,5 17,8

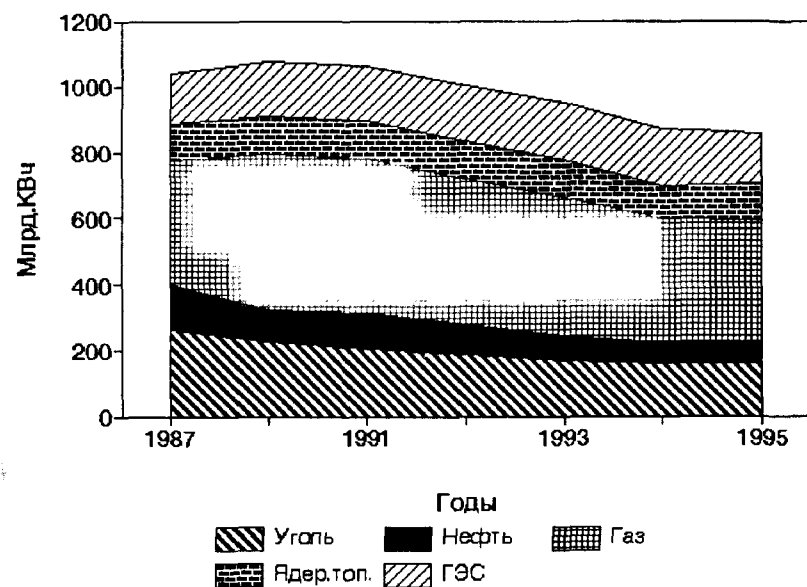


Рис. 8. Структура производства электроэнергии в России по видам используемых энергоресурсов

изводство электроэнергии более трети первичных энергетических ресурсов, тогда как Россия — чуть более 20%. Возникает вопрос, не станет ли электроэнергетика тормозом столь желанного и постоянно откладываемого в прогнозах на несколько лет экономического роста.

Структура производства нефтепродуктов остается неизменной

Если промышленность страны влияет на изменение структуры спроса на энергию, переставая потреблять те или иные ее виды по причине остановки предприятия, то жилищно-коммерческий сектор, не располагающий такими возможностями и малоэластичный к ценам на электроэнергию и тепло, является стабилизирующим фактором в производстве электроэнергии и особенно тепла. Поэтому котельные, использующие мазут, поддерживают достаточно высокий спрос на него. По этой причине и по причине острого недостатка инвести-

Млн.т

Годы

1970 1980 1987 1990 1991 1992 1993 1994 1995

Бензин автомобильный Дизельное топливо Мазут флотский
Мазут топочный Смазочные масла Прочие нефтепродукты

Как видно из рис. 9 и табл. 9, доля топочного мазута по-прежнему остается самой значительной и начавшийся было к 90-м годам рост показателя глубины переработки нефти* прекратился и стал снижаться.

* Показатель глубины переработки нефти, определяемый как разница между объемом переработки нефти и долей мазута минус 1 %, принят только в России. На Западе общей характеристикой нефтеперерабатывающей промышленности является доля вторичных процессов в объеме переработки.

Т а б л и ц а 9. Структура и объемы производства нефтепродуктов в России
[млн.т / % к объему первичной переработки]

Нефтепродукты	Годы								
	1970	1980	1987	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Переработка нефти	$\frac{208,1}{100}$	$\frac{325,2}{100}$	$\frac{312,8}{100}$	$\frac{297,7}{100}$	$\frac{286,0}{100}$	$\frac{256,0}{100}$	$\frac{223,0}{100}$	$\frac{186,2}{100}$	$\frac{181,8}{100}$
Бензин автомобильный	$\frac{36,9}{17,6}$	$\frac{53,8}{16,5}$	$\frac{52,2}{16,7}$	$\frac{40,9}{13,7}$	$\frac{38,8}{13,6}$	$\frac{35,1}{13,7}$	$\frac{31,0}{13,9}$	$\frac{27,0}{14,5}$	$\frac{28,2}{15,5}$
	$\frac{49,0}{23,6}$	$\frac{69,5}{21,6}$	$\frac{77,4}{24,8}$	$\frac{76,2}{25,6}$	$\frac{72,2}{25,2}$	$\frac{65,1}{25,4}$	$\frac{57,0}{25,6}$	$\frac{46,5}{25,0}$	$\frac{47,3}{26,0}$
Дизельное топливо									
Мазут флотский	$\frac{4,2}{2,0}$	$\frac{5,7}{1,8}$	$\frac{5,1}{1,6}$	$\frac{4,8}{1,6}$	$\frac{4,6}{1,6}$	$\frac{3,8}{1,5}$	$\frac{3,3}{1,5}$	$\frac{2,6}{1,4}$	$\frac{2,2}{1,2}$
Мазут топочный	$\frac{77,8}{37,4}$	$\frac{137,3}{42,2}$	$\frac{115,8}{37,0}$	$\frac{100,3}{33,7}$	$\frac{97,1}{34,0}$	$\frac{88,7}{34,6}$	$\frac{79,6}{35,7}$	$\frac{68,0}{36,5}$	$\frac{65,1}{35,8}$
Смазочные масла	$\frac{4,2}{2,0}$	$\frac{5,4}{1,7}$	$\frac{5,2}{1,7}$	$\frac{4,8}{1,6}$	$\frac{4,3}{1,5}$	$\frac{3,6}{1,4}$	$\frac{2,7}{1,2}$	$\frac{2,1}{1,1}$	$\frac{1,9}{1,0}$
Прочие нефтепродукты	$\frac{33,9}{16,3}$	$\frac{50,1}{15,4}$	$\frac{44,4}{14,2}$	$\frac{67,9}{22,8}$	$\frac{66,1}{23,1}$	$\frac{57,3}{22,4}$	$\frac{47,0}{21,1}$	$\frac{38,2}{20,5}$	$\frac{35,4}{19,5}$

отсутствие структурных перестроек в промышленности; недостаток мощностей для глубокой переработки нефти и производства моторных топлив, удовлетворяющих резко возросшим требованиям западного потребителя; резкое падение платежеспособного спроса на нефтепродукты внутри страны; конъюнктурные перекосы цен на нефтепродукты, когда нефтеперерабатывающему предприятию выгоднее продать прямогонный мазут, чем низкосортное моторное топливо, издержки на производство которого на устаревшем оборудовании не будут покрыты прибылью и проч.

Структура цен на энергоресурсы

Динамика структуры внутренних цен на основные энергоресурсы (нефть, природный газ и уголь) в последние годы отражает утрату государством способности регулировать цены в соответствии с затратами на добычу, потребительскими качествами энергоносителей или принципом самофинансирования отраслей ТЭК. Единственный принцип, который реализовался в динамике внутренних цен, — это принцип свободных цен на нефть и нефтепродукты (табл. 10).

Т а б л и ц а 10. Соотношение цен на энергоресурсы

Цены на энергоресурсы	Годы	Энергоресурсы		
		Нефть	Природ- ный газ	Уголь
Мировые цены	1993 г.	1	0,9	0,3
Россия	1992 г.	1	0,86	0,7
—"	1993 г.	1	0,2	0,14
—"	1994 г.	1	0,26	0,28

Анализ укрупненных показателей состояния отраслей ТЭК и, в первую очередь, нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслей, влияние, которое оказывает топ-

ливо-энергетический комплекс на экономику страны (60% валютных поступлений и 40% бюджетных — по оценкам специалистов), приводит к выводу, что Россия, будучи по-прежнему лидером по экспорту энергоресурсов, стоит перед необходимостью решать те же задачи, которые решали западные страны после нефтяных кризисов 70-х—80-х годов. Эти задачи должны быть четко сформулированы в энергетической политике страны и определены механизмы их решения.

1.4. Задачи новой энергетической политики России

Приведенный выше анализ динамики экономических и производственных показателей для России и ее топливно-энергетического комплекса показывает, что в середине 90-х годов Россия стоит перед необходимостью в предельно сжатые сроки решить задачи, аналогичные тем, которые решаются западными странами начиная с 70-х годов.

Условия выработки положений энергетической политики

Стране предстоит разработать и осуществить стратегию своей энергетической безопасности в следующих условиях:

- Россия по-прежнему остается страной, располагающей значительными собственными энергоресурсами, а ее топливно-энергетический комплекс является мощной экономико-производственной системой, снабжающей всеми видами энергоносителей не только Россию, но и покрывающий 80% потребности в энергии Украины, 100% — Прибалтики, более 50% — стран Восточной Европы [9]. Экспортируются российские энергоресурсы и в страны Западной Европы.

Роль ТЭК в экономике России была всегда значительной, а в последнее пятилетие еще возросла. Так, доля продукции отраслей ТЭК в общем объеме промышленной продукции возросла с 24% в 1990 году до 33% — в 1995, доля энергоносителей в доходной части экспортного баланса в

последние годы стабилизировалась на уровне 46-47%, долю в доходной части бюджета эксперты оценивают примерно в 40% [8]. Таким образом, в годы реформ экономика России оказалась в высшей степени зависимой от состояния отраслей ТЭК.

Добыча важнейшего из энергоресурсов — нефти — вошла в новую для страны стадию резкого роста стоимости ее производства по ряду причин, главной из которых является истощение легко доступных запасов, расположенных в достаточно благоприятных и освоенных природно-геологических условиях. В настоящее время страна не располагает в необходимой степени технологиями и производством новых технических средств для разведки и добычи нефти в сложных горно-геологических условиях.

Структура использования энергоресурсов и энергоносителей в стране изменилась незначительно. Основными причинами такого консерватизма являются затяжной экономический кризис и неприемлемая для рыночной экономики структура цен как на первичные энергоресурсы (отношение цен на нефть, природный газ, уголь равно 1:0,26:0,28), так и на энергоносители, при которой самый "дорогой" по затратам конечный потребитель — жилищно-коммерческий сектор — платит за энергию существенно меньше, чем более "дешевый" промышленный потребитель.

По тем же причинам энергоемкость народного хозяйства, и ранее достаточно высокая, возросла с 1991 по 1995 гг. в 1,5 раза (энергоемкость промышленной продукции — в 1,8 раза).

Эти обстоятельства оказывают давление как на добывающие отрасли ТЭК, вынуждая их форсировать добычу энергоресурсов на устаревшем технологическом уровне, так и на перерабатывающие отрасли, консервируя структуру нефтеперерабатывающей промышленности и низкую глубину переработки нефти из-за высокой потребности в мазуте для производства теплоты на многочисленных отопительных

котельных (использование мазута на ТЭС общего пользования значительно снизилось).

Запасы природного газа в России оцениваются примерно в 40% мировых. Технологии добычи (хотя и требуют существенного обновления) и Единая газовая система России пока в состоянии поддержать структурные изменения в общем балансе потребления топлива внутри страны (в электро-теплоэнергетике, промышленности и жилищно-коммерческом секторе) и экспорта энергии. Однако газовая пауза не бесконечна. Периода газовой паузы должно хватить на освоение экологически чистых угольных технологий с целью замещения природного газа в электро-теплоэнергетике твердым топливом и на разработку и освоение новых эффективных технологий добычи, переработки и транспорта самого природного газа.

Отечественный топливно-энергетический комплекс, несмотря на свою производственную мощность, в течение значительного периода времени испытывает острый недостаток в инвестициях на технологическое развитие. Результатом инвестиционного голода явился переход к состоянию, когда все без исключения отрасли ТЭК нуждаются в коренной реконструкции на новой технологической основе, но, по-видимому, самое тяжелое положение сложилось в угольной, нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслях. При этом в стране имеются значительные научно-технические заделы, высококвалифицированные научные и производственные кадры и освободившиеся от своих традиционных заказов производственные мощности ВПК. Инвестиционный дефицит при этом остается постоянно действующим фактором.

Таковы, в самых общих чертах, условия формирования энергетической политики в России, диктующие формулировку задач государственной энергетической политики и направления, на которых должны быть приложены и объединены усилия государственных органов, как федеральных, так и региональных.

Задачи энергетической политики

1. Главной задачей государственных органов (федеральных и региональных) является надежное энергоснабжение потребителей внутри страны всеми необходимыми видами энергии по приемлемым ценам. Изменение структуры цен на энергоносители в соответствии с затратами на их производство и доставку потребителю, с учетом потребительских свойств энергоносителей должно осуществляться под государственным контролем целенаправленно, но постепенно, с учетом адаптационных возможностей предприятий.

2. Обеспечение платежеспособного экспорта энергоресурсов за рубеж без ущемления внутреннего потребителя также является задачей государственной энергетической политики. Необходимость осуществления платежеспособного экспорта определяется двумя важнейшими факторами: потребностью поддержать экономику страны валютными поступлениями и обязанностью сохранения за Россией ее позиций на мировом рынке.

3. Третьей задачей энергетической политики страны является необходимость оздоровления окружающей среды посредством превращения предприятий энергетики в экологически безвредные. Это весьма трудная задача и решение ее стоит дорого, т.к. энергетика уже нанесла окружающей среде огромный ущерб.

Направления реализации энергетической политики

Направления, на которых должны решаться сформулированные задачи энергетической политики, также прошли апробацию западными странами.

Самым важным из них является политика энергосбережения внутри страны, всемерное повышение эффективности использования энергии во всех секторах народного хозяйства, в том числе в отраслях ТЭК, на долю которых приходится треть технологического потенциала энергосбережения в России, оцениваемого примерно в 140—150 млн.т у.т. в год.

Другим важнейшим для России направлением является эффективная научно-техническая политика в топливно-энергетическом комплексе, основанная на жестком отборе приоритетных, поддерживаемых государственными органами научно-технических проектов и программ, обеспечивающих технологический прорыв или, по крайней мере, выход на новый конкурентоспособный технологический уровень в областях, сдерживающих развитие ТЭК или угрожающих энергетической безопасности страны. Такими областями, в первую очередь, являются нефтедобывающая и связанная с ней непосредственно нефтеперерабатывающая отрасли ТЭК. Острота проблемы обусловлена продолжающимся спадом добычи нефти по причине отсутствия в стране технологий по эффективной разработке трудноизвлекаемых ресурсов нефти, необходимостью тотальной реконструкции нефтеперерабатывающей промышленности и появлением реальной угрозы перехода России в разряд импортеров нефтепродуктов со всеми вытекающими отсюда последствиями.

Глава 2. СТАРТОВЫЕ УСЛОВИЯ И ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Отечественным и мировым опытом установлено, что прогнозно-аналитические работы являются важнейшим и необходимым направлением инновационной деятельности и служат информационной базой подготовки научно-обоснованных решений во всех областях управления научно-техническим развитием.

Содержанием прогнозно-аналитических исследований является выявление основных закономерностей, тенденций и проблем развития компании, отрасли, ТЭК, выработка целей и различных сценариев будущего, которые могут быть использованы при разработке плановых материалов, тематики НИОКР, крупных проектов и программ.

В настоящей главе приводятся укрупненные прогнозные оценки, по результатам которых формируются наиболее важные, принципиальные решения в области перспективного развития отрасли, вырабатываются основные положения инновационной политики в нефтяной промышленности. В числе главных вопросов рассматриваются характеристики сырьевой базы нефтяной промышленности, структура добычи при различных сценариях научно-технического прогресса, приоритетные цели и направления развития нефтедобычи и нефтепереработки в ближайшей и дальней перспективе.

2.1. Некоторые методические особенности прогнозирования

Общие положения

Главная особенность методического подхода заключается в специализированном характере прогноза, который направлен на формирование государственной инновационной поли-

тики, определяющей цели, средства и приоритеты научно-технического прогресса в нефтяной промышленности.

Прогноз строится на единстве подходов, комплексности и целенаправленности прогнозных исследований, проводимых на разных уровнях и в разных производственных системах нефтяной промышленности. Главная особенность работы — общая целевая ориентация, структура и логика процесса прогнозирования.

Авторами принято следующее единое определение научно-технического прогресса.

Научно-технический прогресс в нефтяной промышленности — это процесс непрерывного создания и материализации научных знаний, которые, реализуясь в виде потока нововведений, обеспечивают рост социальной и экономической эффективности производства за счет:

- а) повышения эффективности использования основных ресурсов — энергетических, сырьевых, трудовых, материальных, финансовых — при производстве конечной продукции отрасли;
- б) расширения ресурсной базы нефтедобычи путем вовлечения в разработку нетрадиционных запасов;
- в) снижения вредных воздействий на окружающую среду и повышения безопасности объектов нефтяного производства.

Формирование прогнозных сценариев развития

В отличие от традиционных прогнозных разработок прогноз развития нефтяной промышленности, а значит, и объемов добычи нефти до 2010 года формировался с использованием двух сценарных подходов.

Один подход представлен несколькими динамиками добычи нефти, получившими название "Народнохозяйственные сценарии". Народнохозяйственные сценарии отражают динамику общего уровня добычи нефти, построенную исходя из потребностей экономики страны в нефти и нефтепродук-

тах с учетом возможностей и различных путей их удовлетворения при некотором экзогенно заданном сценарии развития всего народного хозяйства*.

Народнохозяйственные сценарии характеризуют лишь объемные цели перспективного развития, не выделяя при этом вопросов эффективности производства и требований к научно-техническому прогрессу (НТП).

Другой подход, названный "*Сценарии НТП*", исходит из возможностей развития отрасли и ее отдельных производств и выхода их на разные уровни эффективности при различном воздействии научно-технического прогресса.

Сценарии НТП формируются под совместным влиянием трех основных факторов: экономических условий, структурной политики и научно-технической политики, проводимой государством, компанией или отраслью в целом.

Различное сочетание этих факторов, их взаимовлияние и весомость могут обусловить множество вариантов развития производства. Однако для выявления основных тенденций и закономерностей достаточно рассмотреть два основных (граничных) сценария НТП: инерционный и интенсивный.

Инерционный сценарий НТП характеризуется пассивной научно-технической политикой, продолжающей сложившиеся тенденции разрозненного совершенствования отдельных технологий и технических средств без учета приоритетности решаемых проблем развития отрасли.

Характерными для данного сценария факторами являются неблагоприятные экономические условия (низкая цена конечного продукта, жесткая налоговая система) и ухудшающаяся структура запасов. В результате — стабилизация или снижение эффективности и объемов производства.

Интенсивный сценарий НТП характеризуется селективной научно-технической политикой, ориентированной на

комплексное решение ограниченного числа приоритетных научно-технических проблем и первоочередное создание критически важных технологий и технических средств. Решающим фактором для реализации интенсивного сценария является создание благоприятных экономических условий для внедрения новых разработок и проведение на этой основе активной структурной политики.

Характеристика указанных сценариев НТП приведена в табл. 11.

Т а б л и ц а 11. Характеристика сценариев НТП

Сценарии НТП	Прогнозная оценка факторов развития			Результаты реализации сценариев
	Экономические условия	Структурная политика	Научно-техническая политика	
Инерционный	Низкая цена конечного продукта. Жесткая налоговая система	Традиционная структура производства и ресурсной базы	Пассивная научно-техническая политика. Традиционные технологии и формы управления НТП	Стабилизация или снижение эффективности производства
Интенсивный	Высокая цена конечного продукта. Благоприятная налоговая система	Активное формирование не традиционной структуры производства и ресурсной базы. Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов	Селективная научно-техническая политика. Отбор и широкое использование приоритетных технологий	Существенный рост эффективности производства и инновационной деятельности

При необходимости, помимо двух приведенных сценариев НТП, могут рассматриваться и другие варианты, например, "умеренный" сценарий НТП, характеризуемый промежуточными значениями экономических условий, структурной и научно-технической политикой.

При этом необходимо отметить, что в отличие от традиционных методов анализа, когда сценарии развития отрасли различались, как правило, объемными показателями, в дан-

* Сценарии развития народного хозяйства разрабатываются по правительственному заданию экономическими институтами, центрами и другими структурами.

ной работе в качестве обобщенной характеристики сценариев НТП используются удельные показатели эффективности преобразования ресурсов как основные индикаторы научно-технического уровня процессов и производств.

Тогда результаты реализации того или иного сценария НТП укрупненно могут быть рассчитаны по формулам:

- 1) Потребность в ресурсах = $\frac{\text{Объем производства}}{\text{эффективность (уд. расход ресурса)}}$;
- 2) Объем производства = (объем ресурса) × (эффективность).

Первая формула позволяет ответить на вопрос: какова будет потребность в ресурсах при новом объеме производства и сложившемся (или прогрессивном) уровне эффективности производства. Вторая — каким может быть новый объем производства при заданном ограничении на ресурсы и сложившемся (или прогрессивном) уровне эффективности.

Повышение уровня эффективности — основная задача научно-технического прогресса, а исследование способов и последствий ее решения — ключевой вопрос прогнозирования развития нефтяной промышленности, ее процессов и производств.

2.2. Сырьевая база нефтяной промышленности

Общая характеристика структуры нефтяной базы

К настоящему времени в отрасли сложилась крайне неблагоприятная геолого-технологическая структура, в которой доля активных (традиционных, технологически освоенных) запасов не достигает и половины от общего объема остаточных запасов нефти. Основная часть — трудноизвлекаемые запасы нефти (ТИЗ), которые должны сегодня рассматриваться как ресурсная основа перспективного развития нефтедобывающей промышленности России.

Общая характеристика структуры балансовых запасов нефти приведена в табл. 12 (оценка на начало 1995 г.).

Т а б л и ц а 12. Основные показатели структуры балансовых запасов нефти (оценка)

Показатели	Активные запасы, %	ТИЗ, %
Доля в начальных балансовых запасах	58	42
Доля в остаточных балансовых запасах	52	48
Доля в начальных извлекаемых запасах	67	33
Доля в остаточных извлекаемых запасах	48	52
Доля в общей добыче нефти	76	24

Укрупненная структурная характеристика трудноизвлекаемых запасов нефти приведена на рис. 10 и отражает их удельный вес в общем объеме ТИЗ.

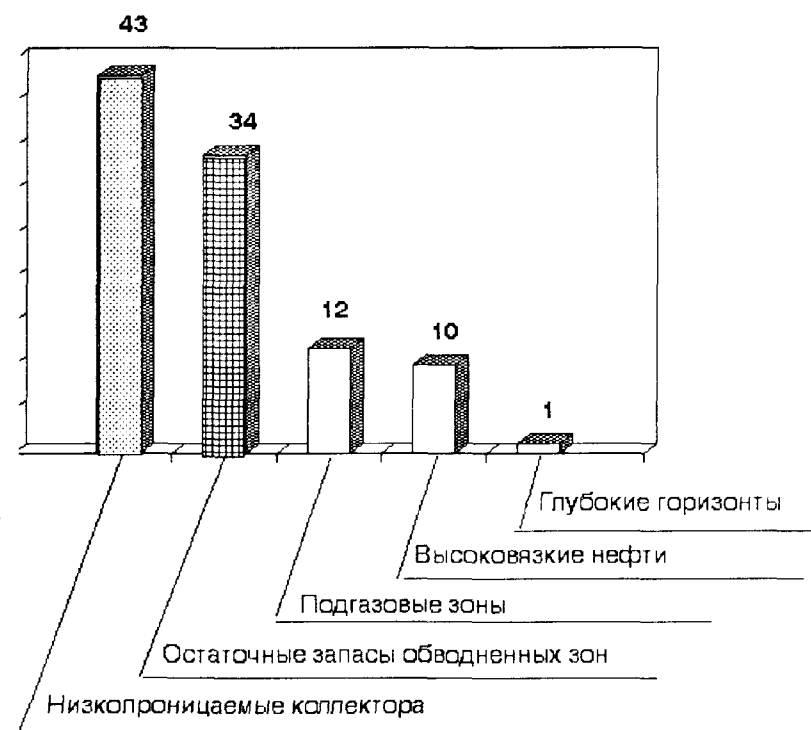


Рис. 10. Структура трудноизвлекаемых запасов нефти (%)

Применяемые сегодня в отечественной практике технологии разработки трудноизвлекаемых запасов нефти являются крайне неэффективными, обеспечивая, как правило, уровни нефтеотдачи и продуктивность скважин, существенно уступающие эффективности освоения активных (традиционных) запасов. Так, если в традиционных условиях среднее значение конечного коэффициента нефтеотдачи составляет 38—45% от геологических запасов, то при разработке низкопроницаемых продуктивных пластов — 10—35%, остаточных запасов обводненных зон — 0—10%, высоковязких нефтей — 5—25%, подгазовых зон — 10—30%, глубокопогруженных горизонтов — 20—30%. В результате — резкое, в 3—6 раз увеличение капиталоёмкости и трудоёмкости добычи нефти.

Одним из главных последствий ухудшения структуры запасов является неприемлемо низкая для нефтяных предприятий коммерческая эффективность освоения месторождений ТИЗ, что обуславливает неравномерность выработки запасов, когда добыча из активной их части в десятки раз превышает добычу в условиях трудноизвлекаемых запасов.

**Сопоставительная оценка
структуры запасов
основных нефтяных
компаний**

В данном разделе рассматривается структура сырьевой базы ведущих нефтяных компаний и объединений России. Главной особенностью предлагаемой структуризации и анализа сырьевой базы является ее рассмотрение с точки зрения задач научно-технического прогресса как исходного фактора отбора приоритетных проблем и направлений НИОКР.

Знание фактического состояния и прогнозных оценок сырьевой базы, ее сопоставление с возможностями применяемых технологий — неременное условие формирования реалистичной и эффективной научно-технической политики.

Наиболее информативным результатом анализа сырьевой базы явилось распределение отдельных видов запасов неф-

ти (активных, низкопроницаемых коллекторов, подгазовых зон, высоковязких нефтей и остаточных запасов обводненных зон) по компаниям и основным объединениям, представленное в форме обзорной матрицы на рис. 11. Именно данные приведенной матрицы служат исходным пунктом для укрупненного определения приоритетов НТП как по отдельным нефтяным компаниям, так и по отрасли в целом.

В более детализированном виде структура сырьевой базы представлена на рис. 12 в форме ранжированных перечней, отражающих степень остроты проблем освоения ТИЗ в основных нефтяных компаниях и объединениях отрасли.

В качестве критерия остроты проблем использован показатель удельного веса данного вида ТИЗ в общем объеме остаточных балансовых запасов компании (объединения).

В результате анализа были названы нефтяные компании, для которых проблема освоения трудноизвлекаемых запасов нефти является наиболее острой. Ниже приводится перечень российских нефтяных компаний, для которых необходимость овладения новыми более совершенными технологиями освоения ТИЗ должна рассматриваться как жизненно важная задача. Компании названы в порядке убывания остроты проблем освоения данного типа ТИЗ.

По низкопроницаемым коллекторам

1. ОНАКО
2. ВНК
3. Сибирская НК
4. ЮКОС
5. СИДАНКО
6. ЛУКОЙЛ

По подгазовым зонам

1. Сургутнефтегаз
2. ВНК
3. Тюменская НК

По высоковязким нефтям

1. КОМИ ТЭК
2. Татарстан
3. Тюменская НК
4. НК "Роснефть"

По остаточным запасам обводненных зон

1. Башкортостан
2. ЮКОС
3. Татарстан
4. Тюменская НК
5. Сургутнефтегаз
6. Славнефть

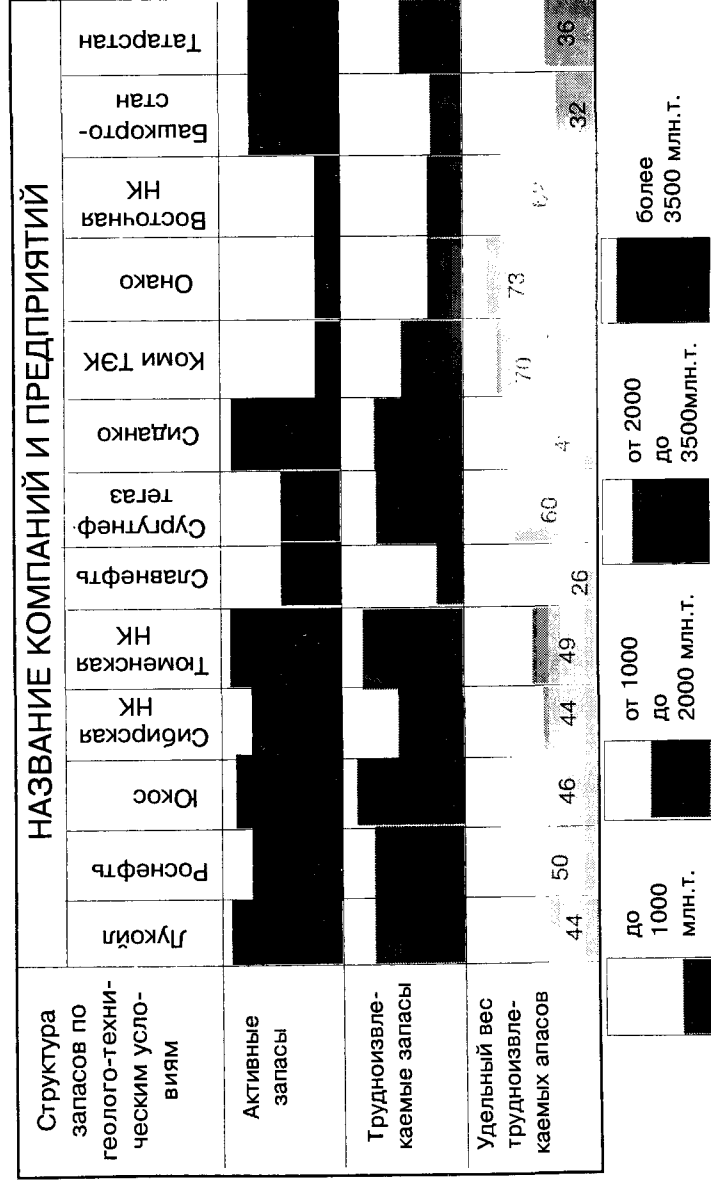
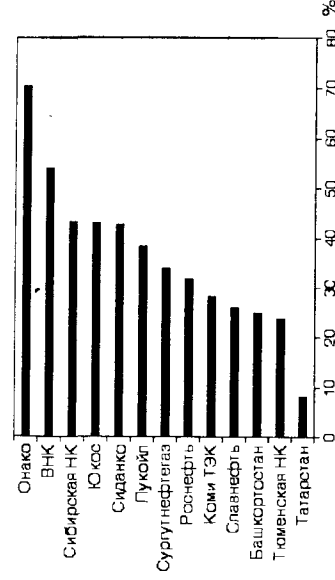
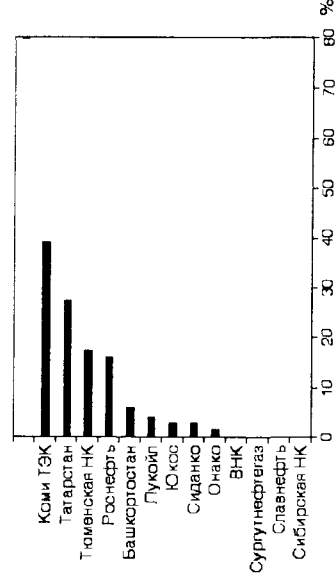


Рис. 11. Структура остаточных балансовых запасов нефти в основных нефтяных компаниях (объединениях)

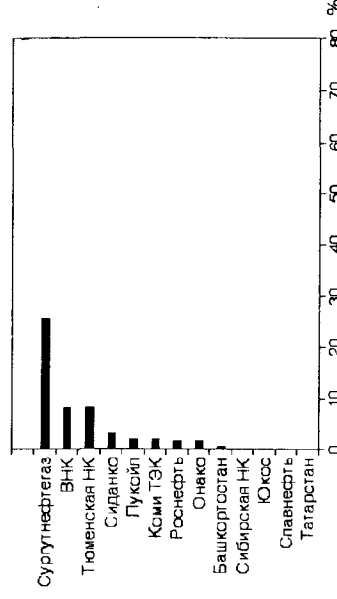
НИЗКОПРОНИЦАЕМЫЕ КОЛЛЕКТОРА



ВЫСОКОВЯЗКИЕ НЕФТИ



ПОДГАЗОВЫЕ ЗОНЫ



ОБВОДНЕННЫЕ ЗОНЫ

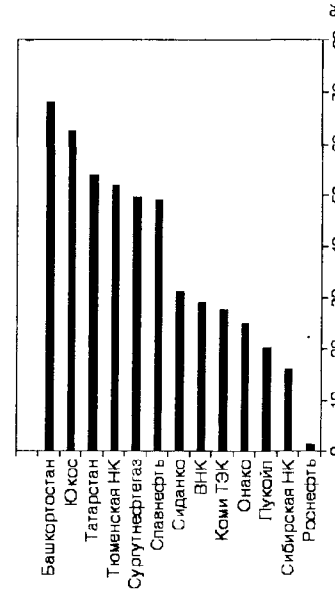


Рис. 12. Перечни нефтяных компаний, ранжированных по остроте проблем освоения трудноизвлекаемых запасов нефти.

Критерий остроты проблем: удельный вес вида запасов в общем объеме остаточных балансовых запасов компаний (%)

Представленный перечень компаний совершенно не означает, что в других компаниях не должны решаться проблемы освоения ТИЗ. Здесь речь идет об инновационной политике, об остроте и весомости проблем, о заинтересованности компаний в их первоочередном решении.

Прирост запасов нефти

Прирост запасов нефти в России в последние годы обеспечивался в основном за счет открытия мелких месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Так, в Западной Сибири объем запасов, приходящихся на одно открытое месторождение, снизился в 18 раз, в Урало-Поволжье — более чем в 100 раз. При увеличении активных (традиционных) извлекаемых запасов нефти категорий $A+B+C_1$ за десятилетие на 5% трудноизвлекаемые запасы возросли более чем на 40%, а по Западной Сибири — на 53%.

В России, начиная с 1988 г., происходит общее резкое снижение прироста запасов нефти категорий $A+B+C_1$. Характер этого снижения иллюстрируется графиком, приведенным на рис. 13.

В качестве основных причин снижения прироста запасов следует рассматривать три фактора:

- естественное снижение эффективности геолого-разведочных работ;
- уменьшение объемов разведочного бурения в России;
- низкий уровень геофизических методов и средств, ограничивающих возможности прямого поиска запасов нефти.

Для обеспечения намечаемых на перспективу уровней добычи нефти годовой прирост запасов, по оценкам, должен быть увеличен ориентировочно до 500 млн.т в 2000 г. и до 700 млн.т в 2010 г., что потребует привлечения значительных материальных и финансовых ресурсов на поиски и разведку месторождений нефти. Объемы этих ресурсов в значительной мере будут определяться уровнем эффективности геолого-разведочных работ на нефть.

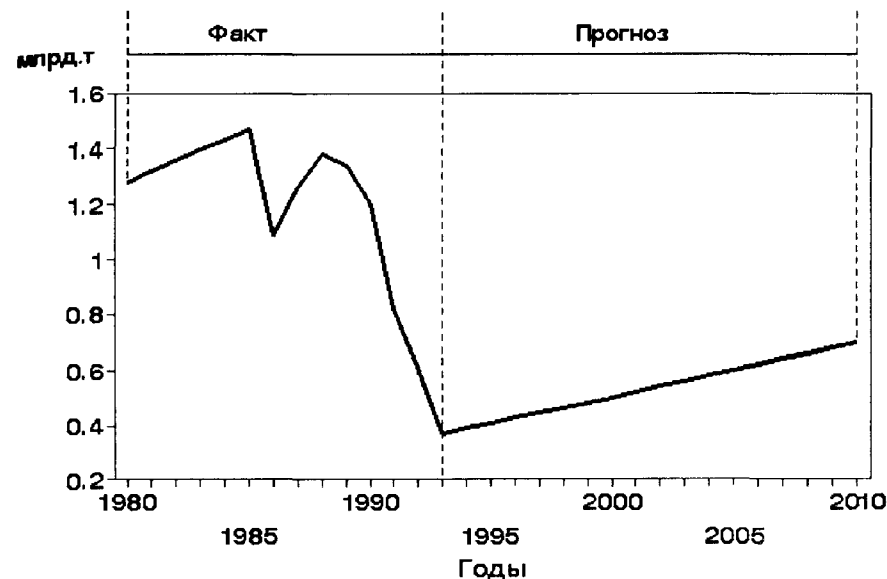


Рис. 13. Прирост запасов нефти по месторождениям России

Эффективность геолого-разведочных работ (прирост запасов на 1 м разведочного бурения), начиная с 1980 г. имеет стойкую тенденцию к снижению. К 2005-2010 гг. ожидается дальнейшее снижение этого показателя и соответствующее увеличение затрат ресурсов на прирост 1 т нефти в 1,2-1,5 раза (рис. 14).

Прогноз эффективности разведочного бурения основывается на рассмотрении двух сценариев НТП: инерционного и интенсивного.

При *инерционном сценарии* происходит пассивное и ограниченное применение новых средств НТП в области геофизики и геологии, продолжается дальнейшее снижение эффективности геолого-разведочных работ.

При *интенсивном сценарии* предполагается кардинальное повышение научно-технического уровня детальных геолого-геофизических работ и переход на качественно новые методы и средства геофизических исследований скважин, что позволит в 1,2-1,3 раза повысить эффективность геолого-

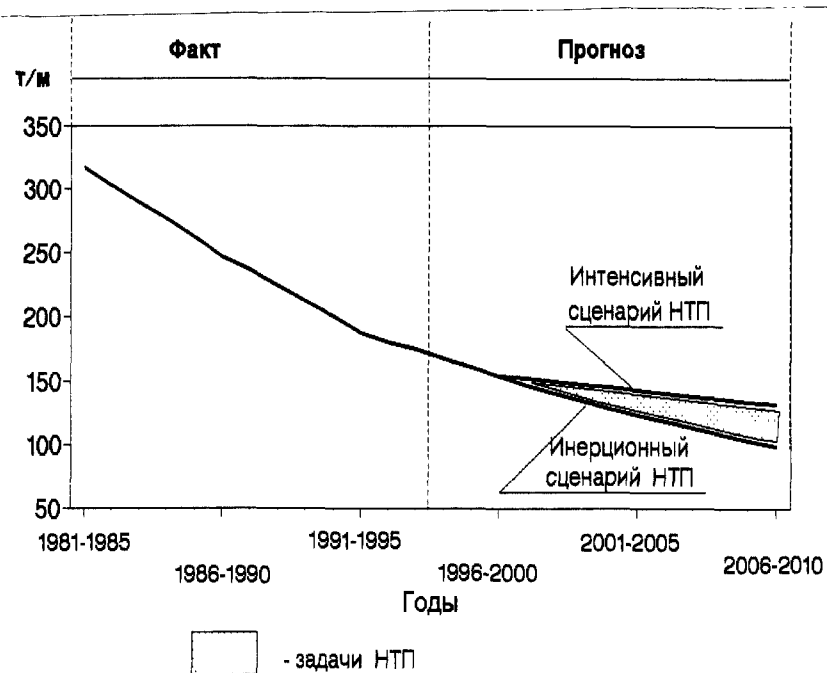


Рис. 14. Эффективность разведочного бурения в России

разведочных работ и существенно компенсировать ее снижение, связанное с ухудшением структуры запасов (рис. 14).

На рис. 15 приводятся фактические данные и прогнозные оценки по объемам разведочного бурения в Российской Федерации.

Из рис. 15 следует, что объем разведочного бурения должен увеличиться в случае *инерционного сценария* до 3,3 млн.м в 2000 г., 4,9 млн.м в 2005 г. и 7,5 млн.м в 2010 г. Для обеспечения таких объемов требуется рост парка буровых установок в разведочном бурении до 1,1 тыс.компл. в 2000 г., 1,6 тыс.компл. в 2005 г. и 2,3 тыс.компл. в 2010 г. При *интенсивном сценарии* объем разведочного бурения и парк буровых установок соответственно составят: в 2005 г. — 4,2 млн.м и 1,4 тыс.компл., в 2010 г. — 5,5 млн.м и 1,7 тыс.компл. буровых установок.

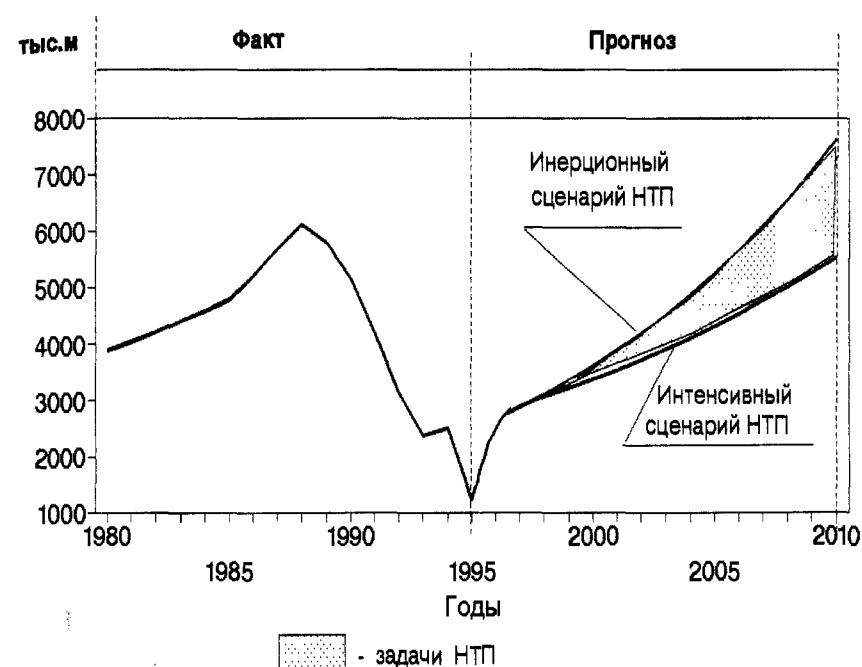


Рис. 15. Объем разведочного бурения в России

Это в большей мере отвечает реальным возможностям буровых предприятий и народного хозяйства страны.

**Негативные факторы
развития сырьевой
базы нефтяной
промышленности**

Первое. За последние 5 лет прирост промышленных запасов нефти сократился в 2,7 раза по сравнению с предыдущим пятилетием.

Кратность воспроизводства запасов нефти по отношению к объему добычи нефти, несмотря на систематическое снижение добычи, уменьшилась. Сокращение прироста запасов нефти происходило опережающими темпами по сравнению с уменьшением объемов добычи, в результате показатель кратности воспроизводства запасов снизился почти в 2 раза и в последние годы достиг критической величины (0,62).

Второе. Уровень эффективности ГРП на нефть также резко снизился. Прирост запасов на 1 м разведочного бу-

рения за 5 лет уменьшился более чем в 4 раза. К 2005-2010 гг. ожидается дальнейшее снижение этого показателя и соответствующее увеличение затрат на прирост 1 т запасов.

Третье. Снижение темпов и эффективности ГРП, кратности воспроизводства запасов, а также нефтеотдачи пластов за счет ухудшения структуры запасов обусловили снижение обеспеченности добычи запасами до критической величины, особенно по традиционным (активным) запасам. Уровень обеспеченности добычи нефти активными запасами ниже аналогичного показателя по трудноизвлекаемым запасам более чем в 3 раза (при средней обеспеченности добычи нефти остаточными извлекаемыми запасами в 43 года, обеспеченность трудноизвлекаемыми запасами составляет 90 лет, активными — 28 лет).

Четвертое. В случае реализации инерционного сценария НТП прирост промышленных запасов нефти в перспективном периоде при сложившейся тенденции снижения эффективности геолого-разведочных работ на нефть не может быть обеспечен реальными объемами разведочного бурения и парка буровых установок, которые должны рассматриваться как важнейшие ресурсные ограничения в области подготовки запасов нефти. Только при интенсивном сценарии НТП объемы бурения и парк буровых установок снижаются до более реалистических уровней.

Пятое. Суммарный удельный вес *неизвлекаемых* (при традиционных отечественных технологиях) и трудноизвлекаемых остаточных запасов достигает 70—75%, а по отдельным нефтяным компаниям превышает 80%. Это позволяет характеризовать ситуацию с эффективностью освоения запасов нефти как критическую и считать инновационную деятельность в данном направлении *главным стратегическим приоритетом НТП в нефтяной промышленности.*

**Направления НТП,
критически важные
для развития
нефтедобычи**

середины 80-х годов.

Ощутимые результаты дала реализация долгосрочных программ сокращения текущих расходов. Так, общая численность рабочих и служащих 17 крупнейших нефтяных корпораций США в начале 90-х годов составила примерно 60% от уровня первой половины 80-х годов.

Западный прогресс достигнут за счет внедрения новых производственных и управленческих технологий. Например, стоимость бурения эксплуатационных скважин и строительства нефтепроводов на Аляске сейчас примерно в 3 раза ниже, чем в конце 70-х годов. В такой же пропорции снизились за 10 лет удельные капитальные затраты в освоении новых месторождений в британском секторе Северного моря, несмотря на меньший размер запасов и новых залежей [10].

Анализ состояния и развития отечественной сырьевой базы нефтяной промышленности позволяет назвать критически важные направления научно-технического прогресса в этой области. Первоочередными задачами НТП нефтедобычи России являются:

а) кратное повышение эффективности освоения трудноизвлекаемых и частично неизвлекаемых (оставляемых сегодня в недрах) запасов нефти за счет освоения и внедрения новых производственных и управленческих технологий по всему циклу нефтедобычи;

б) кардинальное повышение эффективности геолого-разведочных работ, обеспечивающих необходимые уровни прироста запасов энергоресурсов - основы энергетической безопасности России.

Проведенная укрупненная оценка распределения и прироста запасов нефти по основным нефтяным компаниям

России показывает, что названные приоритетные задачи НТП актуальны для большинства нефтедобывающих предприятий, а их решение является необходимым условием эффективного развития отрасли в целом.

2.3. Сценарии развития нефтедобычи

Народнохозяйственные сценарии добычи нефти

Как уже указывалось в п.2.1., прогноз развития нефтяной промышленности предполагает формирование и рассмотрение ряда альтернативных народнохозяйственных сценариев добычи нефти, выраженных различными динамиками объемов добычи на перспективу.

На рис. 16 представлено несколько вариантов прогнозных народнохозяйственных сценариев добычи нефти в перспективном периоде, включающих:

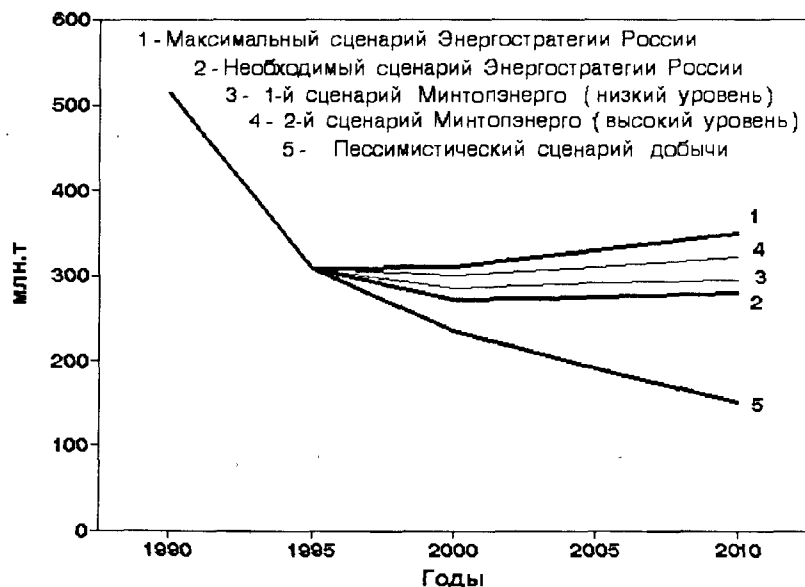


Рис. 16. Варианты прогнозных народнохозяйственных сценариев добычи нефти до 2010 года

- *максимальный сценарий Энергостратегии РФ*, характеризующийся повышенным внутренним энергопотреблением и высоким уровнем экспорта энергоресурсов;

- *необходимый сценарий Энергостратегии РФ*, предполагающий максимальное энергосбережение в сочетании с гарантированным обеспечением нужд народного хозяйства России;

- *1-й сценарий Минтопэнерго*, представленный в виде узкой зоны уровней добычи нефти, тяготеющей к максимальному сценарию Энергостратегии РФ;

- *2-й сценарий Минтопэнерго* — также узкая зона уровней добычи, тяготеющая к необходимому сценарию Энергостратегии РФ;

- *пессимистический сценарий*, характеризующийся ограничениями капиталовложений в разработку новых месторождений и преимущественным использованием традиционных технологий в условиях активных запасов.

Ввиду близости прогнозных динамик добычи нефти, обусловленных различными народнохозяйственными сценариями, в дальнейших расчетах приняты средние значения уровней добычи нефти, предусмотренные сценариями Энергостратегии РФ, и в качестве нижней образующей конуса прогнозируемой добычи — пессимистический сценарий (по причине достаточно высокой вероятности его реализации).

Структура добычи нефти при различных сценариях НТП

Народнохозяйственные сценарии развития нефтедобычи показывают лишь ее общие уровни и не отражают того важнейшего обстоятельства, что они являются суммой добычи нефти в различных геолого-технологических условиях. От того, насколько реалистична и эффективна добыча по каждому из этих условий, зависит сама возможность реализации народнохозяйственных сценариев развития нефтедобычи.

На рис. 17 приведены два варианта прогнозной оценки структуры добычи нефти в РФ, соответствующие сценариям Энергостратегии России.

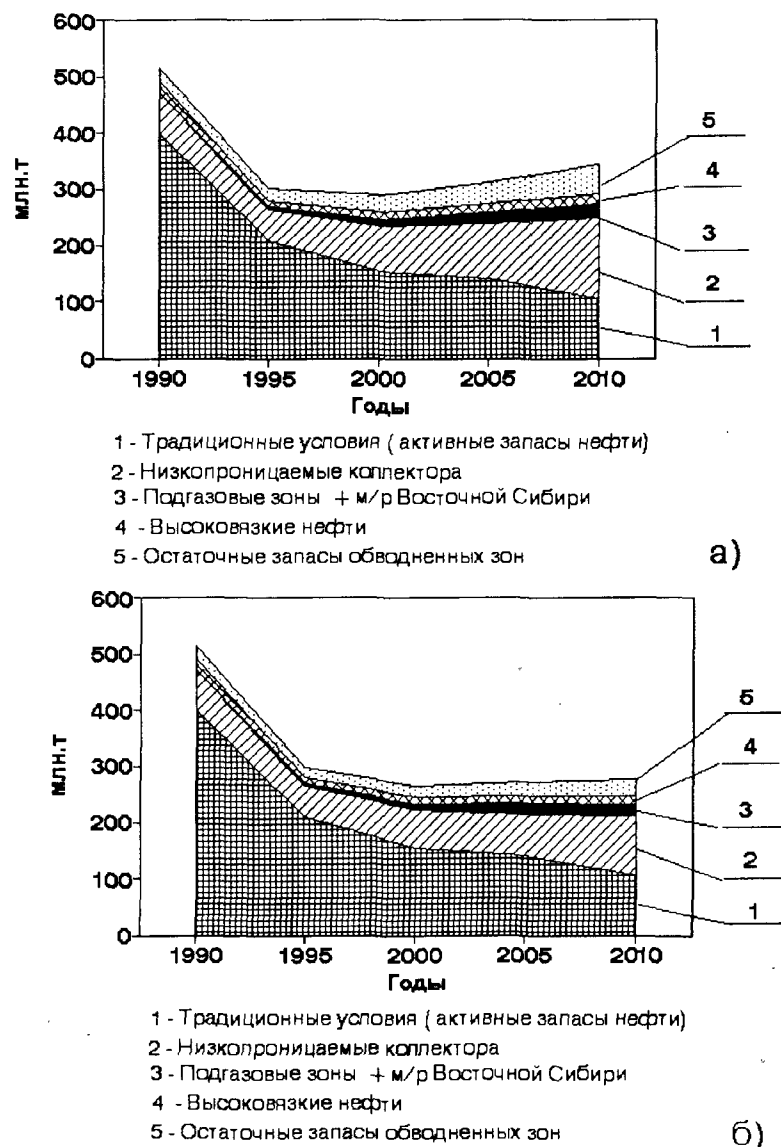


Рис. 17. Прогнозная оценка структуры добычи нефти в России

Основой для построения прогнозной структуры добычи нефти послужили: сложившаяся структура запасов (п. 2.1) и динамика уровней добычи, которые необходимо обеспечить для реализации принятых народнохозяйственных сценариев.

Основными характеристиками приведенных сценариев развития нефтедобычи являются следующие.

Максимальный сценарий Энергостратегии России:

а) активная структурная политика, предполагающая широкое вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти;

б) увеличение доли добычи нефти к 2010 г. по отношению к 1995 г.:

- из низкопроницаемых коллекторов — более чем в 2,6 раза;

- из остаточных запасов обводненных зон — более чем в 2,3 раза;

- высоковязких нефтей в 1,5—1,7 раза;

- из подгазовых зон — более чем в 5 раз;

в) снижение доли добычи в традиционных (технологически освоенных) условиях — более чем в 2 раза;

г) общее увеличение добычи из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами — более чем в 2,2 раза;

д) проведение селективной научно-технической политики, создание и широкомасштабное использование новых технологий для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти.

Необходимый сценарий Энергостратегии России:

а) нагрузка на трудноизвлекаемые запасы несколько ниже, чем в предыдущем варианте. Общее увеличение добычи в сложных геолого-технологических условиях составляет 1,7—1,8 раза;

б) возможность снижения добычи в традиционных условиях на 15–20% по отношению к максимальному сценарию;

в) необходимость проведения активной научно-технической политики с меньшими масштабами распространения новых технологий для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти.

Пессимистический сценарий (рис. 18) характеризуется:



Рис. 18. Прогнозная оценка структуры добычи нефти в России

- а) острым недостатком капиталовложений в нефтедобычу;
- б) преимущественным использованием устаревших традиционных технологий и систем разработки месторождений;
- в) весьма ограниченным вводом в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, добыча из которых не превышает сложившийся уровень 1995 г.

Необходимо отметить весьма высокую вероятность реализации именно пессимистического сценария. Во всяком случае, весь предшествующий опыт и прогноз на ближайшую перспективу говорят о преимущественной разработке традиционных запасов и массовом использовании устаревших (для новых геологических условий) технологий. Все это будет способствовать интенсификации выработки актив-

выработки активных запасов и резкому снижению общих уровней добычи нефти.

Итоговые оценки и рекомендации

1. Приоритетный, с точки зрения органов управления, сценарий развития нефтедобычи должен удо-

влетворять следующим основным требованиям:

- обеспечивать уровни добычи нефти, соответствующие принятому народнохозяйственному сценарию развития;
- обеспечивать кардинальное повышение эффективности освоения всех основных видов запасов, входящих в общую структуру добычи нефти;
- обладать высокой реалистичностью и надежностью реализации;
- обладать высокой коммерческой эффективностью составляющих инвестиционных проектов по освоению всех видов запасов, обеспечивающих заинтересованность нефтедобывающих предприятий.

2. Прогнозная оценка добычи нефти при сложившейся структуре запасов показывает, что:

- предстоящий период характеризуется интенсивным снижением объемов добычи из активных, технологически освоенных запасов нефти;
- обеспечение предусмотренных народнохозяйственными сценариями уровней добычи нефти вызывает необходимость *массового ввода в разработку трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ)*, что порождает целый ряд сложнейших научно-технических проблем;
- реализация интенсивного сценария научно-технического прогресса (п. 2.1.) при всех прогнозных вариантах развития нефтедобычи является необходимым условием их осуществления.

3. В целях исключения практики распыления финансовых, материальных и интеллектуальных ресурсов по всему фронту инновационной деятельности и их концентрации на важнейших задачах необходимо выделить приоритетные

проблемы освоения сырьевых ресурсов, решение которых откроет наибольшие возможности для эффективного развития нефтедобычи.

Отбор приоритетных проблем осуществляется на основе комплексной оценки их относительной весомости и остроты, учета тех негативных последствий, которые наступят, если проблемы не будут решены.

В табл. 13 приводятся укрупненные оценки весомости проблем освоения ТИЗ, рассчитанные для различных геологических условий с учетом прогнозных оценок, приведенных на рис. 17.

Т а б л и ц а 13. Сопоставительная оценка остроты проблем освоения трудноизвлекаемых запасов нефти (2000 год, %)

Геологические условия освоения запасов	Доля в запасах пром. категорий	Доля необходимой добычи нефти	Доля потребности в КВ (при традиционных технологиях)	Доля численности работающих (при традиционных технологиях)	Доля парка буровых установок (при традиционных технологиях)
1. Низкопроницаемые коллектора	28	25	30	29	20
2. Остаточные запасы обводненных зон	20	8	6	5	5
3. Подгазовые зоны	7,5	4	10	5	6
4. Сложнопостроенные месторождения Вост. Сибири	2,2	1	4	3	2
5. Высоковязкие нефти	7,0	5	7	10	5
6. Глубокопогруженные горизонты	0,5	0,5	3	2	3
Всего по ТИЗ	65,2	43,5	60	54	41

На основании приведенных оценок рекомендуется *рассматривать в качестве приоритетной*, имеющей жизненно важное значение для развития нефтедобычи, *проблему эффективного освоения запасов низкопроницаемых коллекторов*.

Сегодня решению этой проблемы нет альтернативы.

Не решить проблему ввода в разработку сырьевых ресурсов низкопроницаемых пластов — значит отказаться от десятков и сотен миллионов тонн добычи нефти и уже к 2000 году снизить годовую добычу по РФ до 200-250 млн.т. Пойти на их освоение с сегодняшней крайне низкой эффективностью — значит привлечь дополнительно сотни миллиардов и триллионов рублей, что нереалистично и неприемлемо.

В числе приоритетных следует также рассматривать комплексную проблему доработки остаточных запасов обводненных зон.

Роль и место отраслевой науки в развитии нефтедобычи

Основные задачи совершенствования технологической базы нефтедобывающей промышленности связаны с созданием, тиражированием и широкомасштабным использованием прогрессивных технологий и технических средств для освоения трудноизвлекаемых запасов нефти в различных геолого-технических условиях.

Проводимые в рассматриваемой области научные исследования и разработки страдают острой недостаточностью финансового обеспечения, носят некомплексный, разрозненный характер, слабо ориентированы на конечные технологические результаты, имеют существенные недостатки в организации и управлении инновационными процессами в целом. Отсюда — неполнота технических решений, низкое качество отдельных узлов, агрегатов и материалов, что зачастую сводит на нет все преимущества создаваемых новых технологий.

В таких работах не решаются задачи рационального сочетания технологий в различных геолого-экономических условиях, отбора приоритетных разработок и задач, с точки зрения проблемы в целом, создания наилучших организационных и экономико-правовых условий реализации проектов.

При сегодняшних уровнях финансирования работ, в сложившихся условиях и формах инновационной деятельности есть все основания считать, что *отраслевая наука не сможет решить* в приемлемые сроки проблему эффективного освоения запасов нефти низкопроницаемых пластов и других ТИЗ.

Проводимая в настоящее время политика привлечения зарубежных технологий для освоения ТИЗ, обеспечивая ускоренное решение *текущих* проблем нефтедобычи, в то же время противоречит *долгосрочным* интересам отечественной науки, лишая ее экономической базы, стимулов совершенствования, рабочих мест и обрекая отрасль на полную зависимость от иностранных фирм.

Эффективное решение проблем освоения ТИЗ, как важнейших народнохозяйственных проблем, требует организации комплексной целенаправленной деятельности, осуществляемой при участии государства (как собственника недр), заинтересованного в максимально эффективном освоении и использовании запасов нефти.

2.4. Перспективы развития нефтеперерабатывающей промышленности России

Нефтеперерабатывающая промышленность Российской Федерации располагает значительными мощностями по производству моторных топлив, смазочных масел, парафинов, нефтяного кокса, нефтебитумов и других нефтепродуктов, обеспечивая не только потребность народного хозяйства Российской Федерации, но и поставку нефтепро-

дуктов на экспорт в страны СНГ и дальнее зарубежье, в значительной мере формируя валютный потенциал страны.

Характеристика
производственной базы
нефтеперерабатывающей
промышленности

В нефтеперерабатывающей промышленности действуют 26 предприятий различного профиля, включая АО "Нижекамскнефтехим", относящееся к ведомству химической промышленности. Производственное объединение "Грознефтеоргсинтез", включающее 3 завода, к настоящему времени уничтожено войной.

По состоянию на октябрь 1995 года нефтеперерабатывающие заводы входят в состав 15 нефтяных компаний (табл. 14). Из 26 предприятий различного профиля, мощности и возраста оборудования вырабатывают только топливную продукцию 9 предприятий, топливно-масляную — 5, топливно-химическую — 5, имеют широкий топливно-масляно-нефтехимический профиль — 7 предприятий. Потенциал нефтеперерабатывающей промышленности России дополняют: 6 малотоннажных нефтемаслозаводов, вырабатывающих смазки, присадки, смазочно-охлаждающие и гидравлические жидкости для различной техники; 2 завода по переработке сланцев; отдельный завод по выпуску катализаторов; 5 заводов специализированного машиностроения. В отрасли действуют 12 научно-исследовательских и конструкторских организаций, 10 проектных институтов, специализированных по разработке и проектированию технологических процессов, систем автоматизированного управления ими, объектов общезаводского хозяйства, а также по генеральному проектированию заводов.

При распаде СССР Россия получила, главным образом, старые предприятия нефтепереработки. Недавно построенные современные заводы остались за ее пределами: на Украине, в Белоруссии, Литве, Казахстане и т.д., всего 18 заводов по переработке нефти общей мощностью 150 млн. т в год. При этом средняя мощность нефтеперерабатывающих

Т а б л и ц а 14. Распределение нефтеперерабатывающих предприятий по нефтяным компаниям и общая характеристика предприятий

Нефтяная компания	Количество НПЗ	Профиль предприятия	Суммарная мощность НПЗ на 01.01.95, млн. т/год	Средняя глубина переработки [%]
ГП Роснефть	4 НПЗ	Т	11,7	55,4
НК Лукойл	2 НПЗ	Т+М; Т+М+НХ	23,5	68,6
НК Юкос	3 НПЗ	Т+М+НХ; Т	33,3	61,2
Сургутнефтегаз	1 НПЗ	Т+НХ	19,3	54,5
НК Сиданко	3 НПЗ	Т+М+НХ; Т	39,5	65,5
Тюменская НК	2 НПЗ	Т+М+НХ; Т+М	39,8	51,6
Сибирская НК	1 НПЗ	Т+М+НХ	26,2	78,5
НК Онако	1 НПЗ	Т+М	7,9	75,0
ВНК	1 НПЗ	Т	6,9	65,1
Росхимнефть	1 НПЗ	Т+НХ	6,1	38,0
АО Башнефтехимзаводы	4 НПЗ	Т+М; Т+НХ; Т+М+НХ	53,0	59,3
НК Коминнефть	1 НПЗ	Т	4,8	43,1
НК Мостатнефть	1 НПЗ	Т+НХ	12,2	62,3
НК Славнефть	2 НПЗ	Т+М+НХ; Т+М	18,5	55,2
Итого по России			302,7	62,1

Т — топливное производство
М — масляное производство
НХ — нефтехимическое производство

предприятий России сохранилась на более высоком уровне, чем в странах СНГ, а также в США, Западной Европе и Японии, что создает серьезные проблемы в транспортировке нефтепродуктов до конечных потребителей (табл. 15) [11].

Таблица 15. Сравнительная характеристика размещения нефтепереработки в России и других странах на 01.01.1995 г.

Страны	Количество заводов	Полная мощность по переработке нефти, млн. т/г	Средняя мощность одного завода, млн. т/г	Размер территории, снабжаемой одним заводом, тыс. кв. км
Россия	26	302,7	11,5	609,8
Прочие страны СНГ	18	150	8,3	295,8
Канада	28	95	3,4	356,3
США	173	760	4,2	50,9
Западная Европа	81	588	7,2	129,6
Япония	41	238	5,8	9,1

Возрастная характеристика оборудования НПЗ

Около тысячи установок, главным образом отечественного производства, функционировало в 1995 году в составе российских НПЗ. Большая доля действующих установок имеет значительный срок эксплуатации, в 2 и более раз превышающий нормативный. Прежде всего это относится к установкам по первичной переработке нефти, 98% которых (по мощности) эксплуатируются сверх нормативного срока службы (более 15 лет), 45% — свыше 30 лет. В 1994 году на установках первичной перегонки со сроком службы более 20 лет переработано 50% всей нефти, на установках каталитического крекинга, также двадцатилетних, — 60% объема сырья, установках риформинга — 45% сырья и старых установках гидроочистки топлив — 65%.

Технологическая структура нефтеперерабатывающей промышленности России

Важнейшими характеристиками качества технологической структуры нефтеперерабатывающей промышленности являются долевые показатели процессов, направленных

ных на углубление переработки нефти (так называемых углубляющих процессов) и процессов, направленных на повышение качества нефтепродуктов (облагораживающих процессов) по отношению к объему первичной переработки нефти и удельный вес всех вторичных процессов. В табл. 16 представлена технологическая структура отечественной

Т а б л и ц а 16. Технологическая структура нефтеперерабатывающей промышленности России на 01.01.95 г.

Наименование процессов	Технические возможности (мощность оборудования)		Фактическое состояние (загрузка оборудования)	
	млн.т по сырью	% к первичной переработке	млн.т по сырью	% к первичной переработке
1. Первичная переработка нефти	302,7	100,0	186,2	100,0
Вакуумная перегонка мазута	106,5	36,2	н.д.	н.д.
2. Углубляющие процессы, в т.ч.:		16,9		11,7
2.1. Каталитический крекинг	15,2	5,0	9,3	5,0
2.2. Гидрокрекинг	1,4	0,4	0,3	0,2
2.3. Термический крекинг	12,8	4,2	3,3	1,8
2.4. Коксование	5,9	1,9	2,4	1,3
2.5. Производство смазочных масел	5,2	1,7	2,1	1,1
2.6. Производство нефтебитумов	10,0	3,3	3,6	1,9
2.7. Производство кокса	1,2	0,4	0,7	0,4
3. Облагораживающие процессы		31,1		26,5
3.1. Каталитический риформинг на повышение О.Ч. бензина	25,0	8,2	12,6	6,8
3.2. Гидроочистка топлив и сырья	61,1	20,2	38,4	20,6
3.3. Висбрекинг гудрона	2,9	1,0	0,8	0,4
3.4. Прокалка кокса	0,2	0,07	0,2	0,1
3.5. Карбамидная депарафинизация	0,5	0,2	-	-
3.6. Депарафинизация методом "Парекс"	4,1	1,4	1,2	0,6
4. Производство прочих нефтепродуктов		5,1		5,3
4.1. Каталитический риформинг на производство ароматических углеводородов	6,8	2,2	5,4	2,9
4.2. Производство твердых парафинов	0,3	0,1	0,07	0,04
4.3. Газофракционирование	7,3	2,4	3,9	2,1
4.4. Производство серной кислоты	0,9	0,3	0,4	0,2
4.5. Производство серы	0,3	0,1	0,09	0,05
Вторичные процессы (всего)		53,1		45,5

нефтепереработки, т.е. мощностная характеристика предприятий по основным процессам и фактическое доленое соотношение процессов, определяемое объемом загрузки отечественных НПЗ в 1994 году. Использование только 61,5% мощностей по первичной переработке неизбежно ведет к недогрузке по всем вторичным процессам.

Технологическая структура российской нефтепереработки формировалась на основании требований топливно-энергетического баланса страны. Поскольку последний ориентировал производство нефтепродуктов на мазутный вариант, а постоянно растущий объем добычи нефти позволял удовлетворить потребности в моторных топливах при низкой глубине переработки нефти, постольку развитию вторичных процессов, которые определяют глубину переработки нефтяного сырья и качество получаемых товарных продуктов, в прошлом уделялось недостаточное внимание. Однако во времена дешевой нефти такая ситуация была характерна не только для России, но и для большинства западных стран, за исключением США. Нефтяной кризис 70-х годов резко изменил ситуацию в западноевропейских странах, но реакция государственных органов СССР была значительно медленнее.

В последнее десятилетие в состав российских нефтеперерабатывающих заводов был введен ряд современных и эффективных технологий по электрообессоливанию и атмосферно-вакуумной дистилляции нефти (установки мощностью от 3 до 6 млн.т в год), по каталитическому крекингу в псевдоожиженном слое катализатора (установки мощностью 2 млн. т в год), по каталитическому риформингу бензинов (установки мощностью 1 млн.т в год), новые установки селективной очистки масел, каталитической депарафинизации, производства нефтяного битума, кокса и другие.

Технико-экономические показатели этих и целого ряда других технологических установок по основным процессам нефтепереработки соответствуют мировым стандартам по технологии и конструкции аппаратуры. Однако практиче-

на всех заводах в эксплуатации находится значительное количество устаревших технологий и оборудования, что существенно снижает общий технологический уровень производства относительно уровня западных стран. Главным же недостатком остается низкий удельный вес вторичных процессов в структуре нефтепереработки России в сравнении с уровнем западных стран (табл. 17). В условиях падающей добычи нефти в России такая структура нефтеперерабаты-

Т а б л и ц а 17. Сравнительный уровень развития основных вторичных процессов в отечественной и зарубежной нефтепереработке по состоянию на 01.01.95 г. [% к мощности по первичной переработке]

Процессы	Страны, регионы			
	Россия (по факту)	США	Западная Европа	Япония
1. Каталитический крекинг	5,0	34,5	11,2	11,9
2. Гидрокрекинг	0,2	8,0	4,7	2,2
3. Термокрекинг	1,8	2,2	12,2	1,3
4. Коксование	1,3	12,0	3,7	0,5
5. Производство масел	1,1	1,3	1,1	0,9
6. Производство битума	1,9	5,2	3,0	1,3
7. Производство кокса	0,4	3,6	0,8	0,2
8. Каталитический риформинг	9,7	20,6	13,8	10,1
9. Гидроочистка топлив	18,6	23,1	21,5	15,3
10. Гидроочистка сырья каткрекинга	2,0	8,2	7,4	3,9
11. Алкилирование и изомеризация	0,5	8,9	5,6	1,2
12. Производство МТБЭ	0,01	1,8	1,0	1,4
Всего процессов, углубляющих переработку	11,7	66,8	36,7	21,4
В том числе деструктивных	8,3	56,7	31,8	18,9
Всего процессов, повышающих качество нефтепродуктов	30,8	62,6	49,3	31,9

вающей промышленности не будет в состоянии обеспечить страну собственным моторным топливом и другими нефтепродуктами в достаточном количестве, ассортименте и требуемого качества.

Объемные и структурные изменения в производстве нефтепродуктов

За период с 1990 по 1995 год произошло значительное снижение добычи нефти в России и, следовательно, сокращение объемов переработки нефти внутри страны, поскольку экспорт сырой нефти уменьшился незначительно. Объем переработки нефти в 1995 году внутри страны составил 61,5% от объема 1990 года. Одновременно сократилось производство всех видов нефтепродуктов. Однако это сокращение не было пропорциональным и, как следует из рис. 19 и табл. 18, структура производимых нефтепродуктов несколько ухудшилась: незначительно, но все-таки

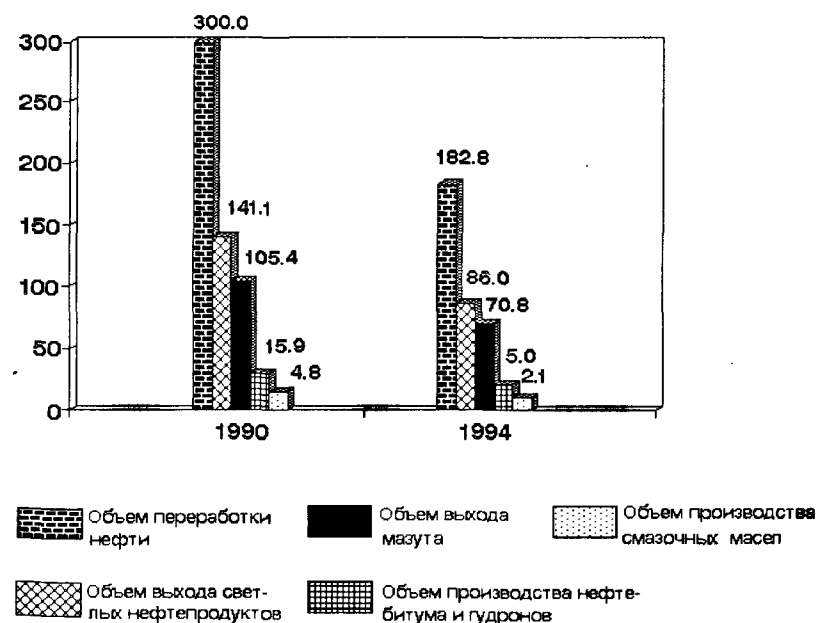


Рис. 19. Структура переработки нефти и производства основных нефтепродуктов нефтеперерабатывающей промышленностью России

Т а б л и ц а 18. Объемы и структура основных нефтепродуктов, производимых в России в 1990 и 1994 годах

Нефтепродукты	Годы			
	1990		1994	
	млн.т	%	млн.т	%
1. Объем переработки нефти	297,7	100	186,2	100
2. Светлые нефтепродукты, в т.ч.:	141,4	47,5	86,0	47,0
- автомобильный бензин	40,9	13,7	26,7	14,5
- сырье для нефтехимии	6,3	2,1	2,9	1,6
- авиационный керосин	16,3	5,5	9,0	4,8
- дизельное топливо	76,1	25,6	46,5	25,0
- печное топливо	1,8	0,6	1,3	0,7
- топочный мазут	100,2	33,7	68,1	36,6
- флотский мазут	5,2	1,7	2,7	1,4
- смазочные масла	4,8	1,6	2,1	1,1
- нефтебитум и гудрон для его производства	15,9	5,3	5,0	2,7
Глубина переработки нефти		65,3		62,4

уменьшилась доля светлых нефтепродуктов (с 47,5 до 47,0%), заметно увеличилась доля топочного мазута (с 33,7 до 36,6%) и, следовательно, снизился показатель глубины переработки нефти с 65,3 до 62,4%. Внутри группы светлых нефтепродуктов возросла доля автомобильных бензинов при одновременном снижении долей авиационного керосина и сырья для нефтехимии.

Динамика качественных характеристик моторных топлив

В структуре и объеме производства основных видов моторного топлива (автомобильных бензинов и дизельного топлива) за последнее пятилетие произошли изменения в разных направлени-

ях. С одной стороны, общее производство всех видов моторных топлив снизилось примерно на 40%, с другой — качественные характеристики производимого топлива несколько улучшились (табл. 19).

Т а б л и ц а 19. Объемы и структура основных нефтепродуктов, производимых в России в 1990 и 1994 годах

Нефтепродукты	1990 г. факт		1994 г. факт	
	млн.т	%	млн.т	%
Автомобильные бензины: всего в т.ч.:	40,9	100,0	26,7	100
А-76	30,8	75,3	20,8	77,9
АИ-91 и выше	5,1	12,5	4,9	18,2
Неэтилированный бензин (из общего количества)	10,8	26,4	11,8	44,2
Дизельное топливо: всего	76,1	100,0	46,1	100,0
в т.ч. с содержанием серы: до 0,05%	-	-	-	-
до 0,2%	42,1	55,2	34,7	75,3
до 0,5%	30,1	39,6	8,4	18,2
свыше 0,5%	3,9	5,2	3,0	6,5

К положительным изменениям следует отнести снижение доли этилированных бензинов (хотя она все еще очень велика), повышение доли высокооктановых бензинов. Увеличилась также доля малосернистого дизельного топлива с содержанием серы до 0,2%. Тем не менее, велика доля сернистого дизельного топлива с содержанием серы более 0,5%.

Для сравнения заметим, что в западноевропейских странах массовыми бензинами являются премиальные бензины с октановым числом 96—98 пунктов (по исследовательскому методу — ИМ) и, в меньших объемах, регулярные бен-

зины с октановым числом 90—93 пункта (по ИМ). Содержание тетраэтилсвинца в автомобильных бензинах жестко лимитируется на минимальном уровне, а с 01.01.96 не допускается вовсе.

С 1996 года страны ЕЭС, в соответствии с новым экологическим законодательством, вводят ограничения на содержание серы во всех дизельных топливах — до 0,05%, в печном топливе — до 0,2%, в котельном топливе (мазуте) — до 1%. Таким образом, поставка на экспорт нефтепродуктов, не удовлетворяющих этим требованиям, будет затруднена. Скидки с цены за тонну нефтепродукта (по причине низкого качества) сделают их экспорт нерентабельным.

**Критические факторы,
определяющие
кризисное состояние
нефтепереработки**

Прежде всего необходимо отметить, что нефтеперерабатывающая промышленность страны представляет собой мощный комплекс непрерывных поточных производств, реализующих многовариантную технологию переработки нефти с выпуском нефтепродуктов широкого ассортимента и в значительных объемах.

Однако ряд важнейших факторов, сформировавшихся к началу 90-х годов, привел к ситуации, когда приходится констатировать, что структура и состояние отечественной нефтеперерабатывающей промышленности не соответствует мировым технологическим стандартам по ряду важнейших процессов, а качество нефтепродуктов не отвечает формирующимся западным требованиям. Это ставит под сомнение перспективы успешного развития отрасли. Такими факторами являются:

Первое. Резкое падение добычи и, следовательно, переработки нефти в России, которое при неблагоприятных условиях может продолжаться. Это обстоятельство исключает "мазутный" вариант развития из возможных, т.к. не обеспечивает страну моторным топливом.

Второе. Доля вторичных процессов, обеспечивающих глубину переработки нефти (и, следовательно, выход светлых дистиллятов) и высокое качество нефтепродуктов, недопустимо низка. Таким образом, структурное несовершенство российской нефтепереработки, заключается в низкой доле углубляющих и, прежде всего, деструктивных процессов, что в условиях низких объемов перерабатываемого сырья ставит под угрозу достаточное производство необходимых нефтепродуктов.

Третье. С начала 90-х годов формирование технологической структуры мировой нефтепереработки совершалось под постоянным давлением новых экологических требований и возрастающих требований техники к качеству моторных топлив, смазочных масел и других нефтепродуктов. США, Канада, Япония — несколько ранее, а страны Западной Европы — начиная с 1996 года, вводят новые требования к качеству нефтепродуктов, используемых на их территории. Эти требования приведены в табл. 20 в виде нормируемых показателей и значений самих нормативов для основного ассортимента нефтепродуктов, составляющих примерно 80% всего объема нефтепродуктов: автомобильных бензинов, авиакеросинов, дизельного топлива и топочного мазута.

Выпуск нефтепродуктов, удовлетворяющих нормативам, приведенным в табл. 20, для отечественной нефтепереработки означает значительные структурные подвижки в направлении увеличения доли процессов риформинга, гидроочистки, алкилирования, изомеризации, производства МТБЭ, каталитической депарафинизации, гидрообессеривания и других новых или малоосвоенных процессов.

Нарушение нормативов (табл. 20) на первых порах будет сопровождаться снижением рентабельности экспорта отечественных нефтепродуктов, а в дальнейшем может совсем закрыть некоторые, в том числе традиционные, рынки сбыта российских нефтепродуктов.

Т а б л и ц а 20. Нормативы качества топливных нефтепродуктов

Нормируемые показатели	Нефтепродукты, нормы			
	Автобензины реформулированные	Авиакеросины	Дизельные топлива	Топочный мазут
1. Содержание серы [%]	0,00015-0,005	10 РРН**	0,05	0,5-1,0
2. Суммарное содержание ароматики [% об.]	25-30	не более 17	не более 20	
3. Содержание бензола [% об.]	не более 1			
4. Содержание кислорода [% вес]	не менее 2,5			
5. Дорожное октановое число $\frac{ИОЧ+МОЧ}{2}$	92-90			
6. Высота некоптящего пламени [мм]		не менее 26		
7. Предельная температура фильтруемости [°C]			не выше - 11	
8. Вязкость мазута [градусы Энглера при 50° C]				10-12
9. Содержание тяжелых металлов (ванадия, никеля)				отсутствие

* реформулированные автобензины - автобензины модернизированного состава РРН=10⁻⁴

Четвертое. На заводах нефтеперерабатывающей отрасли России эксплуатируется большое количество технологических установок со сроком службы более 20-ти (и даже 30-ти) лет. Значительная часть из них морально устарела, а другая — физически изношена. Большинство этих установок строились в годы стабильного прироста добычи нефти, были рассчитаны на растущие объемы переработки нефти и имеют большую единичную мощность. Прежде всего

это относится к атмосферным установкам первичной перегонки нефти и вакуумной перегонки мазута (АТ, АВТ-6, ЛК-6У). В годы падения добычи нефти эти установки оказались загруженными на 50-60%, что существенно снижает эффективность происходящих на них процессов. Таким образом, *техничко-экономические показатели морально устаревших и физически изношенных установок отечественной нефтепереработки значительно уступают современным зарубежным аналогам.* Это обстоятельство самым плачевным образом сказалось на издержках производства российских НПЗ. Как следует из табл. 21 и рис. 20 [11], из-

Т а б л и ц а 21. Структура средних издержек по переработке нефти [\$ США/т сырья]

Виды издержек	Российские НПЗ			Среднеевропейский уровень
Материалы	1,9	3,1	3,8	1,2
Топливо и энергия	2,5	5,0	6,9	1,2
Зарплата и социальные отчисления	0,6	1,2	1,2	3,8
Амортизация	0,3	0,6	0,6	2,5
Административные и прочие издержки	2,2	2,5	3,1	6,2
Суммарные издержки	7,5	12,4	15,6	14,49

держки производства на НПЗ России, начиная с 1992 года, растут "не по дням, а по часам" и в 1995 году превысили среднеевропейский уровень издержек по нефтепереработке. При этом основной рост затрат приходится на материальные и энергетические статьи издержек. Это обстоятельство является одной из важнейших причин достижения цен на отечественные нефтепродукты мирового уровня при более низком их качестве (во всяком случае на автомобильные бензины, масла и дизельное топливо).

В условиях падения платежеспособного спроса на нефтепродукты внутри страны высокие цены на них при относи-

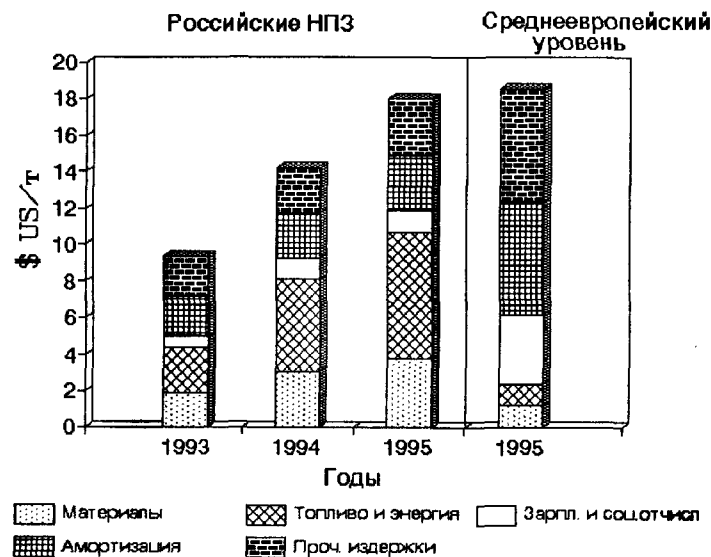


Рис. 20. Производственные издержки на отечественных и зарубежных НПЗ

тельно низком качестве не только ставят под сомнение успешное решение проблемы сохранения за Россией сложившихся рынков сбыта нефтепродуктов за ее пределами, но и делают отечественные нефтепродукты неконкурентоспособными внутри России. Уже сейчас заметно проникновение автомобильных бензинов и масел на ее окраинах: в Калининградской области, Северо-Западном регионе — с белорусских и финских НПЗ, на Дальнем Востоке — с НПЗ Аляски и Японии.

Перспективы развития нефтеперерабатывающей промышленности России

Развитие нефтеперерабатывающей промышленности России, выраженное в объемных характеристиках, целиком зависит от того, какой именно из рассмотренных ранее сценариев нефтедобычи реализуется в рассматриваемый период. Как было показано, максимальный и минимальный (пессимистический) варианты добычи нефти образуют конус, весьма значительно (примерно на 100 млн.т) расходящийся к 2010 году. Пе-

ред нефтедобывающей отраслью России стоят две задачи: обеспечение страны в достаточном объеме необходимым набором нефтепродуктов (прежде всего, моторными топливами, маслами и сырьем для нефтехимии) и поддержание некоторого уровня экспорта нефти для сохранения сложившихся рынков сбыта российской нефти и валютных поступлений. Очевидно, что сценарий добычи нефти, соответствующий нижней образующей конуса, исключает экспорт сырой нефти и, стало быть, способен решить только одну задачу — первую — и то только в том случае, если за рассматриваемый период производственная база нефтеперерабатывающей промышленности подвергнется необходимой структурной перестройке и реконструкции. Объем переработки нефти на отечественных НПЗ должен поддерживаться в предстоящие 15 лет на уровне 190—195 млн. т в год. При этом, если реконструкция и структурная модернизация российской нефтепереработки будут достаточно глубокими, могут открыться возможности для экспорта высококачественных товарных нефтепродуктов. Это улучшит структуру российского экспорта энергетических ресурсов, увеличив в нем долю товаров высокой степени обработки.

Объемы и структура основных нефтепродуктов, обеспечивающих потребности России

В основу программы отраслевой реконструкции и модернизации заложено решение проблемы обеспечения в полном объеме внутренней потребности России в нефтепродуктах, соответствующих по качеству мировым стандартам. Сама внутренняя потребность определяется приближением объемов потребления основных нефтепродуктов на душу населения в России к среднеевропейским значениям, что является одним из положений концепции развития народного хозяйства страны.

В табл. 22 представлены данные объемов производства основных нефтепродуктов в опорных точках прогнозного периода, основанная на концепции народнохозяйственного

Т а б л и ц а 22. Объемы и структура производства нефтепродуктов в России (включая РАО "Газпром") в период с 1995-2010 гг.

Наименование нефтепродуктов	1994 г. факт		2000 г.		2005 г.		2010 г.	
	млн. т	%	млн. т	%	млн. т	%	млн. т	%
1. Объем переработки нефти	186,2	100	195,0	100	195,0	100	195,0	100
2. Основные нефтепродукты:								
автомобильный бензин	26,7	14,5	32,2	16,5	34,1	17,5	36,0	18,5
сырье для химии	2,9	1,6	5,5	2,8	6,1	3,1	6,5	3,3
авиационный керосин	9,0	4,8	12,7	6,5	13,0	6,7	14,8	7,6
дизельное топливо	46,5	25,0	53,2	27,3	55,4	28,4	57,5	29,5
печное топливо	1,3	0,7	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6
Итого:								
светлых нефтепродуктов	85,3	47,0	104,5	53,6	109,8	56,3	115,8	59,4
топочный мазут	68,1	36,6	60,6	31,1	53,8	27,6	45,6	23,4
флотский мазут	2,7	1,4	2,9	1,5	2,9	1,5	2,9	1,5
смазочные масла	2,1	1,1	2,5	1,3	2,6	1,3	2,6	1,3
нефтебитум	5,6	2,7	7,5	3,8	8,1	4,2	8,7	4,5
3. Глубина переработки нефти		62,4		67,9		71,4		75,6

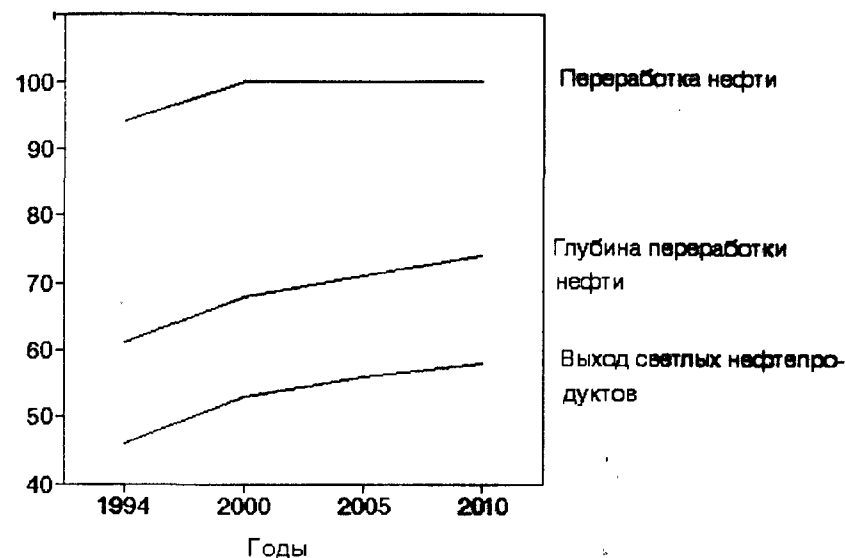


Рис. 21. Динамика показателей выхода светлых нефтепродуктов и глубины переработки нефти

развития. В соответствии с этой динамикой глубина переработки нефти должна возрасти к 2010 году до 75,6%, выход светлых нефтепродуктов — увеличиться с 47,0 до 59,4% при практически постоянном объеме переработки нефти, что показано на рис. 21. В общем объеме светлых нефтепродуктов особенно заметно возрастет доля авиационных топлив и сырья для нефтехимии при росте как объемов, так и долей автобензинов и дизельного топлива.

**Перспективы
качественных изменений
моторных топлив**

Одновременно с ростом объемов производства моторных топлив, как следует из табл. 23, произойдет структурная перестройка в пользу автобензинов и дизельного топлива высокого качества. Предполагается, что около 2000 года прекратится производство этилированных автобензинов, доля высокооктановых бензинов к концу периода составит 85%. В общем объеме дизельного топлива будет постоянно возрастать до-

**Т а б л и ц а 23. Перспективная структура производства и качественные характеристики
автомобильных бензинов и дизельного топлива**

Наименование нефтепродуктов	1994 г. факт		2000 г.		2005 г.		2010 г.	
	млн. т	%	млн. т	%	млн. т	%	млн. т	%
Автомобильные бензины: всего в том числе:	26,7	100	32,1	100	34,1	100	36,0	100
А-76	20,8	77,9	11,1	34,6	9,0	26,4	5,4	15,0
АИ-91 и выше	4,9	18,4	21,0	65,4	25,1	73,6	30,6	85,0
Из общего количества неэтилированных бензинов	6,7	25,1	26,0	81,0	34,1	100	36,0	100
Дизельное топливо: всего	46,5	100	53,2	100	55,4	100	57,5	100
в том числе с содержанием серы:								
до 0,05%	-	-	3,6	6,8	8,0	14,4	22,0	38,2
до 0,2%	34,7	75,3	41,6	78,2	47,4	85,6	37,5	61,8
до 0,5%	8,4	18,2	8,0	15,0	-	-	-	-
выше 0,5%	9,0	6,5	-	-	-	-	-	-

для топлива с содержанием серы менее 0,05%. С 2000 года не будет производиться топливо с содержанием серы более 0,5%, а с 2005 года — с содержанием серы более 0,2%, хотя доля такого дизельного топлива останется достаточно высокой.

**Технологическая
перестройка
производственной базы
нефтепереработки**

Поставленная цель — обеспечение страны при постоянном объеме переработки нефти достаточным количеством нефтепродуктов, отвечающих по качеству мировым стандартам — может быть реализована только на основе последовательного увеличения мощности процессов, углубляющих переработку нефти и, прежде всего деструктивных процессов (каталитического крекинга, гидрокрекинга вакуумного газойля и тяжелых нефтяных остатков), а также увеличения мощности процессов, улучшающих качество нефтепродуктов (каталитического риформинга, гидроочистки и гидрообессеривания топлив и сырья, алкилирования и изомеризации, производства метил-трет-бутилового эфира (МТБЭ), изоселектоформинга и других).

В соответствии с отраслевой программой производства нефтепродуктов необходимо осуществить программу модернизации нефтеперерабатывающей промышленности России. В табл. 24 представлена программа ввода технологических мощностей по основным процессам, учитывающая предложения российских НПЗ. Обязательным условием реализации вводов является не только технологическое обновление и совершенствование уже освоенных в России процессов, но и освоение и внедрение новых отечественных и зарубежных технологий.

Наибольшее развитие до 2000 года получают процессы каталитического крекинга и гидрокрекинга вакуумного газойля (процессы 1-й ступени углубления переработки). Освоение переработки тяжелых нефтяных остатков относится на более поздний период. В пятилетие 2006—2010 гг. все

Т а б л и ц а 24. Вводы мощностей по основным технологическим процессам нефтепереработки в период с 1995 по 2010 гг.
[тыс.т в год]

Основные технологические процессы	Мощность оборудования по процессам на 01.01.95	Вводы за 1995-2000 годы	Вводы за 2001-2005 годы	Вводы за 2006-2010 годы
1. Первичная переработка нефти	302700	31000*	15000*	58500*
2. Каталитический крекинг	15200	9000	2500	5000*
3. Гидрокрекинг вакуумного газойля	1400	5500	5200	3600
4. Коксование	5200	2120	600	2100*
5. Каталитический риформинг на повышение качества бензина	25000	6400	1600	6500*
6. Изомеризация и алкилирование	1700	1400	700	1100*
7. Производство МТБЭ	-	100	200	50
8. Гидроочистка топлив и средних дистиллятов	6200	9150	9700	13000*
9. Висбрекинг	3720	1000	750	-
10. Переработка тяжелых остатков	-	1700	-	4000
11. Производство смазочных масел	5200	170	-	130
12. Каталитический риформинг на получение ароматических углеводородов	6800	400	-	3400*

Вводы, отмеченные знаком *, идут на замену выбывающих мощностей.

вводы новых мощностей будут осуществляться на замену выбывающих мощностей и прежде всего процессов первичной переработки. Обеспечение качества производимых нефтепродуктов на уровне мировых стандартов будет реализовываться на основе преимущественного развития процессов каталитического риформинга, гидрообессеривания, алкилирования и изомеризации, производства МТБЭ.

Реконструкцию нефтеперерабатывающих заводов предполагается осуществлять с применением передовых технологий ведущих фирм России и западных стран, с поставкой оборудования для технологических процессов по импорту. Валютные расходы на приобретение технологий и оборудования будут компенсироваться за счет поставок на экспорт товарных нефтепродуктов.

Таким образом, к 2010 году технологическая структура нефтеперерабатывающей промышленности приблизится к современной технологической структуре западноевропейских стран. Основные технологические показатели нефтеперерабатывающей промышленности России 2010 года приведены в табл. 25.

Т а б л и ц а 25. Основные показатели технологической структуры нефтеперерабатывающей промышленности России и западноевропейских стран в целом
[в % к объему переработки нефти]

Показатели технологической структуры	Россия в 2010 году	Современная Западная Европа
1. Доля углубляющих процессов, %	34,0	30-38
2. Доля процессов, улучшающих качество нефтепродуктов, %	63,5	50-75
3. Удельный вес вторичных процессов, %	124,0	115-130
4. Глубина переработки нефти, %	75,6	65-75

Роль и место отечественной науки в модернизации нефтепереработки

В настоящее время западный мир охвачен научно-техническими разработками по созданию новых и реконструкции действующих нефтеперерабатывающих предприятий. На нефтепереработку приходится около трети всех заказов проектно-конструкторским компаниям во всех регионах мира. Общая стоимость проектов в области

нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности мира (по данным фирмы "Kellogg Co") превышает 100 млрд. долл. Значительная часть этих проектов инициируется под давлением положений нового экологического законодательства западных стран.

Большая часть мировых научно-технических разработок и проектов находится в русле проблем, стоящих перед российской нефтепереработкой. Понятно, что недостатка в предложениях от иностранных фирм, готовых поставить любое оборудование для любых технологических процессов предприятиям, производящим экспортные товарные нефтепродукты, нет, и, по-видимому, на первых порах чаще всего будет работать схема поставки оборудования по импорту с лицензией или без нее на основе компенсации валютных расходов за счет экспортных поставок продукции.

Однако есть несколько обстоятельств, которые делают неприемлемой такую схему модернизации в качестве постоянной.

Первое. Россия была, есть и будет в обозримое время одной из первых нефтедобывающих стран мира. Как бы ни складывались далее обстоятельства, производство нефти в России будет находиться в диапазоне 350—200 млн. т в год на протяжении ближайших десятилетий. Большая часть добываемой нефти будет перерабатываться на отечественных НПЗ. Россия — индустриальная держава, располагающая всеми необходимыми техническими средствами не только для освоения, но и для создания новых технологий. Уровень отечественных научных кадров всегда был высок, остается таковым и сейчас. Коллективами сотрудников специализированных институтов нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности выполнено немало оригинальных новых разработок, которые, по выражению западной печати, став доступными после распада СССР для иностранных специалистов, оказались настоящим "клондайком" для западных фирм, обладающих средствами реализовать новые технологии и ноу-хау.

Иногда сотрудничество отечественных и западных фирм происходит на основе партнерства. Тогда партнеры совместно становятся обладателями лицензий на новые технологии, как, например, Французский институт нефти и НПО "Леннефтехим", которые являются лицензиарами на установку изомеризации легких бензиновых фракций, установку каталитического риформинга для производства бензина с октановым числом, равным 100, установку для производства ароматических углеводородов из газов C₃—C₄ на селективном катализаторе и других установок.

Такое сотрудничество может оказаться продуктивнее прямого приобретения западных установок, по запуску и доведению которых до проектных показателей у России имеется немало негативного опыта.

Второе. Реконструкцию отечественной нефтеперерабатывающей промышленности необходимо осуществить преимущественно силами российских институтов и заводов не только потому, что это означает поддержку отечественной науки и промышленности, но и потому, что этот путь означает переход к более эффективному и прибыльному экспорту. Исследования показывают, что чем меньше будет добыча нефти в стране, тем глубже должна быть переработка нефти с тем, чтобы обеспечить Россию необходимыми нефтепродуктами и поставлять на экспорт товары высокой степени обработки. В настоящее время все отечественные НПЗ входят в нефтяные компании России. Замещение экспорта сырой нефти экспортом высококачественных дорогих нефтепродуктов *при умеренной налоговой политике* оставит прибыль в российских нефтяных компаниях, т.к. именно в период перехода к глубокой переработке нефти рентабельность нефтепереработки бывает довольно высокой. При внедрении углубляющих процессов НПЗ получают в виде мазута дополнительное, практически бесплатное сырье для производства дорогих нефтепродуктов, в то время как цена

тонны мазута, идущего на экспорт, в настоящее время на 30—40 долл. США меньше, чем цена тонны сырой нефти.

Напомним два существенных обстоятельства. Рентабельность производства на западных НПЗ, где глубина переработки нефти достигла 80%, составляет 2—3%. Когда отечественные НПЗ выйдут на этот уровень глубины переработки, они достигнут того же уровня рентабельности при равных налоговых условиях. Вторым обстоятельством является следующий факт: как и во второй половине 80-х годов, в рассматриваемый прогнозный период капитальные вложения в развитие добычи нефти будут на порядок выше, чем в нефтепереработку, с целью получения того же количества нефтепродуктов.

Таким образом, отечественным нефтяным компаниям следует объединить с государственными органами усилия по поддержке отечественной науки и специализированного машиностроительного производства в данной области. Тогда энергоемкость отечественных установок не будет в 5,5 раз превосходить энергоемкость зарубежных аналогов, а расход катализатора на тонну сырья — в 2—3 раза превышать западные нормы.

Глава 3. ПРИОРИТЕТЫ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Отбор приоритетов НТП — главная процедура управления, направленная на выделение из общего перечня задач инновационной деятельности строго ограниченного числа работ, имеющих первостепенное значение для решения ключевых проблем развития и получающих, ввиду этого, первоочередную финансовую поддержку из централизованного фонда компании (отрасли, ТЭК).

Отбор приоритетов НТП осуществляется на всех стадиях управления инновационным процессом и включает:

а) *диагностический этап* — отбор сложившихся и прогнозируемых научно-технических проблем, оказывающих наибольшее влияние на экономическую безопасность компании;

б) *целереализующий этап* — отбор наиболее конкурентоспособных и коммерчески эффективных средств для решения важнейших проблем развития и формирование приоритетных инновационных проектов;

в) *этап формирования приоритетной тематики НИОКР* — отбор исследований и разработок в соответствии с диагностическим и целереализующим этапами отбора приоритетов НТП.

Правильное определение приоритетов — необходимое условие эффективности управления инновационной деятельностью. Ошибки в определении приоритетов приводят, с одной стороны, к крупным народнохозяйственным потерям, величина которых пропорциональна концентрируемым для их реализации ресурсам, а с другой стороны — к снижению эффективности научного потенциала и нарастающему отставанию от мирового научно-технического уровня.

3.1. Основные принципы и подходы к отбору приоритетов НТП

Основные определения и структура приоритетов НТП

Исходной задачей отбора приоритетов инновационной деятельности является исследование, оценка и выделение ограниченного числа

сложившихся и прогнозируемых проблем, от решения которых в наибольшей степени зависит эффективность функционирования нефтяной компании или отрасли в целом.

Под проблемой понимается выраженное в количественной форме расхождение между желаемым и достигнутым уровнями показателей процессов, производств, отраслей и ТЭК в целом. Степень расхождения характеризует остроту проблемы.

Структура проблем служит исходным методическим "каркасом" для всей последующей деятельности по отбору приоритетов НТП: формирования различных проблемных комплексов, соответствующих инновационных проектов и программ по их решению, распределения функций управления между оргструктурами различных уровней.

В основу классификации проблем НТП положены этапы производственного цикла в нефтяной промышленности.

Принята следующая классификация проблем НТП по их производственно-организационному уровню.

1. *Подотраслевая проблема.* Единичная проблема, относящаяся к одному этапу производственного цикла. Например, проблема повышения продуктивности новых скважин на стадии их строительства.

2. *Отраслевая проблема.* Комплексная проблема, относящаяся к нескольким этапам производственного цикла отрасли, нескольким направлениям НТП. Например, проблема разработки месторождений горизонтальными скважинами (включает этапы их проводки и эксплуатации).

3. *Межотраслевая проблема.* Комплексная проблема, относящаяся к нескольким этапам производственного цикла

разных отраслей. Например, проблема обеспечения народного хозяйства моторным топливом (включает этапы геолого-разведочных работ, добычи, переработки и транспорта нефти, газа, угля).

Что надо знать при отборе приоритетов НТП

Отбор приоритетов — это всегда сложная аналитическая задача, при решении которой необходимо руководствоваться следующими ме-

тодическими требованиями и принципиальными положениями.

Первое. Необходимость концентрации ресурсов на важнейших нерешенных научно-технических проблемах нефтедобычи и нефтепереработки. Комплексный учет с этой целью следующих основных факторов:

- ограниченности средств на НИОКР;
- практически достигнутой эффективности процессов и технологий;
- относительной остроты проблем в сопоставлении с конечными целями развития.

Результатом отбора приоритетов НТП должно стать перераспределение ограниченных средств на НИОКР в пользу нерешенных научно-технических проблем за счет направлений, по которым в производственных условиях достигаются удовлетворительные технологические и коммерческие результаты.

Второе. Проблемно-целевая ориентация приоритетов НТП, состоящая в использовании важнейших проблем развития нефтяной промышленности в качестве приоритетных целей инновационной деятельности. Группировка научных исследований и разработок по каждой приоритетной проблеме в целом: от ее исследования до реализации в промышленных условиях. Формирование для решения каждой из этих проблем целевого технико-технологического комплекса (ТТК), включающего основные научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, обеспечивающие в совокупности достижение проблемных целей.

Целевой подход является методической основой выбора приоритетных направлений инновационной деятельности. Его реализация требует выполнения следующих основных условий:

а) приоритет того или иного направления НТП может быть установлен только относительно определенной и четко сформулированной цели;

б) выбору приоритетных направлений развития науки и техники должно предшествовать построение системы приоритетных целей (проблем НТП);

в) в качестве целей НТП должны использоваться показатели, комплексно характеризующие последствия решения заданной социально-экономической или научно-технической проблемы развития компании, отрасли, региона, ТЭК;

г) ранжирование и отбор приоритетов НТП должны проводиться только в пределах сферы сопоставимых задач, характеризующихся общей целью.

Третье. Инновационный подход к управлению приоритетами НТП, предусматривающий наряду с отбором и разработкой приоритетных ТТК создание механизмов их реализации: экономических, организационных и правовых. Формирование с этой целью приоритетных инновационных проектов для комплексного решения важнейших проблем НТП.

Четвертое. Использование для оценки приоритетности инноваций комплекса критериев, отражающих различные аспекты научно-технического прогресса и имеющих следующие укрупненные характеристики:

Категории критериев	Их назначение	Область применения
Критерии целевой результативности решения проблемы на базе использования инноваций.	Отражают степень влияния инноваций на социально-экономические и научно-технические цели решения важнейших проблем развития организации.	В зависимости от масштаба проблемы могут использоваться на государственном или отраслевом уровнях, а также в масштабе компании, предприятия, технологического процесса.

Категории критериев

Критерии коммерческой эффективности инноваций.

Их назначение

Отражают потенциальную коммерческую приемлемость инноваций в различных экономических условиях.

Область применения

Используются для оценки инвестиционного проекта, в рамках которого применяется данная инновация.

Критерии инновационной весомости предлагаемых технических решений.

Отражают степень влияния инноваций на технико-экономические характеристики технологий и оборудования.

Используются для оценки роста научно-технического уровня, вызванного применением инноваций.

Сферы и направления поиска приоритетов НТП

Сферы поиска приоритетов НТП могут быть двух типов: проблемно-неориентированными и проблемно-ориентированными (рис. 22).

В первом случае сферу поиска составляют исследования и разработки, реализуемые по соображениям, не связанным с решением какой-либо крупной проблемы развития, то есть обусловленные существующим научным заделом, сегодняшними финансовыми и материально-техническими возможностями, другими интересами и предпочтениями.

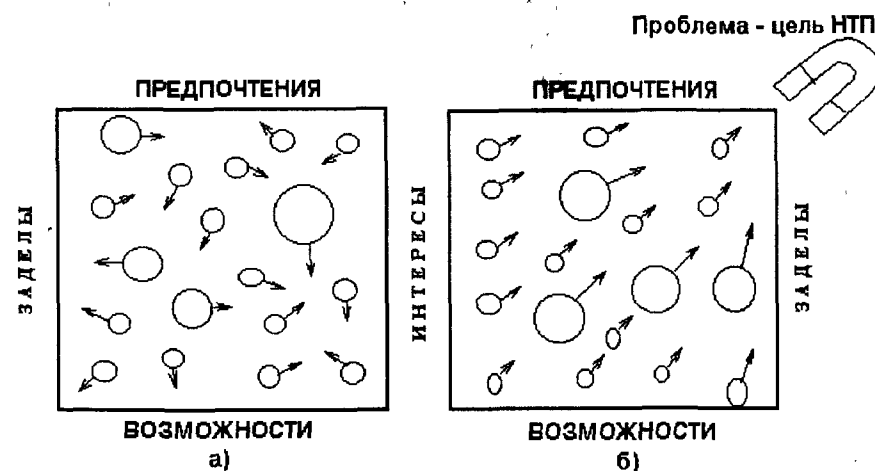


Рис. 22. Сферы поиска приоритетов НТП
а) проблемно-неориентированная; б) проблемно-ориентированная

Опыт показывает, что совокупный результат множества разрозненных работ не обеспечивает полноты решения проблемы, не дает заметного интегрального эффекта в масштабе компании и, тем более, отрасли в целом. Поиск приоритетов в такой проблемно-неориентированной сфере — задача не только невыполнимая, но и не имеющая смысла. Тем не менее, рассмотренный случай имеет весьма широкое распространение в практике управления НТП.

Во втором случае под воздействием целевого фактора формируется проблемно-ориентированная инновационная сфера. Она включает весь комплекс разработок и исследований, способных оказать влияние на решение конкретной проблемы развития нефтяной промышленности. В таких условиях задача отбора приоритетных НТП становится целесообразной и необходимой.

При отборе приоритетов НТП могут использоваться две встречные технологии: нормативно-целевая (от потребности) и изыскательская (от возможностей).

Нормативно-целевой принцип (сверху—вниз) предусматривает поиск предпочтительных методов и средств (технологических, экономических, правовых), исходя из необходимости достижения принятых целей НТП.

С помощью *изыскательского подхода* (снизу—вверх) решаются задачи поиска приоритетов, исходя из возможностей научно-технической базы и получения соответствующих социально-экономических или технологических результатов.

Совместное (итерационное) использование обоих подходов обеспечивает выполнение функции корректирующей обратной связи и тем самым создает предпосылки для надежного решения задачи отбора приоритетов НТП.

Сегодня в условиях строгой социально-экономической направленности инновационной деятельности преобладающую роль приобретает нормативный компонент, ориентирующий систему управления развитием ТЭК на решение четко оп-

ределенных задач. Это дает основание говорить о преимущественно нормативно-целевом характере задач отбора приоритетов.

Реализация нормативно-целевого принципа отбора приоритетов обеспечивает также выполнение одного из главных системных требований — *полноту рассмотрения исследуемого объекта*, то есть комплексного учета и оценки всех социально-экономических и научно-технических факторов, связанных с достижением принятой цели развития. Отбор по изыскательской схеме отдельных приоритетов НТП без решения всего комплекса смежных задач может не оказать существенного влияния на достижение главных целей развития.

На рис. 23 приведена схема, иллюстрирующая порядок реализации нормативно-целевого подхода при формировании приоритетов НТП.

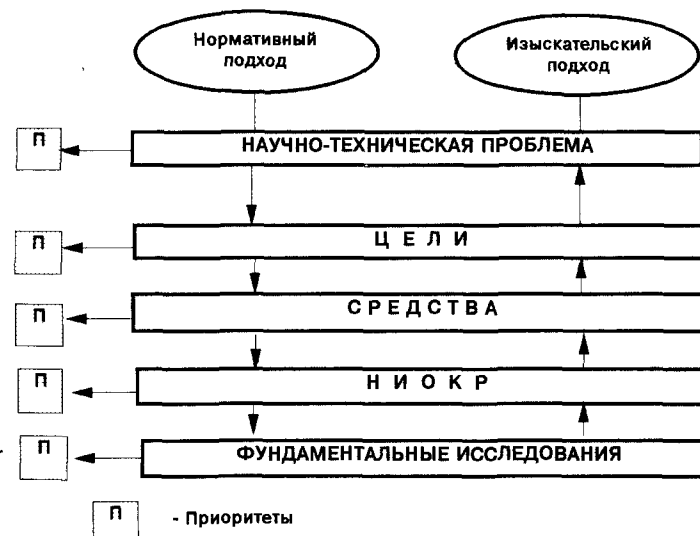


Рис. 23. Отбор приоритетов как итерационная задача

Отбор приоритетов НТП на основе проблемно-целевого подхода является одним из главных методов повышения эффективности управления исследованиями и разработками. Именно за счет концентрации ограниченных ресурсов на важ-

нейших проблемах развития можно добиться их эффективного решения, а также упорядочения деятельности по формированию тематики и финансированию отраслевой науки.

Порядок формирования приоритетов научно-технического прогресса

Как уже указывалось выше, в цикле отбора приоритетов НТП выделяются три последовательных этапа, включающих (рис. 24) следующие основные аналитические и плановые процедуры.

ческие и плановые процедуры.

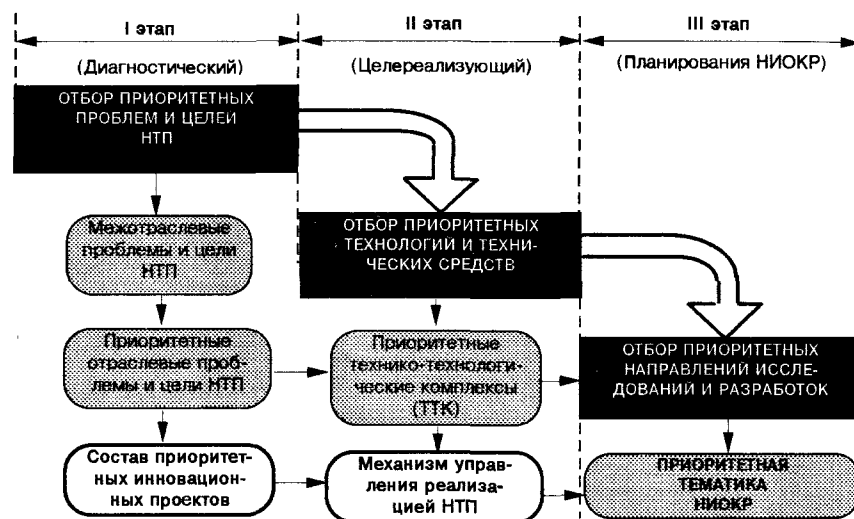


Рис. 24. Порядок формирования приоритетной тематики НИОКР

Первый этап (диагностический) — представляет собой отбор важнейших социально-экономических и научно-технических проблем развития на переходный и долгосрочный период.

Предусматривается проведение комплексных прогнозно-аналитических исследований, включающих:

а) отбор приоритетных межотраслевых и отраслевых научно-технических проблем, от решения которых в наибольшей степени зависит успешность развития нефтедобываю-

щей и нефтеперерабатывающей промышленности, формирование системы целей НТП по каждой проблеме;

б) формирование ранжированного перечня проблем НТП с охватом всех подотраслей и основных производств нефтедобычи и нефтепереработки;

в) формирование перечня приоритетных инновационных проектов, ориентированных на решение важнейших проблем развития нефтяной промышленности.

Второй этап (целереализующий) предусматривает формирование состава технико-технологических комплексов по каждой из приоритетных проблем НТП.

Основные задачи этапа:

а) проведение различных аналитических процедур с целью отбора приоритетных технологий и технических средств, обеспечивающих в совокупности решение данной научно-технической проблемы;

б) формирование ТТК как целого, с выделением трех направлений исследований и разработок, в том числе:

- работ по созданию приоритетных, критически важных технологий,
- работ по использованию и модернизации существующих технологий и технических средств,
- работ по реализации новых фундаментальных принципов высокой степени практической готовности;

в) создание адекватных механизмов управления разработкой и продвижением ТТК в рамках конкретных инновационных проектов.

Третий этап (планирование НИОКР) — это отбор и формирование перечня НИОКР по каждому приоритетному технико-технологическому комплексу.

Основные задачи этапа:

а) формирование, исходя из требований соответствующих ТТК, перечня приоритетных НИОКР, включающего:

- основные НИОКР, вносящие наибольший вклад в достижение конечных целей НТП с помощью данного ТТК,

- обеспечивающие НИОКР по доработке и тиражированию технологий и оборудования на базе существующего задела;

б) проведение научно-исследовательских работ по созданию нормативно-методической базы по организационному, правовому и экономическому сопровождению приоритетных проектов и крупных НИОКР.

В последующих разделах книги рассматриваются конкретные межотраслевые и отраслевые проблемы НТП, представляющие собой основные сферы инновационной деятельности в нефтяной промышленности.

3.2. Межотраслевые народнохозяйственные проблемы ТЭК и целевые ориентиры научно-технического развития нефтяной промышленности

Место нефтяной промышленности в системе межотраслевых проблем развития ТЭК

Общая задача социально-экономического развития энергетики может быть представлена в виде ряда важнейших межотраслевых народнохозяйственных проблем, каждая

из которых представляет собой совокупность отраслевых задач, ориентированных на достижение стратегических целей ТЭК.

Состав и структура указанных межотраслевых проблем сформированы на основе совместных прогнозных исследований энергетики и экономики страны, в результате чего выделены ключевые приоритетные задачи, от решения которых зависит возможность реализации энергетической стратегии России. Формирование комплекса приоритетных народнохозяйственных проблем ТЭК позволило определить роль и место нефтяной промышленности в решении проблем развития энергетики, интегрировать усилия по решению, придать научно-техническому прогрессу социально-экономическую направленность и ориентировать его на достижение конечных целей развития экономики страны.

Состав системы межотраслевых проблем развития ТЭК и реализующих отраслей приведены в табл. 26.

Т а б л и ц а 26. Состав приоритетных межотраслевых проблем развития ТЭК и реализующих энергетических отраслей

Наименование проблем	Реализующие отрасли	
	основные	вспомогательные
Проблема эффективного использования энергии	Электроэнергетика Теплоснабжение Нефтеперерабатывающая промышленность	Нефтедобывающая промышленность Угольная промышленность Нефтеперерабатывающая промышленность Газовая промышленность
Проблема обеспечения народного хозяйства моторным топливом и сырьем для нефтехимии	Нефтеперерабатывающая промышленность Нефтедобывающая промышленность Газовая промышленность	Угольная промышленность
Проблема устойчивого эффективного электроснабжения народного хозяйства	Электроэнергетика	Газовая промышленность Угольная промышленность Теплоснабжение
Проблема устойчивого и эффективного теплоснабжения народного хозяйства	Теплоснабжение	Газовая промышленность Угольная промышленность Электроэнергетика
Проблема эффективного экспорта энергоресурсов Проблема эффективного использования уникальных ресурсов угля Сибири	Газовая промышленность Нефтедобывающая промышленность Нефтеперерабатывающая промышленность Угольная промышленность Электроэнергетика Теплоснабжение	Угольная промышленность Электроэнергетика Теплоснабжение

Из приведенной таблицы видно, что главную роль нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая отрасли промышленности играют в решении двух межотраслевых проблем:

- обеспечения народного хозяйства моторным топливом и сырьем для нефтехимии;
- эффективного экспорта энергоресурсов.

**Проблема обеспечения
народного хозяйства
моторным топливом
и сырьем
для нефтехимии**

Моторные топлива и сырье для нефтехимии, составляя около 20% внутреннего потребления топлива и энергии России, являются, тем не менее, ключевым фактором ус-

тойчивого и эффективного развития экономики и безопасности страны.

Решение рассматриваемой проблемы требует комплексной целенаправленной деятельности в трех взаимосвязанных направлениях:

1) кардинальное повышение эффективности процессов и производств по всему циклу добычи и преобразования сырьевых ресурсов;

2) обеспечение уровней добычи углеводородного сырья и производства нефтепродуктов, предусмотренных перспективными планами развития энергетики;

3) широкое замещение нефтепродуктов альтернативными видами моторного топлива и сырья для нефтехимии.

Отказ от решения данной проблемы грозит переходом России в число импортеров нефти и нефтепродуктов со всеми вытекающими отсюда экономическими и политическими последствиями.

Острота рассматриваемой проблемы обусловлена следующими основными факторами:

а) устаревшей структурой технологической базы нефтепереработки, ориентированной на значительное производство мазута в качестве котельно-печного топлива, характеризующейся низкими значениями глубины переработки нефти и выхода светлых нефтепродуктов, определяющей также общее, довольно низкое качество производимых нефтепродуктов;

б) неблагоприятной структурой запасов нефти, в которой доля трудноизвлекаемых запасов, не обеспеченных эффективными технологиями их освоения, превышает 60—65%;

в) резким снижением объемов прироста запасов в последние годы и соответствующей обеспеченности запасами прогнозируемых уровней добычи нефти;

г) падением эффективности геолого-разведочных работ (увеличение расхода ресурсов на единицу прироста запасов), дальнейшим кратным снижением эффективности ГРП и соответствующим ростом их капиталоемкости в прогнозируемом периоде;

д) продолжающимся и прогнозируемым снижением уровней добычи нефти в традиционных нефтяных районах.

Проблема обеспечения народного хозяйства моторным топливом и сырьем для нефтехимии представляет собой комплекс взаимосвязанных научно-технических проблем, решение которых требует проведения согласованной и целенаправленной инновационной деятельности в нефтеперерабатывающей, нефтедобывающей, газовой и угольной отраслях промышленности (рис. 25).

Результатом работ по проблеме в целом должно быть достижение целевых ориентиров, приведенных в таблице 27.

Решение межотраслевой проблемы ТЭК по обеспечению народного хозяйства моторным топливом и достижение целевых ориентиров, приведенных в табл. 27, требует глубокой реконструкции и перевооружения технологической базы ряда отраслей промышленности на основе проведения комплексных научных исследований и разработок, важнейшими из которых являются следующие.

В области переработки нефти:

1. Создание производств, меняющих технологическую структуру нефтеперерабатывающей промышленности в направлении существенного увеличения доли вторичных процессов переработки нефти.

2. Создание и широкое применение технологий и оборудования, обеспечивающих повышение эффективности:

- процессов первичной переработки нефти;
- деструктивных процессов, направленных на углубление переработки нефти;

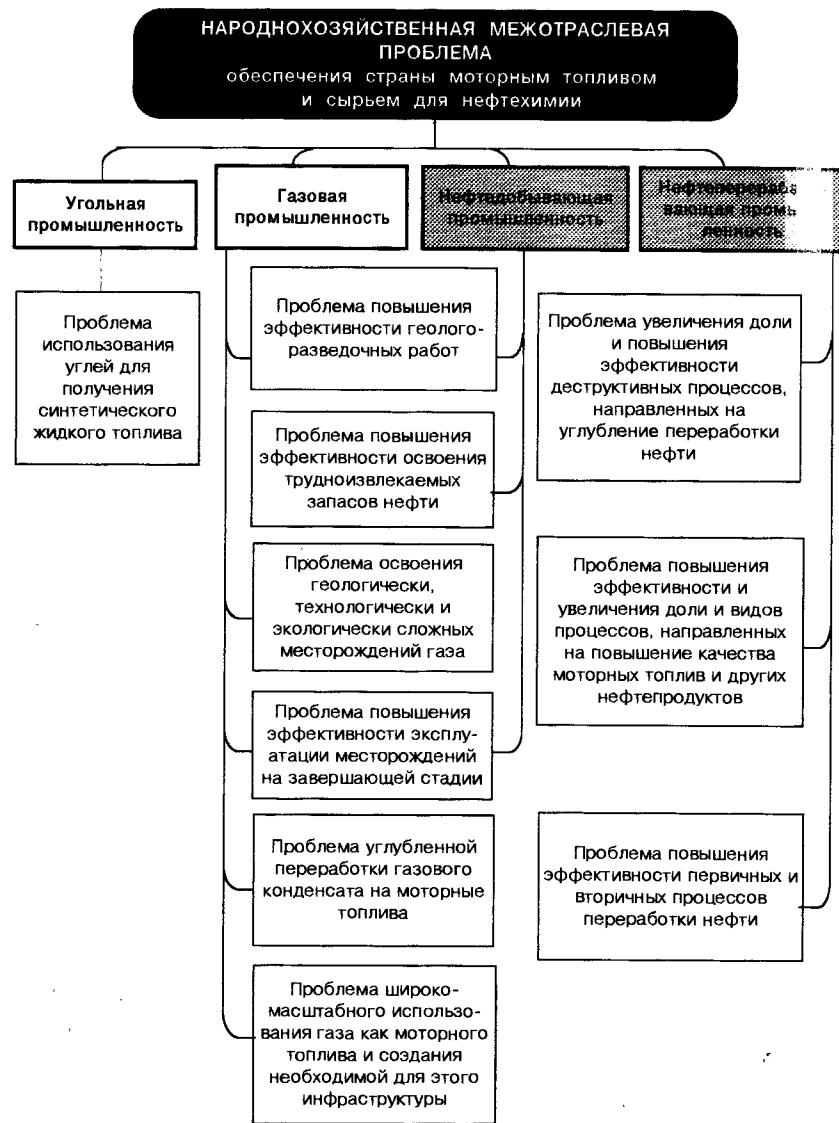


Рис. 25. Структура межотраслевой проблемы "Моторное топливо"

- процессов, направленных на повышение качества моторных топлив и других нефтепродуктов.

Т а б л и ц а 27. Целевые ориентиры решения межотраслевой проблемы ТЭК "Обеспечение народного хозяйства моторным топливом и сырьем для нефтехимии"

Проблемные области	Целевые ориентиры
Переработка нефти	1) Увеличение глубины переработки нефти с 61,3% в настоящее время до: <ul style="list-style-type: none"> - 68-70% к 2000 году - 78-80% к 2010 году 2) Увеличение объема переработки нефти на 10-15% и его стабилизация на уровне 220 млн.т в год 3) Рост выхода светлых нефтепродуктов с 49% в настоящее время до: <ul style="list-style-type: none"> - 53-54 % к 2000 году - 62-65 % к 2010 году при их общем объеме к 2010 г. не менее 140-150 млн.т в год
Геолого-разведочные работы (ГРП)	1) Повышение эффективности ГРП в 1,5-2 раза по отношению к ее естественно складывающемуся уровню (без воздействия НТП) 2) Доведение объема прироста запасов нефти к 2005-2010 гг. до 700-800 млн. т в год
Добыча нефти	1) Кардинальное повышение эффективности добычи нефти из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами с повышением продуктивности скважин в 4-8 раз и коэффициента нефтеотдачи в 1,5-2 раза 2) Обеспечение возможностей добычи нефти: <ul style="list-style-type: none"> - 275-340 млн. т в 2000 г. - 285-320 млн.т в 2010 г.
Добыча газа	1) Повышение на 15-20% продуктивности скважин на крупнейших месторождениях газа, находящихся в стадии падения добычи 2) Обеспечение возможностей добычи природного газа: <ul style="list-style-type: none"> - 640-690 млрд м³ в 2000 г. - 720-770 млрд м³ в 2010 г.
Замещение нефтепродуктов альтернативными видами топлива	1) Замещение к 2010 г. 15% нефтепродуктов за счет широкомасштабного использования газа в качестве моторного топлива 2) Создание и использование синтетического жидкого топлива из угля 3) Электрификация транспорта

В области геолого-разведочных работ:

1. Создание методов и средств проведения геолого-геофизических, геохимических и гидрологических исследований скважин.

2. Создание системы сбора, обработки, интерпретации и хранения геолого-геофизической информации на базе мощных компьютерных центров.

3. Создание сейсморегистрирующих комплексов с телеметрической передачей информации, новых типов сейсμοприемников, высокоэффективных широкодиапазонных источников упругих колебаний.

4. Комплексная реализация новейших геофизических технологий с целью снижения расхода скважин на открытие одного месторождения и капиталоемкости ГРП.

В области добычи нефти:

Создание и широкое применение критически важных для развития сырьевой базы нефтедобычи технологий и оборудования, обеспечивающих высокоэффективное освоение трудноизвлекаемых запасов нефти и, в первую очередь, для условий:

- низкопроницаемых коллекторов,
- остаточных запасов нефти обводненных зон,
- высоковязких нефтей,
- запасов нефти в подгазовых зонах.

В области замещения нефтепродуктов альтернативными видами топлива и сырья для нефтехимии:

1. Создание разветвленной инфраструктуры и необходимых средств, обеспечивающих широкомасштабное использование газа как моторного топлива для автомобильного, авиационного и других видов транспорта.

2. Создание и широкое применение технологий и оборудования, обеспечивающих устойчивое развитие сырьевой базы газовой промышленности, в том числе:

- эффективное освоение геологически, технологически и экологически сложных месторождений газа;

- эффективная эксплуатация газовых месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки.

3. Создание и широкое применение технологий и оборудования, обеспечивающих эффективную углубленную переработку газового конденсата на моторные топлива.

4. Создание экологически приемлемых технологий и оборудования для эффективного производства синтетического жидкого топлива из угля.

Проблема эффективного экспорта энергоресурсов

Россия экспортирует в настоящее время почти третью часть добываемых энергоресурсов, причем две трети экспорта идет в дальнее зарубежье. Экспорт энергоресурсов обеспечивает свыше половины валютных поступлений страны и имеет решающее значение как для финансовой стабилизации экономики, так и для ее последующего подъема. Между тем объемы экспорта энергоресурсов сократились в 1,5 раза по сравнению с максимальным уровнем 1988 г., а выручка от экспорта — более чем вдвое из-за снижения мировых цен на топливо и изменения структуры экспорта в пользу более дешевых видов топлива.

Стабилизация физических объемов экспорта топлива в последние три года не означает успешного преодоления кризиса, поскольку эти объемы не соответствуют возможной роли России на мировых энергетических рынках. Острота рассматриваемой проблемы обусловливается рядом тех же факторов, которые были характерны для рассмотренной выше проблемы обеспечения народного хозяйства страны моторным топливом и сырьем для нефтехимии, в частности:

а) несовершенством технологической базы нефтепереработки, характеризующейся резким отставанием от мирового уровня по глубине переработки нефти и качеству нефтепродуктов;

б) значительным ухудшением сырьевой базы ТЭК и, в первую очередь, резким снижением объемов, качества и эффективности приращиваемых запасов нефти;

в) продолжающимся и прогнозируемым снижением уровней добычи нефти в традиционных районах нефтедобычи, что в значительной мере объясняется отсутствием эффективных технологий для освоения трудноизвлекаемых запасов, доля которых превышает 50—70%;

г) отсутствием современной инфраструктуры экспорта энергоресурсов, необходимой для расширения внешних рынков газа, нефти и угля (морских терминалов и других систем и средств транспортировки экспортируемой продукции).

Проблема эффективного экспорта энергоресурсов представляет комплекс взаимосвязанных экономических, организационных, финансовых, правовых и научно-технических проблем, решение которых требует проведения согласованной и целенаправленной инновационной деятельности в нефтяной, нефтеперерабатывающей, газовой, угольной отраслях промышленности и, частично, в электроэнергетике.

В данном случае рассматривается преимущественно научно-технический аспект проблемы, структура которой аналогична структуре проблемы "Моторное топливо" (см. рис. 25).

Результатом работы по проблеме в целом должно быть достижение на базе научно-технического прогресса целевых ориентиров, приведенных в таблице 28.

Решение межотраслевой народнохозяйственной проблемы "Эффективный экспорт энергоресурсов" требует проведения комплексных работ в следующих основных направлениях:

1. В области Энергетической стратегии России, исследования и прогнозирования мирового рынка энергоресурсов. Необходимо проведение непрерывных прогнозно-аналитических исследований, связанных с корректировкой Энергостратегии России, изучением внутренних потребностей и возможностей эффективного производства энергоресурсов и энергоносителей. Результатом исследований должна стать выработка политики экспорта на базе прогнозиро-

Т а б л и ц а 28. Целевые ориентиры решения межотраслевой проблемы ТЭК "Эффективный экспорт энергоресурсов"

Проблемные области	Целевые ориентиры
Добыча и экспорт газа	1) Обеспечение возможности добычи газа: - 640-690 млрд.м ³ к 2000 году - 720-770 млрд.м ³ к 2010 году 2) Рост экспорта газа по отношению к 1995 г.: - в 1,1 раза к 2000 году - в 1,2 раза к 2010 году
Добыча и экспорт нефти и нефтепродуктов	1) Обеспечение возможностей добычи нефти: - 275-310 млн. т в 2000 г. - 285-320 млн. т в 2010 г. 2) Рост экспорта нефти и нефтепродуктов по отношению к 1995 г.: - на 3-5% в 2000 г. - на 7-9% в 2010 г.
Энергосбережение	Высвобождение за счет активной политики энергосбережения для нужд экспорта энергоресурсов в соответствии с целевыми ориентирами межотраслевой проблемы ТЭК "Эффективное использование энергии"
Расширение сырьевой базы экспорта энергоресурсов	Увеличение объемов прироста запасов нефти и газа и повышение эффективности ГРП в соответствии с целевыми ориентирами межотраслевой проблемы ТЭК "Обеспечение народного хозяйства моторным топливом и сырьем для нефтехимии"
Повышение качества продукции, эффективности процессов и производств в добыче и переработке энергоресурсов	1) В соответствии с целевыми ориентирами межотраслевой проблемы ТЭК "Обеспечение народного хозяйства моторным топливом и сырьем для нефтехимии" 2) Улучшение потребительских свойств угольной продукции на базе глубокого обогащения угля
Замещение потребления углеводородов альтернативными видами энергоресурсов	1) В соответствии с целевыми ориентирами межотраслевой проблемы ТЭК "Обеспечение народного хозяйства моторным топливом и сырьем для нефтехимии" 2) Массовый ввод в разработку нетрадиционных запасов: малых месторождений газа и газового конденсата
Расширение экспорта российского газа на рынки Европы и Азии	1) Создание разветвленной современной инфраструктуры экспорта энергоресурсов и энергоносителей (сооружения и средства транспортировки, хранение и распределение экспортируемой продукции) в соответствии с прогнозируемыми объемами и рынками сбыта энергоресурсов 2) Создание технологий и технических средств для крупномасштабного экспорта сжиженного газа 3) Расширение, повышение надежности и эффективности единой системы газоснабжения в соответствии с требованиями экспорта газа

вания спроса, цен на энергоресурсы и других маркетинговых характеристик на ближайшую и более отдаленную перспективу.

2. В области решения научно-технических проблем, процессов и производств, связанных с эффективным экспортом энергоресурсов. В рамках данного направления интегрируются результаты решения ряда важнейших межотраслевых проблем развития ТЭК, от которых зависит как эффективность производства и качество экспортируемой продукции, так и сама возможность поддержания экспорта энергоресурсов на принятом уровне. В числе таких проблем следует рассматривать:

- проблему эффективного использования энергии;
- проблему обеспечения народного хозяйства моторным топливом и сырьем для нефтехимии;
- проблему эффективного использования уникальных ресурсов угля Сибири.

3. В области специфических проблем технологического обеспечения экспорта энергоресурсов рассматривается комплекс крупномасштабных задач по созданию разветвленной инфраструктуры экспорта, включающий строительство и реконструкцию на современной технической основе морских терминалов, объектов транспорта и хранения экспортируемой продукции и др.

Работы данного направления целесообразно объединить в единую программу, финансируемую с участием государства заинтересованными компаниями и другими инвесторами.

3.3. Приоритетные научно-технические проблемы нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности

Основной задачей настоящего раздела является *переход* от укрупненных целевых ориентиров Энергостратегии России, межотраслевых проблем ТЭК, целей развития нефтя-

ных компаний и предприятий к конкретным научно-техническим проблемам, которые являются непосредственными объектами воздействия НТП и основой для организации и проведения исследований и разработок.

Исходный перечень отраслевых научно-технических проблем

Исходное множество анализируемых научно-технических проблем формируется путем декомпозиции (разукрупнения) и детализации проблем более высокого уровня, выступающих в роли целевых ориентиров развития компании, отрасли, ТЭК.

Основой формирования исходного перечня является производственно-технологический цикл функционирования, характерный для данной отрасли промышленности.

Так, в *нефтедобыче рассматриваются:*

а) направления производственной деятельности:

- геолого-разведочные работы,
- разработка месторождений,
- строительство скважин,
- нефтепромысловое строительство,
- добыча, сбор и подготовка нефти, попутного газа и воды;

б) технологические условия функционирования отрасли:

- традиционные (активные, технологически освоенные запасы нефти),
- низкопроницаемые пласты,
- высоковязкие нефти,
- подгазовые зоны,
- остаточные запасы обводненных зон,
- глубокопогруженные горизонты.

Сочетания перечисленных направлений и условий производственной деятельности образуют области потенциальных научно-технических проблем. Например: "Проблема строительства скважин в условиях остаточных запасов обводненных зон" и др.

В нефтеперерабатывающей промышленности в качестве проблемообразующих рассматриваются следующие производственные процессы:

- атмосферная и глубоковакуумная перегонка нефти (первичная переработка нефти);
- процессы, направленные на углубление переработки нефти (углубляющие процессы);
- процессы, направленные на повышение качества моторных топлив (облагораживающие процессы);
- производство прочих нефтепродуктов;
- производство катализаторов и других продуктов, необходимых для нефтепереработки.

Примером научно-технической проблемы в области углубляющих процессов может служить "Проблема расширения сырьевой базы каталитического крекинга и попутного получения дизельных топлив на основе неглубокого гидрокрекинга вакуумного газойля при давлении 5—7 МПа".

Исходный перечень формируется в виде таблицы, в столбцах которой расположены:

- направления производственной деятельности;
- наименования наиболее актуальных для данного направления (производства) научно-технических проблем;
- оценочные показатели решения каждой проблемы и их размерность;
- потенциальные возможности (целевые показатели НТП) в решении проблемы;
- категория остроты проблемы.

В состав исходного перечня отраслевых научно-технических проблем включается не более 20—25 наименований по всему производственному циклу.

**Анализ остроты
и ранжирование
отраслевых проблем**

Отбор приоритетных проблем НТП — это сложная научно-аналитическая задача, которая должна решаться на основе всесторон-

него совместного исследования важнейших социально-экономических и научно-технических проблем развития прогнозируемого объекта.

Главным результатом такого исследования должна стать оценка значимости того или иного фактора НТП в решении анализируемой проблемы.

На рис. 26 приведена схема, характеризующая общую логику исследования проблемы, на основе которой может быть получена ее лаконичная характеристика, достаточная для сопоставления различных проблем и отбора наиболее значимых из них.



Рис. 26. Схема процедуры исследования проблемы

Результаты анализа по каждой проблеме представляются в виде *информационной карты научно-технической проблемы*, которая является формой ее лаконичного описания, позволяющая дать характеристику проблемы с точки зрения различных факторов, отражающих:

- причины, обусловившие возникновение проблемы;
- масштаб распространения проблемы, в том числе в перспективе;

- возможные негативные последствия нерешения проблемы;
- потенциальные возможности НТП в решении проблемы;
- необходимость проведения крупных исследований и разработок по проблеме в целом;
- степень влияния данной научно-технической проблемы на решение приоритетных межотраслевых народнохозяйственных проблем энергетики.

Формирование каждой информационной карты есть результат углубленного анализа данной проблемы, ее закономерностей, экономики, экологии, текущего состояния и прогнозных оценок.

Оценка остроты (приоритетности) проблемы устанавливается исходя из следующих соображений:

Критически важные проблемы — научно-технические проблемы, без решения которых в принципе не может быть существенно повышена эффективность основных производств, компаний и отрасли в целом.

Проблемы высокой остроты — научно-технические проблемы, от результатов решения которых в значительной мере зависит эффективность отдельных процессов и производств.

Проблемы умеренной остроты — научно-технические проблемы, решение которых оказывает ограниченное влияние на эффективность функционирования компаний, процессов, производств.

Проблемы низкой остроты — научно-технические проблемы, решение которых не приводит к заметному повышению конечных показателей отрасли (компаний) и, следовательно, не требуют первоочередной реализации.

На рис. 27 и 28 приведены примеры характерных для нефтедобычи и нефтепереработки информационных карт, относящихся к категориям критически важных проблем и иллюстрирующих принципы их формирования и возможного использования.

**Ранжированные перечни
проблем нефтедобычи
и нефтепереработки.
Приоритеты НТП**

В ИНЭИ РАН проведена работа по анализу, ранжированию и отбору приоритетных научно-технических проблем в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающих отраслях промышленности России.

В результате были сформулированы и обработаны информационные карты по 22 исходным научно-техническим проблемам нефтедобычи и 23 — в нефтепереработке.

На основе анализа всего массива информационных карт были сформированы 2 отраслевых ранжированных перечня научно-технических проблем.

В ранжированных перечнях проблемы расположены по убыванию их остроты: от критически важных — к проблемам высокой остроты, умеренным и низким, не требующим первоочередного решения.

Распределение научно-технических проблем по категориям их остроты (приоритетности) показало следующее:

Всего рассмотрено проблем		В том числе (%)			
		Критически важных	Высокой остроты	Умеренной остроты	Низкой остроты
В нефтедобыче	22	9	32	27	32
В нефтепереработке	23	13	30	35	22

Из приведенных данных следует, что из всего объема традиционно разрабатываемых отраслевых научных проблем только 4—5 проблем могут быть отнесены к категории "критически важных", на которых и должен быть сосредоточен финансовый и интеллектуальный потенциал нефтяной промышленности.

В таблицах 29 и 30 представлены ранжированные перечни отраслевых проблем нефтедобычи и нефтепереработки, которые могут служить основой для формирования отраслевой научно-технической политики и, с ее учетом, научно-технической политики ТЭК.

ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТА НАУЧНО - ТЕХНИЧЕСКОЙ ПРОБЛЕМЫ		
Наименование проблемы и целевые ориентиры ее решения	Энергетическая отрасль	
Проблема повышения эффективности разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами на базе увеличения продуктивности скважин в 2-8 и более раз, коэффициента нефтеотдачи на 10-50%	Нефтедобывающая	
	Производство, процесс	
	Разработка месторождений	
ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОБЛЕМЫ		
Основные факторы	Оценка весомости фактора	
Причины, обусловившие возникновение проблемы: - Внешние условия - Качество технологий, оборудования, материалов - Состояние НИР	а) Неприемлемо низкая технологическая и коммерческая эффективность использования традиционных технологий б) Некомплексный, разрозненный характер проводимых НИОКР и опытно-промышленных работ	К
Масштаб распространения проблемы - Доля запасов, объектов, объемов производства, связанных с данной проблемой - Прогнозная оценка распространения проблемы	а) Доля запасов с низкопроницаемыми пластами превышает 30% от общих балансовых запасов б) В перспективе эти запасы составят ресурсную базу отечественной нефтедобычи	К
Возможные негативные последствия нерешения проблемы - Влияние на Энергостратегию России - Влияние на конечную эффективность процессов, производств - Влияние на безопасность работ	а) Интенсивное падение добычи нефти по всем основным нефтяным компаниям б) Высокая вероятность невыполнения целевых ориентиров Энергостратегии по объемам добычи нефти	В

Рис. 27. Примерная структура информационной

Потенциальные возможности НТП в решении проблемы - Влияние отдельных технико-технологических параметров на целевые показатели проблемы	Кратное улучшение технико-экономических показателей разработки и достижение коммерчески приемлемой эффективности	К
- Влияние тиражирования уже созданных технологий на конечные результаты	Ограниченное улучшение технологических показателей без существенного повышения общей эффективности разработки месторождений	В
Необходимость проведения крупных научных исследований и разработок	Проведение в рамках единой инновационной программы комплекса НИОКР в сочетании с опытно-промышленной отработкой новых технологий на представительном производственном объекте	К
ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТОК (подпроблемы)		
- Средства и технологии разработки месторождений горизонтальными и горизонтально-разветвленными скважинами - Средства и методы газового и водогазового воздействия на пласт - Комплексное использование различных технологий и технических средств при разработке месторождений с низкопроницаемыми пластами		
Степень влияния данной научно-технической проблемы на решение приоритетных межотраслевых народнохозяйственных проблем энергетики	Решающее влияние на проблему обеспечения моторным топливом	К
	Высокая степень влияния на проблему эффективного экспорта энергоресурсов	В
Заключительная оценка остроты проблемы	Критически важная проблема	К
Относительная острота проблем и весомость факторов К - критическая; У - умеренная; В - высокая; Н - низкая, не требующая первоочередного решения		

карты в области нефтедобычи

Т а б л и ц а 29. Ранжированный перечень научно-технических проблем нефтедобывающей промышленности

№ пп	Направле- ния про- изводст- венной де- ятельно- сти	Наименование проблем развития основных про- изводств	Оценочные показатели	Еди- ницы изме- рения	Потенциаль- ные возмож- ности (целевые ориентиры) НТП в реше- нии проблемы	Кате- гория остро- ты проб- лем
1	2	3	4	5	6	7
1	Геолого-разведочные работы	Проблема повышения эффективности геолого-разведочных работ (ГРР)	Эффектив- ность ГРР (прирост за- пасов на ед. затрат)	т/м т/руб	Рост в 1,5-2,0 раза и выше	К
2	Разработка месторождений	Проблема повышения эффективности разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами	Коэффици- ент нефтеот- дачи Дебит сква- жин	— т/сут	Рост в 1,5- 2,0 раза Рост в 4-8 раз	К
3	Разработка месторождений	Проблема повышения эффективности доразработки месторождений с остаточными запасами нефти в обводненных зонах	Коэффици- ент нефтеот- дачи Дебит сква- жин	— т/сут	Рост в 1,1- 1,4 раза Рост в 1,5- 3,0 раза	В
4	Строительство скважин	Проблема повышения потенциальной продуктивности средне- и низкодебитных скважин на стадии их строительства	Прирост но- вой мощнос- ти на 1м проходки Дебит сква- жин	т/м т/сут	Рост в 1,3- 10 раз Рост в 1,3- 10 раз	В
5	Строительство скважин	Проблема интенсификации и повышения качества строительства скважин глубиной более 4 тыс. м	Продолжи- тельность цикла строи- тельства Годовая проходка БУ Показатели качества	сут/ /скв тыс.м/ ст.-год —	Сокращение в 2,5-3 раза Рост в 2- 2,5 раза Лучшие дости- гнутые показа- тели	В
6	Нефте-промысловое строительство	Проблема повышения коррозионностойкости и надежности трубопроводов	Повышение срока служ- бы труб	—	Рост в 4-8 раз	В

Продолжение табл. 29

1	2	3	4	5	6	7
7	Добыча, сбор и подготовка нефти,путного газа и воды	Проблема повышения продуктивности добывающих скважин при разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами	Дебит сква- жин	т/сут	Обеспечение роста в 3-10 раз	В
8	Добыча, сбор и подготовка нефти,путного газа и воды	Проблема повышения продуктивности добывающих скважин при доразработке месторождений с остаточными запасами нефти в обводненных зонах	Дебит сква- жин	т/сут	Обеспечение роста в 1,5-3 раза	В
9	Общепромысловые проблемы	Проблема повышения эффективности управления нефтяной промышленностью как большой технологической экономической системой	Интегральные показатели технологической и коммерческой эффективности функционирования отрасли и ее элементов	—	Достижение целевых ориентиров Энергостратегии России и конкурентоспособности на внутреннем и мировом рынках	В
10	Разработка месторождений	Проблема повышения эффективности разработки месторождений в подгазовых зонах	Коэффициент нефтеотдачи Дебит сква- жин	— т/сут	По нефти рост в 2-3 раза По конденсату рост в 1,1-1,2 раза По нефти рост в 4-10 раз По конденсату рост в 2-3 раза	У
11	Разработка месторождений	Проблема повышения эффективности разработки месторождений высоковязких нефтей	Коэффициент нефтеотдачи Дебит сква- жин Энергоемкость	— т/сут ту.т./ сут	Рост в 1,2- 1,5 раза Рост в 2-10 раз Снижение в 1,5-2 раза	У

Продолжение табл. 29

1	2	3	4	5	6	7
12	Добыча, сбор и подготовка нефти, попутного газа и воды	Проблема повышения продуктивности добывающих скважин при разработке месторождений в подгазовых зонах	Дебит нефтяных скважин	т/сут	Обеспечение роста по нефти в 4-10 раз По конденсату в 2-3 раза	У
13	Добыча, сбор и подготовка нефти, попутного газа и воды	Проблема повышения продуктивности добывающих скважин при эксплуатации месторождений высоковязких нефтей	Дебит скважин Энергоемкость	т/сут ту.т./сут	Обеспечение роста в 2-10 раз Обеспечение снижения в 1,5-2 раза	У
14	Добыча, сбор и подготовка нефти, попутного газа и воды	Проблема повышения эффективности использования фонда скважин	Коэффициент эксплуатации действ. фонда Межремонтный период скважин	— сут	Рост в 1,05-1,1 раза Рост в 2,5-3 раза	У
15	Добыча, сбор и подготовка нефти, попутного газа и воды	Проблема энергоресурсосбережения на основе безотходных и малоотходных технологий	Эффективность использования энергоресурсов	—	Рост в 1,5-2 раза Достижение экологических нормативов	У
16	Разработка месторождений	Проблема повышения эффективности разработки месторождений глубоких горизонтов	Коэффициент нефтеотдачи Дебит скважин	— т/сут	Рост в 1,05-1,15 раза Рост в 1,1-1,3 раза	Н
17	Разработка месторождений	Проблема повышения эффективности разработки месторождений в традиционных условиях (средне- и высокодебитные месторождения)	Коэффициент нефтеотдачи Дебит скважин	— т/сут	Рост в 1,1-1,3 раза Рост в 3-6 раз	Н
18	Строительство скважин	Проблема повышения потенциальной продуктивности высокодебитных скважин на стадии их строительства	Прирост новой мощности на 1 м проходки Дебит скважин	т/м т/сут	Рост в 1,3-6 раз Рост в 1,3-6 раз	Н

Окончание табл. 29

1	2	3	4	5	6	7
19	Строительство скважин	Проблема интенсификации и повышения качества строительства вертикальных и наклоннонаправленных скважин глубиной до 3-3,5 тыс.м	Продолжительность цикла строительства Годовая проходка БУ Показатели качества	сут/скв тыс.м/ст.-год —	Сокращение в 1,2-1,4 раза Рост в 1,3-1,5 раза Лучшие достигнутые показатели	Н
20	Нефтепромысловое строительство	Проблема сокращения сроков нефтепромыслового строительства	Комплекс показателей	—	Лучшие достигнутые показатели	Н
21	Добыча, сбор и подготовка нефти, попутного газа и воды	Проблема повышения продуктивности добывающих скважин при эксплуатации месторождений с традиционными геолого-технологическими условиями	Дебит нефтяных скважин	т/сут	Обеспечение роста в 1,5-2 раза	Н
22	Добыча, сбор и подготовка нефти, попутного газа и воды	Проблема повышения продуктивности добывающих скважин при эксплуатации глубоководных горизонтов	Дебит нефтяных скважин	т/сут	Обеспечение роста в 1,1-1,3 раза	Н
К — критическая; У — умеренная; В — высокая; Н — низкая, не требующая первоочередных решений						

Т а б л и ц а 30. Ранжированный перечень научно-технических проблем в нефтеперерабатывающей промышленности

№ пп	Направление производственной деятельности	Наименование проблем развития основных производств	Оценочные показатели	Единицы измерения	Потенциальные возможности (целевые ориентиры) НТП в решении проблемы	Категория остроты проблем
1	2	3	4	5	6	7
1	Увеличение глубины переработки нефти (углубляющие процессы)	Проблема увеличения производства моторных и реактивных топлив посредством освоения процесса гидрокрекинга вакуумного газойля при высоком давлении (15 МПа) и новых катализаторах с высокой гидрокрекирующей способностью	Выход светлых нефтепродуктов, в т.ч. реактивного топлива дизельных топлив с содержанием серы до 0,05% Срок службы катализатора	% % % лет	до 94 (на сырье) до 68 (на сырье) 40-70 (на сырье) до 3-х	К
2	Увеличение глубины переработки нефти (углубляющие процессы)	Проблема увеличения производства моторных топлив на основе модифицированного процесса каталитического крекинга вакуумного газойля с использованием эффективных октаноповышающих катализаторов	Выход моторных топлив Октановое число катализатора Выход газового сырья для производства МТБЭ и алкилирования	% пункт %	до 64 (на сырье) до 93 (ИМ) не менее 12	К
3	Производство катализаторов и других продуктов, необходимых для нефтепереработки	Проблема разработки и создания катализаторов для гидрогенизационных процессов с высокой гидрообессеривающей активностью и гидрокрекирующей способностью: - для процесса глубокой гидроочистки топлив, гидродеароматизации дизельных и керосиновых фракций, гидроочистки	Уменьшение содержания серы: в топливах в вакуумном газойле	% %	до 0,05 до 0,5—0,2	К

Продолжение табл. 30

1	2	3	4	5	6	7
		вакуумного газойля в смеси с мазутом - для процесса гидрокрекинга вакуумного газойля: при давлении 15 МПа при давлении 57 МПа	Увеличение срока службы катализаторов Выход светлых Выход дизельного топлива Срок службы катализатора	лет % % лет	до 6—8 до 94 (на сырье) 55,0 (на сырье) до 3	
4	Увеличение глубины переработки нефти (углубляющие процессы)	Проблема облагораживания сырья каталитического крекинга и попутного получения дизельных топлив на основе глубокого гидрокрекинга вакуумного газойля при давлении 5-7 МПа	Выход сырья для каталитического крекинга с содержанием серы 0,2% Получение диз. топлива с содержанием серы 0,1% Снижение выбросов сернистого газа	% %	60,0-40,0 (на сырье) 20,0-40,0 (на сырье)	В
5	Повышение качества моторных топлив (облагораживающие процессы)	Проблема повышения эффективности процесса каталитического риформинга на облагораживание бензина за счет осуществления непрерывной регенерации катализатора, использования катализаторов нового поколения и снижения давления	Повышение октанового числа риформата	пункт	до 100-102	В
6	Повышение качества моторных топлив и сырья для последующей переработки	Проблема получения малосернистого котельного топлива и малосернистого сырья для деструктивной переработки посредством освоения процесса гидрообессеривания тяжелого	Удаление металлов - ванадия и никеля Содержания серы: - в вакуумном газойле - в котельном топливе	% %	до 0,4-0,45 до 0,3	В

Продолжение табл. 30

1	2	3	4	5	6	7
	работки (облагораживающие процессы)	лых нефтяных остатков при давлении 15 МПа	- в тяжелом остатке Выход бензиновых фракций Выход дизельных фракций Выход вакуумного газойля	% % % %	до 1,0 до 2,0 до 12,5 до 81,1	
7	Повышение качества моторных топлив (облагораживающие процессы)	Проблема повышения качества неэтилированных автобензинов за счет производства высокооктановых добавок: - метилтретбутилового эфира (МТБЭ) на базе бутанбутиленовой фракции (ББФ) каталитического крекинга, алкилата из отработанной ББФ на установках алкилирования с цеолитсодержащими катализаторами	Производство МТБЭ с высоким значением октанового числа Содержание O ₂ Снижение в выхлопных газах содержания СО Снижение количества несгоревших углеводородов Увеличение отбора алкилбензина от олефинов Повышение октанового числа алкилбензина Снижение удельного расхода серной кислоты	пункт % масс % % пункт кг/т	до 115 (по ИМ) 102 (по ММ) до 2 в бензине при 9-11% МТБЭ на 20,0 на 70,0 на 15-20 до 93-94 с 200 до 70-90	В
8	Повышение качества моторных топлив (облагораживающие процессы)	Проблема повышения качества дизельных топлив и авиакеросинов на основе их гидродеароматизации	Характеристики авиакеросинов: Т застывания Содержание ароматики Содержание серы	°С % об %	-55 менее 20 менее 0,0002	В

Продолжение табл. 30

1	2	3	4	5	6	7
9	Производство прочих нефтепродуктов	Проблема производства кокса игольчатой структуры на основе сырья, полученного в процессе модифицированного термического крекинга	Увеличение выхода кокса Снижение содержания серы в коксе Выход МТ дизельных фракций	% % %	27,0 (на сырье) до 1,0—1,5 до 31 (на сырье)	В
10	Общотраслевые проблемы	Проблема повышения эффективности управления нефтеперерабатывающей промышленностью как большой технологико-экономической системой	Интегральные показатели технологической и коммерческой эффективности функционирования отрасли и ее элементов	—		В
11	Атмосферная и глубоководная перегонка нефти (первичная переработка нефти)	Проблема реконструкции установок атмосферновакуумной перегонки нефти с увеличением отбора светлых фракций и вакуумных дистиллятов и снижением удельных энергозатрат	Снижение энергоемкости процесса Отбор вакуумного газойля в увеличенном диапазоне температур Выход светлых от потенциала	% °С %	не менее 50 Повышение температуры конца кипения с 500-520 °С до 560-580 °С до 97-98	У
12	Производство прочих нефтепродуктов	Проблема получения высококачественных смазочных масел с высоким индексом вязкости: - на основе повышения качества селективной очистки за счет использования N-метилпирилодона - на основе внедрения гидрооблагораживающих процессов	Увеличение выхода высоковязких масляных компонент Увеличение индекса вязкости масел Снижение энергоемкости процесса Получение масел с высоким индексом вязкости	% пункт % пункт	на 2-6 на 2-4 на 10-15 до 90-100	У

Продолжение табл. 30

1	2	3	4	5	6	7
13	Производство прочих нефтепродуктов	Проблема отбора масляных фракций узкого фракционного состава на основе вакуумных установок перегонки мазута	Узкие масляные фракции в пределах диапазона температур	°С	50	У
14	Производство прочих нефтепродуктов	Проблема получения маловязких низкозастывающих масел на основе процесса гидрокаталитической депарафинизации	Температура застывания масел	°С	—35 °С — —45 °С	У
15	Производство прочих нефтепродуктов	Проблема совершенствования процесса замедленного коксования гудрона как углубляющего, с последующей газификацией высокосернистого кокса (при малосернистом сырье - получение электродного кокса)	Производство моторных топлив	%	45 (на сырье)	У
16	Производство прочих нефтепродуктов	Проблема производства малосернистого кокса из сернистого сырья посредством внедрения процесса гидрококсования	Производство малосернистого кокса Содержание серы в коксе	% %	до 22,0 (на сырье) до 1,3	У
17	Увеличение глубины переработки нефти (углубляющие процессы)	Проблема глубокой переработки сернистых и высокосернистых гудронов и битуминозных нефтей на основе термоконтактного крекинга	Повышение глубины переработки нефти Выход светлых нефтепродуктов Возможность извлечения никеля и ванадия при газификации кокса	% %	до 85-90 не менее 35-40 (на сырье)	У

Продолжение табл. 30

1	2	3	4	5	6	7
18	Повышение качества моторных топлив (облагораживающие процессы)	Проблема расширения ресурсной базы производства высокооктановых автомобильных бензинов за счет каталитического риформинга бензинов вторичного происхождения (бензинов термического крекинга, коксования, висбрекинга)	Доля бензинов вторичного происхождения в каталитическом риформинге Повышение октанового числа вторичных бензинов	% пункты	до 30 Увеличение с 60-65 до 85	У
19	Повышение качества моторных топлив (облагораживающие процессы)	Проблема производства серы на основе процесса Клауса	Увеличение степени конверсии	%	97-98	Н
20	Производство катализаторов и других продуктов, необходимых для нефтепереработки	Проблема внедрения процесса очистки отходящих газов установок Клауса от сероводорода	Снижение содержания сероводорода в газах	%	до 0,01-0,05	Н
21	Повышение глубины переработки нефти (углубляющие процессы)	Проблема получения качественных моторных топлив (дизельных фракций) посредством освоения процессов гидрообессеривания тяжелых остатков по схеме типа ЕВА-комбикрекинг гудрона при давлении 28 МПа	Выработка моторных топлив Содержание серы: в вакуумном газойле в тяжелых остатках	% % %	до 35-40 0,4-0,45 до 1,0	Н

Окончание табл. 30

1	2	3	4	5	6	7
22	Производство прочих нефтепродуктов	Проблема увеличения сырьевых ресурсов нефтехимии за счет роста производства ароматических углеводородов в процессе каталитического преобразования пропана и бутана (по схеме "Алифар")	Увеличение производства бензола, толуола, ксилолов			Н
23	Производство катализаторов и других продуктов, необходимых для нефтепереработки	Проблема получения водорода высокой чистоты за счет применения короткоциклового адсорбции	Содержание водорода	%	99,99	Н
К — критическая; У — умеренная; В — высокая; Н — низкая, не требующая первоочередных решений						

Глава 4. ПРИОРИТЕТНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА НЕФТЕДОБЫЧИ

Основным содержанием настоящей главы является рассмотрение второго этапа отбора приоритетов НТП — *целе-реализующего*, направленного на формирование комплекса технологий и технических средств, способных обеспечить наиболее эффективное решение тех важнейших научно-технических проблем, которые были определены на предыдущем — диагностическом — этапе отбора приоритетов научно-технического прогресса.

На данном этапе основополагающим является следующий важнейший принцип: новая технология не самоцель, а лишь средство решения сложившейся или прогнозируемой проблемы развития нефтяной компании или отрасли в целом.

4.1. Возможности научно-технического прогресса

Анализ весомости факторов НТП

Решение задач отбора приоритетных технологий и технических средств в нефтяной промышленности требует предварительного ответа на целый ряд вопросов, характеризующих потенциальные возможности научно-технического прогресса в данной области нефтяного производства. Например:

а) Какова роль объектов НТП в формировании конечных экономических показателей компании, предприятия?

б) Каково потенциальное влияние данного научно-технического фактора на эффективность основных процессов и производств?

в) Как влияют отдельные параметры новых технологий и технических средств на конечные показатели нефтяного процесса, производства?

Ответы на поставленные вопросы могут быть получены с помощью различных аналитических методов и процедур. Так, например, роль и весомость различных производств при освоении объекта с низкопроницаемыми коллекторами (НПК) может быть оценена с помощью усредненных данных по всему циклу нефтедобычи, приведенных в табл. 31.

Т а б л и ц а 31. Укрупненная технико-экономическая оценка объекта освоения НПК

Производственные подсистемы	Основные характеристики			
	Строительство скважин	Нефтепромысловое строительство	Добыча нефти	Производственное обеспечение
Распределение капитальных вложений, %	58	35	5	2
Распределение численности работающих, %	27	9	23	41
Распределение энергозатрат, %	5	менее 1	91	3
Потенциальная возможность увеличения продуктивности пластов на основе НТП				
вертикальные скважины	умеренная	слабая	сильная	—
горизонтальные скважины	сильная	слабая	сильная	—

Таким образом, в целях сокращения капиталовложений, главными объектами НТП являются подсистемы строительства скважин и нефтепромыслового строительства.

Задачи сокращения трудозатрат в разработке месторождений должны, в первую очередь, коснуться подсистем производственного обеспечения, строительства скважин и добычи нефти.

Основные резервы сокращения энергозатрат лежат в производствах, связанных с добычей и подготовкой нефти.

Проблемы увеличения продуктивности низкопроницаемых пластов должны решаться на основе совершенствования процессов разработки и добычи нефти, а также повышения качества буровых работ.

Другим аспектом анализа весомости факторов НТП является оценка влияния параметров технологий и оборудования на конечные показатели нефтяных процессов и производств.

Ниже приводится ряд примеров в области бурения, из которых видно, какое слабое влияние на конечные результаты нефтедобычи оказывают некоторые традиционные направления отраслевой науки, требующие при этом огромных интеллектуальных и финансовых затрат.

Приведенные в примерах графики построены в относительных координатах, где достигнутые (сложившиеся) уровни параметров НТП и затрат приняты за единицу.

Приведенные ниже примеры позволяют сделать некоторые выводы, имеющие важное значение для эффективного управления процессом отбора приоритетов НТП.

Пример 1.

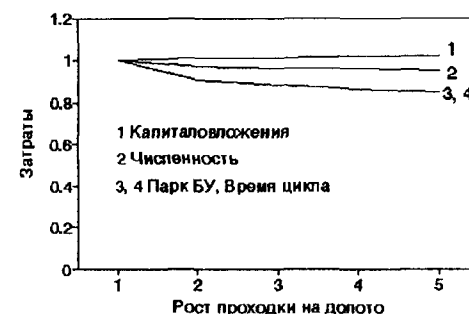
Воздействие НТП:

увеличение проходки на долото в 4—5 раз.

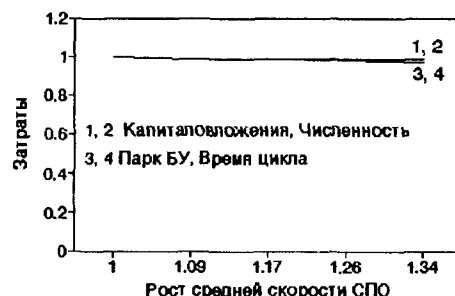
Необходимые направления исследований и разработок:

- стойкость долота,
- забойные двигатели,
- промывочные жидкости,
- буровые насосы,
- режимы бурения,
- буровая колонна.

Влияние НТП на конечный результат — слабое. Сокращение времени цикла и потребности в буровых установках не превышает 10—15%.



Пример 2.



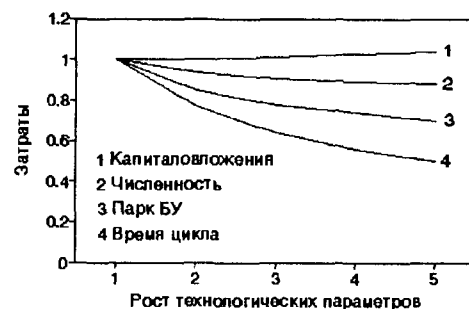
Воздействие НТП:
повышение производи-
тельности спускоподъем-
ных операций (СПО) в
1,3—1,4 раза.

Необходимые направления исследований и разработок:

- подъемная часть буровой установки,
- уровень механизации и автоматизации СПО,
- режимы управления СПО,
- буровая колонна.

Влияние НТП на конечный результат — чрезмерно слабое.

Пример 3.



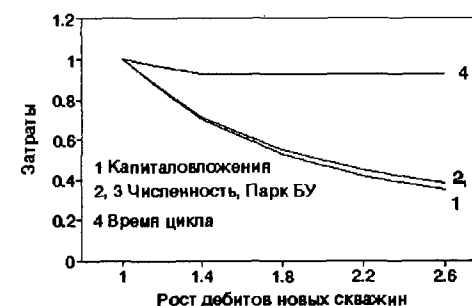
Воздействие НТП:
применение комплек-
са средств и технологий
повышения производи-
тельности буровых ра-
бот в 4,5— 5,5 раз.

Необходимые направления исследований и разработок:

- технологии и средства интенсификации мех. бурения,
- технологии и тех. средства крепления скважин, вспомо-
гательных работ и ликвидации аварий,
- технологии и тех. средства испытания скважин, вскры-
тия пластов.

*Влияние НТП на конечный результат: от слабого (КВ)
до значительного (время цикла и парк БУ).*

Пример 4.



Воздействие НТП:

рост дебитов новых
скважин до 2,5 раз.
*Необходимые направле-
ния исследований и раз-
работок:*

- технология заканчива-
ния скважин, вскрытия
продуктивных пластов,
- испытание скважин,
- промывочные жидкости,
- технология глубокопроникающего гидроразрыва пласта,
- технология строительства горизонтальных скважин.

*Влияние на конечный результат: решающее (при задан-
ных уровнях добычи нефти).*

1) Многие традиционные направления отраслевой науки, ориентированные на достижение эффективных, но частных целей НТП (рост проходки на долото в 4—5 раз, повышение производительности СПО на 30—40%), не оказывают существенного влияния на конечную эффективность основных процессов и производств и, следовательно, должны быть изначально исключены из сферы отбора приоритетов НТП (примеры 1 и 2).

2) Заметные конечные результаты могут быть получены только при комплексном решении научно-технических задач, что позволяет добиться реального 20—50-процентного повышения эффективности использования ресурсов в строительстве скважин (пример 3).

3) Главным направлением совершенствования буровых работ является повышение потенциальной продуктивности новых скважин в процессе их строительства, что может обеспечить 1,5—2-кратное снижение потребности в основ-
ных ресурсах или соответствующий рост добычи (при-
мер 4).

Приведенные примеры и методический подход к оценке весомости различных факторов НТП, как показали проведенные исследования, в полной мере могут быть отнесены и к другим процессам и производствам нефтяной промышленности.

**Отбор критически
важных технологий
для освоения
трудноизвлекаемых
запасов нефти**

В предыдущих разделах книги было показано, что главная стратегическая задача научно-технического прогресса в нефтедобыче — кардинальное повышение эффективности освоения трудноизвлека-

емых запасов нефти, в число которых входят: запасы низкопроницаемых пластов; остаточные запасы нефти обводненных зон; запасы углеводородов подгазовых зон; запасы высоковязких нефтей.

Решение научно-технических проблем освоения перечисленных видов ТИЗ должно осуществляться как путем разработки новых технологий и технико-технологических комплексов, так и на основе совершенствования и тиражирования уже созданных методов, систем, технологий и оборудования для освоения трудноизвлекаемых запасов нефти в конкретных геологических условиях.

В таблице 32 приведен ограниченный перечень наиболее распространенных прогрессивных технологий и технических средств для освоения разных видов ТИЗ, обладающих различной результативностью и находящихся на разных стадиях готовности. Оценки потенциальной технологической результативности приведенных технологий подготовлены с участием группы ведущих ученых нефтяной промышленности и опубликованы в работе [12].

Несмотря на кажущуюся обширность приведенного перечня и многообразие входящих в него технологий и технических средств (что составляет лишь часть создаваемой и действующей технологической базы нефтедобычи), сегодня необходимо констатировать, что *проблема эффективно-*

**Т а б л и ц а 32. Технологии и технические средства
для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми
запасами нефти**

Группа ТИЗ	Технологии	Потенциальная технологическая результативность
Высоковязкие нефти	Паротепловое воздействие в сочетании с химическими реагентами	Рост дебитов в 2,2—4,5 раза Рост нефтеотдачи в 1,2—1,3 раза
	Технологии с использованием внутрипластовых окислительных реакций	Рост дебитов в 2—3 раза Рост нефтеотдачи в 1,2—1,3 раза
	Паротепловое воздействие в сочетании с разработкой горизонтальными скважинами	Рост дебитов в 2—3 раза Рост нефтеотдачи в 1,2—1,5 раза
	Установки винтовых насосов с приводом от двигателя, установленного на устье скважины, в т.ч. с валопроводом, изолированным от вязкой жидкости	Рост межремонтного периода скважин на 20—30% Снижение трудоемкости обслуживания на 5—10%
	Гидроприводные установки (поршневые и струйные) со специальной рабочей жидкостью (растворителем нефти, эмульсиобр. "нефть в воде")	Рост межремонтного периода скважин в 1,4—1,6 раза Снижение трудоемкости обслуживания на 15—20%
	Пароструйные эжекторные установки для неглубоких скважин	Рост межремонтного периода скважин в 1,1—1,2 раза
Низкопроницаемые пласты и сложнопостроенные разрезы	Энергосберегающие экологически чистые технологические комплексы	Повышение эффективности использования энергоресурсов в 1,5—2 раза Решение экологических проблем
	Технология разработки месторождений системой горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин	Рост дебитов в 2—10 раз Рост нефтеотдачи в 1,1—1,5 раза
	Технология газового и водогазового воздействия на пласт (с закачкой и без закачки ШФЛУ)	Рост дебитов в 1,5—2 раза Рост нефтеотдачи в 1,1—1,2 раза
	Технология глубокопроникающего гидроразрыва пласта	Рост дебитов в 1,5—2,5 раза Рост нефтеотдачи в 1,05—1,08 раза

Продолжение табл. 32

Группа ТИЗ	Технологии	Потенциальная технологическая результативность
	Технология вскрытия продуктивных пластов	Рост дебитов в 1,1—1,5 раза Рост нефтеотдачи в 1,03—1,05 раза
	Системная технология воздействия на нефтяные пласты	Рост дебитов в 1,4—2,0 раза
	Технологический комплекс для эксплуатации малодебитных скважин	Рост дебитов в 1,4—2,0 раза Рост межремонтного периода в 1,8—2,0 раза
	Экологически инертный буровой раствор, не содержащий нефть и нефтепродукты, обеспечивающий сохранение естественной устойчивости глинистых пород и первоначальную проницаемость коллекторов	Рост дебитов новых скважин в 1,4—2,0 раза
	Технология периодической эксплуатации малодебитных скважин	Рост межремонтного периода в 1,2—1,3 раза
	Установки диафрагменных и винтовых насосов с электрическим и механическим приводом	Рост межремонтного периода в 1,3—1,5 раза
Остаточные запасы нефти в обводненных зонах	Гидроприводные установки со специальной рабочей жидкостью	Рост межремонтного периода в 1,4—1,6 раза
	Активизация выработки остаточных запасов за счет бурения горизонтальных стволов из существующих эксплуатационных скважин в поздней стадии разработки месторождений	Рост дебитов в 2—4 раза Рост нефтеотдачи в 1,2—1,3 раза
	Вытеснение нефти композициями химических реагентов	Рост дебитов в 1,2—1,6 раза Рост нефтеотдачи в 1,05—1,2 раза
	Микробиологические методы	Рост дебитов в 1,1—1,5 раза
	Волновые методы воздействия на обводненные пласты	Рост дебитов в 1,2—1,6 раза
	Комплексная технология доработки заводненных месторождений	Увеличение дебитов в 1,1—1,5 раза Рост нефтеотдачи в 1,05—1,2 раза

Окончание табл. 32

Группа ТИЗ	Технологии	Потенциальная технологическая результативность
	Технология ограничения водопритока методом закачки в скважины композиций на основе кремниевой кислоты	Кратное увеличение дебитов по нефти
	Технология воздействия CO ₂	Увеличение дебитов в 1,3—1,7 раза
	Методы изоляции пластовых вод	Рост нефтеотдачи в 1,2—1,5 раза Снижение обводненности в 1,3—1,5 раза
	Гидроприводные турбонасосные установки со скоростью вращения 7000—15000 об/мин	Увеличение дебитов по жидкости в 1,5—1,8 раза Рост межремонтного периода в 1,5 раза
Подгазовые залежи (ПГЗ)	Технология разработки ПГЗ нефтегазоконденсатных месторождений горизонтальными скважинами без поддержания давления при низких депрессиях на пласт	Увеличение дебитов в 4—8 раз Рост нефтеотдачи в 2—3 раза
	Технология разработки ПГЗ системой горизонтальных скважин в сочетании с сайклинг-процессом	Увеличение дебитов: - по нефти в 4—6 раз; - по конденсату в 1,5—2 раза Рост нефтеотдачи: - по нефти в 2—2,5 раза - по конденсату в 1,1—1,2 раза
	Технология разработки подгазовых зон нефтегазоконденсатных месторождений на основе барьерного заводнения	Кратное повышение технологической эффективности

го освоения трудноизвлекаемых запасов в российской нефтяной промышленности не решена.

Одним из важных направлений решения этой проблемы является *отбор приоритетов НТП* в целях исключения практики распыления финансовых и интеллектуальных ресурсов по всему фронту научно-технической деятельности, связанной с решением проблемы ТИЗ, и их концентрации на первоочередном создании ограниченного комплекса *критически важных технологий* и технических средств.

Критически важные технологии характеризуются универсальностью (широким диапазоном решаемых проблем освоения ТИЗ), высокой степенью результативности (в первую очередь высоким ростом продуктивности скважин) и обеспечивают достижение приемлемой коммерческой эффективности разработки месторождений ТИЗ.

Отбор критически важных технологий осуществляется с использованием обзорной матрицы, в которой совместно рассматриваются проблемы освоения запасов нефти и набор прогрессивных реализующих технологий для освоения ТИЗ (рис. 29).

В результате выделяются четыре универсальных критически важных технологии, характеризующиеся следующими данными.

1. Технология разработки месторождений системой горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин

а) Может использоваться при решении не менее 5 видов проблем освоения запасов нефти
б) Потенциально обеспечивает многократное повышение продуктивности скважин

2. Технология глубокопроникающего гидроразрыва пласта

а) Может использоваться при решении не менее 3 видов проблем освоения запасов
б) Потенциально обеспечивает кратное повышение продуктивности скважин:
- при разработке месторождений
- при заканчивании скважин
- при эксплуатации скважин

3. Технология газового и водогазового воздействия на пласт

а) Может использоваться при решении 2 видов проблем освоения запасов: низкопроницаемых пластов и обводненных зон
б) Потенциально обеспечивает высокое увеличение (в 1,5—2 раза) продуктивности скважин

4. Технология вскрытия продуктивных пластов

а) Может использоваться при решении не менее 4^х видов проблем освоения запасов как индивидуально, так и в сочетании с другими технологиями
б) Потенциально, при индивидуальном применении, обеспечивает существенный рост (до 1,5 раз) продуктивности скважин

Приведенная матрица взаимодействия проблем и технологий может быть построена для любых условий и служить

ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ					ПРОГРЕССИВНЫЕ РЕАЛИЗУЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ		ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НТП			
Традиционные запасы	Низкопроницаемые пласты	Высокая вязкость нефти	Подгазовые зоны	Остаточные запасы обводненных зон	Глубокопогруженные горизонтальные скважины	Технология разработки месторождений горизонтальными и горизонтально-разветвленными скважинами	Геологика	Разработка месторождений	Бурение скважин	Добыча нефти
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Технология глубокопроникающего гидроразрыва пласта	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Технология газового и водогазового воздействия на пласт	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Технология паротеплового воздействия в сочетании с хим. реактивами	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Технология на основе внутрипластовых окислительных реакций	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Комплексная технология доработки обводненных месторождений	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Технология ограничения водопритока методом закачки композиций на основе кремниевой кислоты	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Методы барьерного заводнения	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Технологии повышения эффективности строительства скважин	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Прогрессивные технологии вскрытия продуктивных пластов	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Технологический комплекс для эксплуатации малодебитных скважин	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Рис. 29. Матрица взаимосвязей проблем и технологий освоения запасов нефти

основой для выделения и увязки приоритетных проблем, инновационных проектов, технологий и основных направлений НИОКР.

4.2. Характеристики критически важных технологий в нефтедобыче

Сегодня в мировой практике широко применяется ряд общеизвестных и новейших технологий для освоения трудноизвлекаемых запасов нефти. Такие технологии у нас в стране находятся либо в стадии разработки, либо опытно-промышленной эксплуатации, либо не разрабатываются вовсе.

Как было показано выше, некоторые из этих технологий имеют критически важное значение для развития отечественной нефтедобычи и требуют первоочередного освоения и широкого тиражирования. Краткие характеристики этих технологий приводятся ниже.

Технология разработки месторождений с помощью горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин

Речь идет о принципиально новом методе воздействия на пласт, когда протяженность дренажных каналов в пласте на два порядка больше, чем в случае вертикальных скважин, что приводит к кратному увеличению их производи-

тельности. В свою очередь, наличие широко разветвленной сети дренажных каналов позволяет изменить направление фильтрационных потоков в благоприятную сторону и за счет этого добиться существенного увеличения конечного коэффициента нефтеотдачи.

По фактическим и расчетным данным увеличение текущих дебитов добывающих горизонтальных скважин в 2—4, а иногда в 8—10 раз выше, чем вертикальных. Стоимость 1 м горизонтальной скважины в 3—9 раз превышает аналогичный показатель вертикального бурения, а по отдель-

ным удачным скважинам — всего на 40—50%. Однако сокращение необходимого количества скважин приводит к снижению общих затрат на разработку месторождения.

В последние годы зарубежным опытом доказана высокая практическая эффективность разработки нефтегазовых месторождений определенной категории при помощи многозабойных, горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин (МЗС, ГС и ГРС). *Строительство МЗС, ГС и ГРС наиболее эффективно, когда оно увязано в единую систему разработки месторождения.*

Несмотря на очевидный приоритет разработки технологии и технических средств для проводки МЗС, ГС и ГРС в России, строительство скважин осуществлялось в малых количествах и в экспериментальных целях.

Бурная деятельность в области бурения ГС за рубежом, начатая во Франции, затем перешла в США, где сейчас лидирует штат Техас. По мнению американских специалистов, объем горизонтального бурения в США в ближайшее время достигнет 15 тыс. скважин ежегодно. В настоящее время освоено бурение ГС глубиной более 4500 м. Среднее увеличение дебита составляет 350—400%, а интенсивность образования водяных и газовых конусов снизилась в 4—6 раз.

Высокие темпы роста объемов бурения ГС за рубежом стали возможны благодаря тому, что на развитие этого метода разработки месторождений были выделены большие материальные средства. К решению научных, технических и технологических проблем горизонтального бурения были привлечены десятки крупных и мелких фирм и компаний США, Франции, Германии и других стран. В результате были созданы и нашли широкое применение эффективные техника и технология бурения ГС с малым (от 6—15 м до 50 м), средним (50—150 м) и большим (150 м и более) радиусами искривления скважин с интенсивностью набора кривизны соответственно 4—10° на метр проходки, 6° на 10 м проходки и от 1—2 до 6° на 10 м проходки.

Высокая точность и безаварийность проводки ГС за рубежом были достигнуты благодаря созданию гаммы телеметрических систем и средств контроля за процессом бурения. Высокая стоимость указанных разработок потребовала объединения усилий нескольких десятков фирм для решения этой проблемы.

Резкий подъем бурения ГС за рубежом способствовал оживлению этих работ в России. Была разработана комплексная программа научно-исследовательских работ по теме: "Создание принципиально новых систем разработки месторождений нефти с помощью горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин".

В течение 1990—1995 гг. ежегодно на отечественных промыслах бурилось от 40 до 65 ГС (табл. 33). В результате была подтверждена технико-экономическая эффективность ГС.

Т а б л и ц а 33. Число пробуренных и освоенных ГС по Российской Федерации

№ п/п	Годы	Число пробуренных ГС	Число освоенных ГС
1	1986	3	—
2	1987	1	—
3	1988	1	—
4	1989	8	—
5	1990	3	—
6	1991	39	37
7	1992	64	51
8	1993	52	40
9	1994	63	49
10	1995	19	21
11	1986—1995	253	198

В табл. 34 приведены технические и технико-экономические характеристики горизонтальных скважин, законченных бурением на отечественных месторождениях в 1993—1994 гг.

Т а б л и ц а 34. Технико-экономические характеристики горизонтальных скважин, законченных бурением на отечественных месторождениях в 1993—1994 гг.

Показатели		1993 г.	1994 г.
Число законченных бурением ГС		52	63
Число ГС, введенных в эксплуатацию		40	49
Продолжительность строительства ГС, сут.		88	86
Размеры ГС, законченных бурением в 1993—1994 гг.	Глубина залегания пласта	1418	
	Толщина продуктивного пласта	25	
	Общая длина ствола	1740	
	Длина	вертикальной части ствола	1197
		горизонтальной части ствола	270
Среднесуточный дебит ГС, т		нефти	10,5
		жидкости	14,5
Среднесуточный дебит вертикальной скважины (ВС), т		нефти	5,8
		жидкости	21,3
Обводнение, %		ГС	27,6
		вертикальной скважины	72,8
Отношение среднесуточных дебитов нефти ГС : ВС		1,81	
Отношение сметной стоимости ГС : ВС		3,82	

В настоящее время выделяют пять основных направлений для применения ГС:

1. Маломощные (5—10 м) коллекторы с низкой или неравномерной проницаемостью. Производительность ГС здесь ограничивается гидродинамическими условиями притока углеводородов к забою. Горизонтальный ствол длиной 50—100 м, проведенный непосредственно к продуктивной

зоне, в 5—10 раз увеличивает поверхность фильтрации, обеспечивает снижение перепада давления, за счет чего возрастают производительность и продуктивность скважин.

2. Объекты с подстилающей нефть водой и газом в кровельной части пласта. Применение ГС обеспечивает снижение вероятности образования водяных конусов и газовых воронок.

3. Коллекторы с вертикальной трещиноватостью, где характерна низкая вероятность попадания вертикальных скважин в высокопродуктивные зоны. Применение ГС уменьшает степень риска получения "сухих" скважин.

4. Залежи высоковязких и тяжелых нефтей.

5. Морские, шельфовые и другие труднодоступные залежи нефти.

За последние десять лет в бурении ГС за рубежом достигнуты серьезные успехи.

Зарубежными фирмами созданы гаммы забойных двигателей, компоновок низа бурильной колонны, долот с поликристаллическим вооружением, буровых, цементных растворов и другого бурового оборудования и инструмента, предназначенных для строительства ГРС и ГС в различных геолого-технических условиях.

Особенно большой прогресс достигнут в области применения ЭВМ и создания систем управления бурением данных скважин и телеметрических систем по исследованию геологического разреза в процессе бурения ГРС и ГС. Наибольшее распространение при бурении ГС за рубежом получила система, при помощи которой выполняют следующие операции:

- контроль за положением ствола скважины в пространстве при направленном бурении (контроль за зенитным и азимутальным углами, положением искривленного переводника в искривленном стволе);

- выявление зон с аномальным пластовым давлением;
- корреляционный каротаж;

- предварительную оценку продуктивных зон;
- регулирование крутящего момента и осевой нагрузки на долото.

Передача информации осуществляется через столб бурового раствора внутри бурильной колонны путем генерирования на забое скважины импульсов давления, которые передаются на поверхность. На забое импульсы давления подвергаются цифровому кодированию и выводу на дисплей.

В настоящее время интервал скважин (от вертикали до горизонтального ствола) зарубежные фирмы пытаются бурить с помощью автоматизированных управляемых систем, у которых информация, исходящая от телеметрической системы, поступает в телеуправляемые элементы бурового оборудования. Направление бурения задается с помощью процессора на поверхности, где проводится сравнение реальной траектории с расчетной и выдача соответствующей команды.

Заслуживают определенного внимания высказывания отдельных отечественных и зарубежных специалистов о целесообразности *строительства скважин-гигантов*. Созданные и реализованные в промышленности техника и технология бурения МЗС, ГРС и ГС позволяют создать скважины-гиганты с начальными дебитами, в сотни раз превышающими дебиты обычных добывающих скважин. Использование таких скважин позволит существенно разредить сетки разработки месторождений, сократить сроки разработки (фиксировать нефтеотдачу) и существенно увеличить конечную нефтеотдачу, что особенно эффективно при разработке морских и труднодоступных нефтегазовых месторождений.

Следует отметить, что если в области проектирования и реализации гидродинамических методов российские ученые и практики имеют значительный опыт и достижения, то в области разработки месторождений горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами наблюдается зна-

чительное отставание. В России за период 1990—1994 гг. было пробурено около 220 одиночных горизонтальных скважин, (причем введено в эксплуатацию 140), тогда как в Канаде в 1993 г. предположительно пробурили около 700 таких скважин. К марту 1994 г. в различных странах и регионах мира пробурили всего 6500 горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин. Ускоряющиеся темпы разбуривания месторождений горизонтальными скважинами за рубежом свидетельствуют об интересе компаний к этому методу разработки как обычных месторождений, так и месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

В США из примерно 4500 пробуренных горизонтальных скважин более 2500 проведены на малопроницаемые меловые отложения остин. В Канаде почти 45% горизонтальных скважин проведены на месторождения тяжелой нефти в провинциях Саскачеван и Альберта, а около 40% — на трещиноватые карбонатные отложения с запасами легкой нефти и нефти средней плотности на юго-востоке провинции Саскачеван. Единственными методами увеличения отбора тяжелой нефти были циклическая закачка пара и вытеснение нефти паром. Однако закачка пара неэкономична для случаев маломощных песчаников с подошвенной водой, а также при глубоком залегании продуктивных пластов. Проводка горизонтальных скважин явилась выгодной альтернативой варианту закачки пара через вертикальные скважины.

Все чаще технология горизонтального бурения применяется для повторного входа в стволы ранее пробуренных вертикальных скважин с целью извлечения остаточных запасов нефти. Такой подход к проблеме дополнительного нефтеизвлечения обходится дешевле, чем бурение новых скважин. В частности, практически не приходится заново обустривать устья скважин, укладывать от них сборные трубопроводы и производить другие работы по дополнительному обустройству месторождения. Появляется возможность быстрее ввести скважину в повторную эксплуатацию и быстрее окупить затраты.

Новым достижением использования горизонтальных скважин стала эксплуатация месторождения одной скважиной. Например, в Северном море такой принцип реализован на нескольких небольших по запасам месторождениях.

Контроль за разработкой месторождений улучшается за счет одновременной закачки воды в пласт и отбора нефти через горизонтальные скважины. Такая технология реализуется на крупных месторождениях Ближнего Востока, где вряд ли ожидали, что когда-либо возникнет потребность в бурении горизонтальных скважин. К 1993 г. на нескольких месторождениях Ближнего Востока пробурили 12 горизонтальных скважин.

Имеются данные о проводке горизонтальных скважин в качестве разгрузочных. В штате Калифорния горизонтальные скважины бурят с целью уменьшения опасности обводнения некоторых пластов. В Италии горизонтальные скважины пробурили на малопористые трещиноватые известняки и отложения тяжелой нефти. В норвежском секторе Северного моря горизонтальные скважины бурят на относительно маломощные продуктивные зоны.

В России горизонтальные скважины бурили в различных регионах — Башкортостане, Татарстане, Куйбышевской области и др. На Салымском месторождении пробурена первая в Западной Сибири горизонтальная скважина с длиной горизонтального ствола 376 м.

Дальнейшее развитие отечественной науки и практики в области использования горизонтальных скважин в нефтяной промышленности должно быть ориентировано на выполнение следующих основных требований.

Первое. Горизонтальные скважины должны рассматриваться как важнейший элемент системы разработки месторождений, а не как единичный объект строительства. Только в этом случае можно ожидать решения важнейшей проблемы развития нефтедобычи России — кардинального роста эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов нефти.

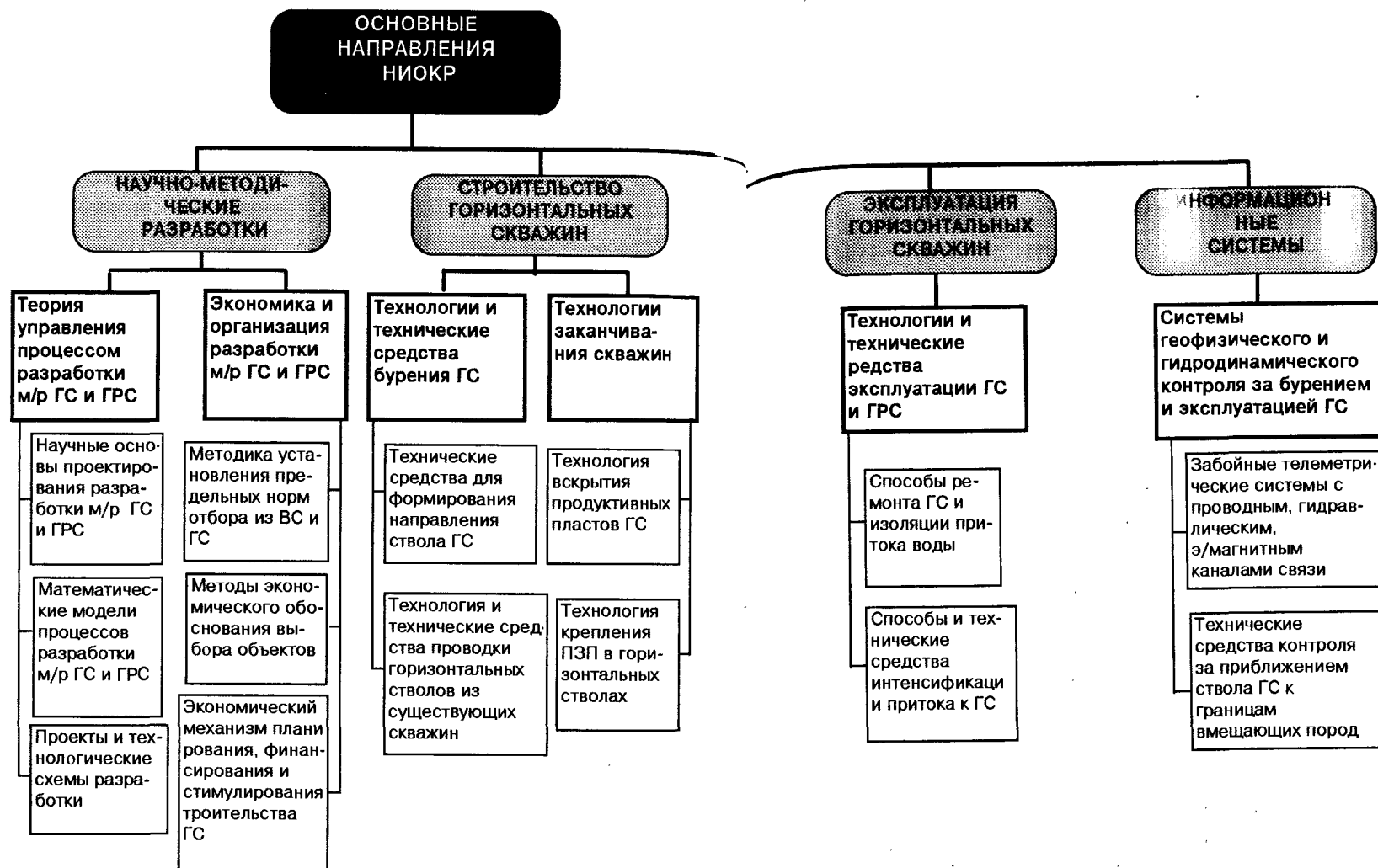


Рис. 30. Структура НИОКР по созданию технологий и технических

Второе. Работы в области горизонтальных скважин уже в ближайшее время должны получить свое дальнейшее развитие в части: строительства и эксплуатации скважин-гигантов, горизонтальная часть которых кратно превышает сегодняшний уровень; разработки месторождения с помощью одной горизонтально-разветвленной скважины; использования ГС и ГРС для решения геологических задач.

средств разработки месторождений горизонтальными скважинами

Третье. Научно-исследовательские, опытно-конструкторские и практические работы в производственных условиях, связанные с созданием и использованием горизонтальных скважин, непременно должны носить комплексный характер. Структура таких работ приведена на рис. 30. Исключение или недостаточное количество любого элемента струк-

туры как на стадии НИОКР, так и в процессе промышленного использования — непременно сведет на нет все преимущества рассматриваемой прогрессивной технологии.

Четвертое. Анализ отечественного и зарубежного опыта по разработке нефтегазовых месторождений ГРС и ГС показывает, что это большая и сложная проблема, требующая дальнейшего изучения. Отдельным фирмам, компаниям и предприятиям решить эту проблему не под силу. Требуется централизация средств и координация работ, осуществляемых в этой области.

**Технология
глубокопроникающего
гидроразрыва пласта**

Глубокопроникающий гидроразрыв пласта (ГГРП) является одним из эффективных современных методов увеличения потенциальной

продуктивности пласта.

Использование ГГРП наиболее эффективно в условиях трудноизвлекаемых запасов, приуроченных к низкопродуктивным коллекторам, так как традиционные технологии обработки призабойной зоны таких пластов в этих условиях резко теряют свою результативность.

Имеющиеся данные показывают, что применение ГГРП за счет резкого увеличения фильтрационной поверхности и проводимости созданных трещин позволяют повысить дебит скважин в среднем в 2—5 раз, обеспечивая при этом не только интенсификацию текущей добычи нефти, но и рост конечной нефтеотдачи.

На рис. 31 приведен характерный пример динамики работы низкопродуктивной скважины после проведенного гидроразрыва пласта [13].

Суть метода ГГРП заключается в создании в продуктивном нефтяном и газовом пласте искусственных трещин, заполненных высокопроницаемым материалом.

Оптимальная длина трещины определяется требованиями рациональной разработки залежи и соотношением проводимости трещины и проницаемости пласта.

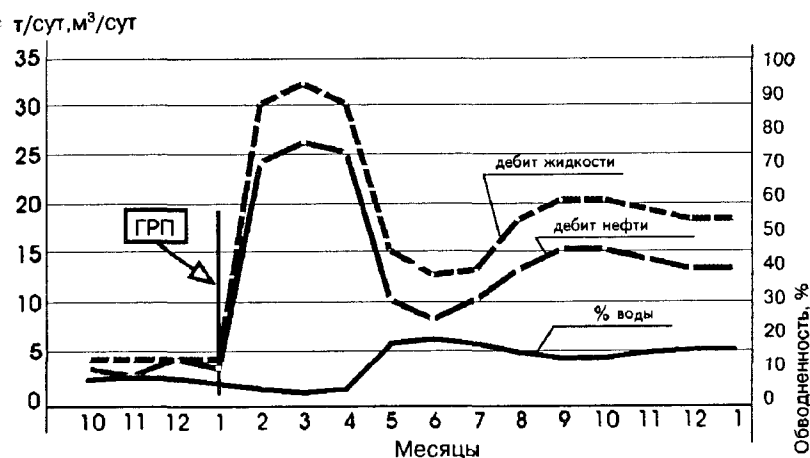


Рис. 31. Динамика работы скважин после ГГРП

Процесс ГГРП проводится в пластах с проницаемостью менее $0,03 \text{ мкм}^2$. Обычно длина трещины в нефтяном пласте с проницаемостью $0,03—0,001 \text{ мкм}^2$ составляет 50—100 м. Масса закачиваемого в трещину расклинивающего материала более 15—20 тонн. Проницаемость его упаковки в трещине в пределах 10 мкм^2 .

Для стимуляции нефтяных и газовых скважин, добывающих нефть и газ из пластов, проницаемость которых менее $0,001 \text{ мкм}^2$, применяются методы и операции, в результате которых в продуктивных пластах образуются трещины длиной в несколько сотен метров. В них закачивается до нескольких тысяч кубометров рабочей жидкости и несколько сотен тонн расклинивающего материала. В любых условиях важнейшим параметром является площадь образовавшейся трещины, причем в последнем случае она достигает многих тысяч квадратных метров.

Процесс ГГРП включает следующие специфические этапы: разрыв горной породы путем воздействия на нее высокого давления, передаваемого нагнетаемой в скважину жидкостью; развитие трещины до определенных размеров; обеспечение раскрытости трещины.

Эффективность ГГРП в значительной степени определяется наличием высокопроизводительного технологического оборудования, качеством и количеством технологических жидкостей и загустителей.

Технологические жидкости на водной и углеводородной основе необходимы для подбора состава, который должен быть практически пригоден в широком диапазоне пластовых условий. Для этих же целей разрабатываются пенные системы. Однако их использование в настоящее время сильно ограничено из-за значительных технических трудностей при ведении процесса ГГРП.

В качестве рабочей жидкости при проведении ГГРП широко используют смесь конденсата и воды с химическими добавками, позволяющими образовать гель. Наиболее эффективный загущающий компонент водных систем, позволяющий достигнуть получение стабильных гелей, — гуар и его производные. Он обладает уникальным химическим строением, что позволяет готовить на его основе линейные и сшитые водные тела. Их сшивка производится переходными материалами или боратами. Они имеют высокую транспортирующую способность, термостабильность, гидравлические сопротивления, устойчивость к механическим нагрузкам и др., т.е. являются идеальными для приготовления непрерывным смешиванием. Гуаровые системы при деструкции в пластовых условиях часто образуют нерастворимый твердый осадок (от 2 до 10%). Это преодолевают путем замены временных деструкторов на деструкторы, капсулированные с разрешающей оболочкой. За счет них коэффициент восстановления проницаемости трещин после ГГРП возрастает почти в 2 раза.

Критическим фактором рабочей жидкости является ее вязкость. Она оказывает влияние как на геометрию трещины, так и на транспортирование расклинивающего материала. Вязкость жидкости, а не ее расход, является фактором, с помощью которого контролируют высоту трещин. Это

обуславливает при проведении ГГРП тщательное соблюдение равновесия между вязкостью жидкости и транспортируемым расклинивающим материалом.

Важнейшим фактором, определяющим успешность и эффективность проведения ГГРП, является также время за качки жидкости. Оно тесно связано с вязкостью жидкости и определяется влиянием процесса фильтрации жидкости на ГГРП. По мере уменьшения проницаемости пластов процесс фильтрации жидкости приобретает чрезвычайно важное значение.

Расклинивающие материалы должны обладать очень высоким качеством. Кроме того, для успешного проведения ГГРП имеет большое значение тип расклинивающего материала и его размещение в трещине.

Покрытые смолой пески относятся к расклинивающим материалам средней прочности, достаточно эффективным на глубинах до 350 м.

Песок (мелкий гравий) считается подходящим материалом, если напряжение смыкания пласта не превышает 35—40 МПа. При давлении выше 55 МПа песок сильно разрушается, теряет проводимость и его проницаемость существенно уменьшается.

Большинство гидроразрывов в этих условиях проводится с использованием искусственных закрепляющих материалов, например, керамических, которые выдерживают без разрушения напряжения смыкания трещин более 76 МПа и температуру свыше 150°C.

Научно-исследовательские, опытно-конструкторские и экспериментальные работы в производственных условиях, направленные на создание, совершенствование и использование технологии гидроразрыва пласта в различных геолого-технологических условиях непременно должны носить комплексный характер. Структура этих работ приведена на рис. 32.

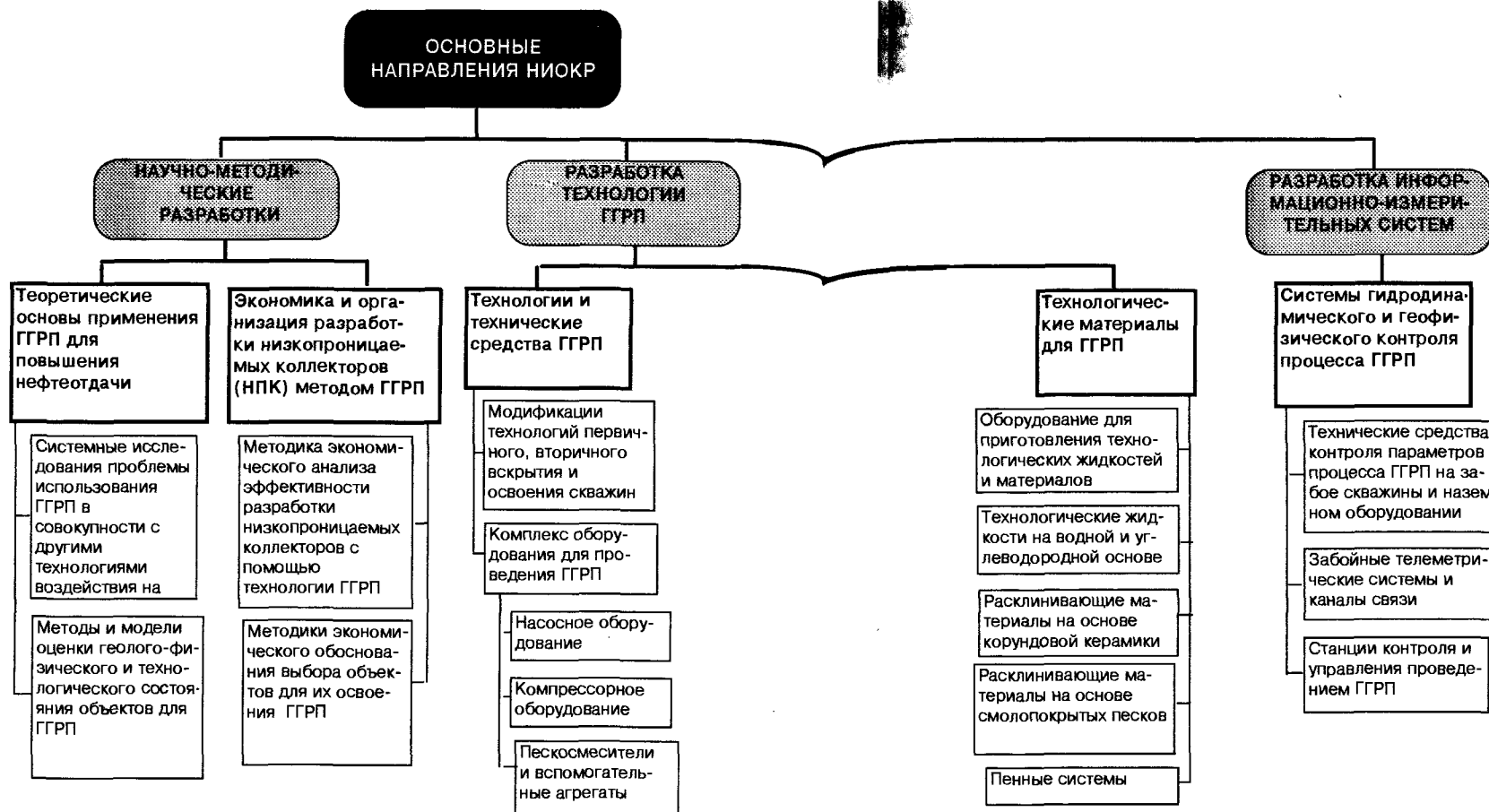


Рис. 32. Структура НИОКР по созданию технологий и технических

В настоящее время на нефтяных промыслах России проводятся сотни и тысячи операций ГРП с использованием зарубежного и частично отечественного оборудования. Одним из главных направлений совершенствования рассматриваемой технологии являются работы по тщательному обоснованию объектов и технических параметров гидроразрыва в соответствии с конкретными геолого-физическими условиями и критериями эффективности ГРП.

средств глубокопроникающего гидравлического разрыва пласта

Технология газового и водогазового воздействия на нефтяной пласт

При переходе на низкопроницаемые коллектора ($K = 0,01—0,1 \text{ мкм}^2$) и наличии благоприятных геолого-физических факторов становятся перспективными методы увеличения продуктивности и нефтеотдачи пластов путем закачки углеводородного газа (сухого, а также обога-

щенного ШФЛУ) как в чистом виде, так и в комбинации с заводнением.

Установлены основные геолого-физические факторы, влияющие на эффективность вытеснения нефти углеводородным газом, водогазовыми смесями и углеводородным газом совместно с углеводородными растворителями и определяющие специфику технологии водогазового воздействия (ВГВ) на пласт. К их числу относятся:

Глубина залегания пласта и пластовое давление. Глубина залегания пласта связана с пластовым давлением, которое для эффективного процесса закачки агентов должно составлять более 15—18 МПа при соответствующей глубине 1500—1800 м. От пластового давления, состава нагнетаемых агентов и состава нефти зависят режимы процесса ВГВ на пласт.

Вязкость нефти. Применение процесса ВГВ предпочтительно для легких нефтей, вязкостью в пластовых условиях 10 сП, с содержанием асфальтно-смолистых веществ 10—15%, недонасыщенностью растворенным газом и низким давлением насыщения (на 25—40% ниже начального пластового).

Пластовая температура. Оказывает различное влияние на процесс ВГВ в зависимости от температурного диапазона. В диапазоне 50—80°C нефть обогащается легкими компонентами в результате растворения в ней газовой фазы. В диапазоне 70—90°C имеет место испарение легких компонентов нефти в газовую фазу. Оба процесса, взаимодействуя, оказывают влияние на достижение необходимых характеристик ВГВ на пласт.

Толщина пласта. В случае применения ВГВ в пологих залежах может колебаться в широких пределах (2—20 м). В тонких пластах ВГВ эффективно за счет охвата пласта водогазовой смесью по всей толщине. При большей толщине пласта процесс ВГВ эффективен за счет вытеснения нефти из верхней части пласта, которая не вырабатывается при

других методах воздействия. Увеличение нефтеотдачи происходит как за счет роста коэффициента вытеснения, так и за счет роста коэффициента охвата.

Неоднородность коллектора. Эффективность применения ВГВ в этих условиях обеспечивается как фильтрацией газа по высокопроницаемым пропласткам, так и воздействием водогазовой смеси на низкопроницаемые пропластки.

Наличие непроницаемой покрышки. Наличие покрышек необходимо для предотвращения перетоков газа в другие горизонты.

Наличие водонефтяной зоны. Для ВГВ благоприятны нефтяные залежи, подстилаемые водой или имеющие водонефтяные зоны, т.к. сегрегация газа в верхнюю часть пласта улучшает процесс извлечения нефти.

Водогазовое воздействие на пласт в качестве метода повышения нефтеотдачи возникло в результате совершенствования технологии вытеснения нефти газом высокого давления и развития технологии разработки залежи нефти заводнением (рис. 33).

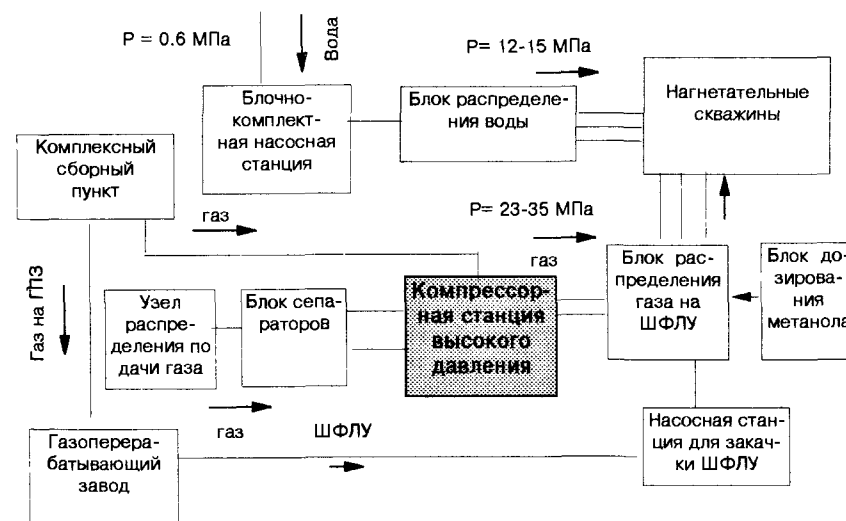


Рис. 33. Типичная схема обустройства месторождения для попеременной закачки ШФЛУ, газа и воды

В зависимости от режима использования газа высокого давления, ШФЛУ и воды, реализация метода ВГВ может иметь различные технологические схемы и системы закачки рабочих агентов. На рис. 33 приведена типичная схема обустройства месторождения для попеременной закачки ШФЛУ, газа и воды.

Технология ВГВ особенно эффективна на месторождениях с низкими значениями проницаемости пластов и началь-

ными дебитами 3—5 т/сут. В этих условиях, как показали опытно-промышленные работы, проведенные в Западной Сибири, технология характеризуется следующими показателями результативности.

- увеличение дебитов скважин — в 4—5 раз;
- увеличение коэффициента нефтеотдачи — в 5—10 раз;
- снижение удельных капитальных вложений — в 3,5—4 раз;
- снижение себестоимости добычи нефти — в 2,5—3 раза.

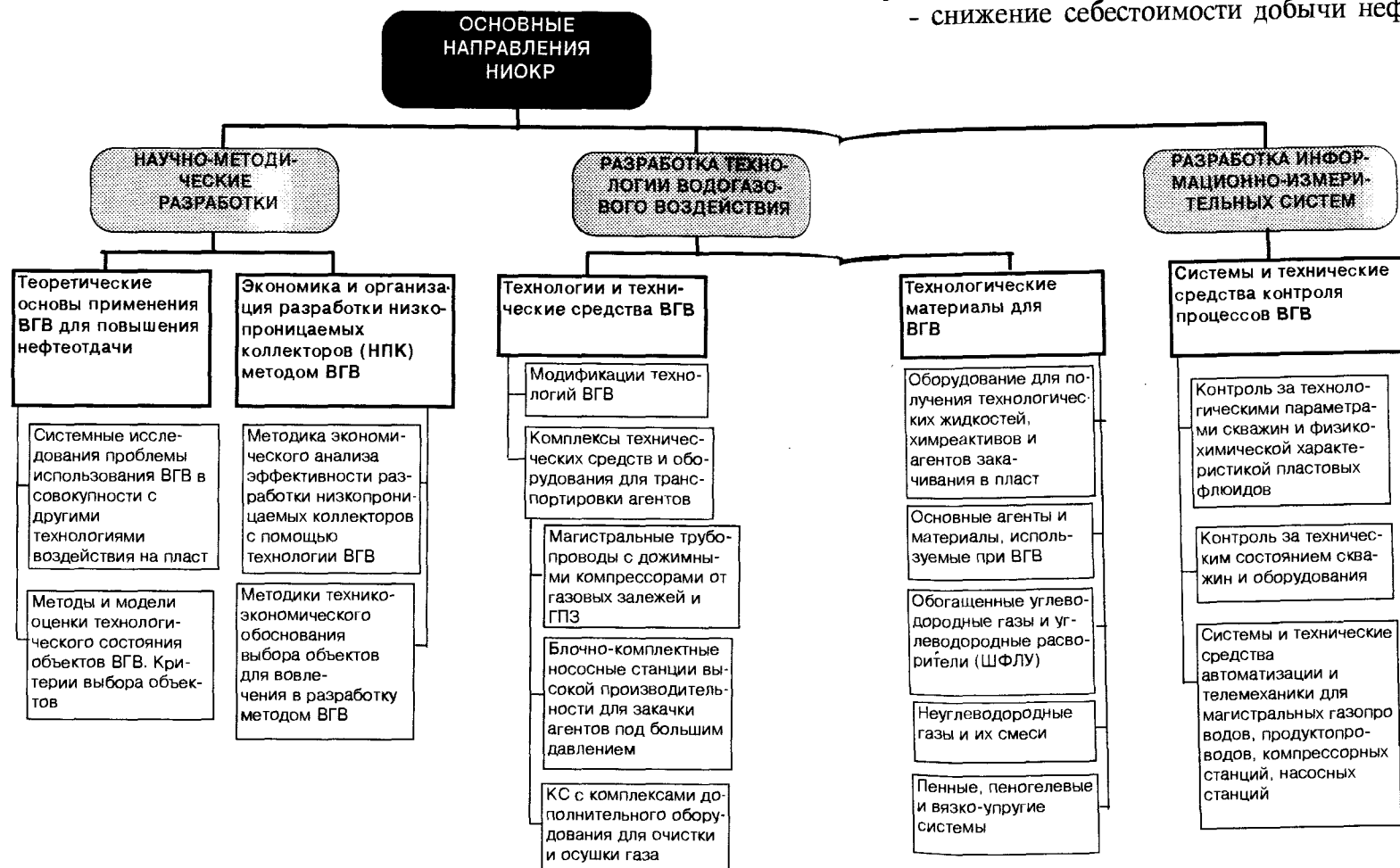


Рис. 34. Структура НИОКР по созданию технологий и технических

средств водогазового воздействия на пласт

При более высоких значениях начальных дебитов скважин применение технологии ВГВ может обеспечить рост продуктивности в 1,5—2 раза и нефтеотдачи — на 10—20%. Необходимое условие эффективности системы водогазового воздействия на пласт — комплексное решение всех научно-технических проблем, связанных с ее созданием и реализацией.

Структура основных НИОКР — от научно-методических разработок до информационных систем — приведена на рис. 34.

Ключевая задача в этой области на сегодняшний день — создание и освоение на отечественных заводах производства газовых компрессоров высокого давления как основного элемента технологии водогазового воздействия на пласт.

Технология вскрытия продуктивных пластов

Вскрытие продуктивных пластов и заканчивание скважин всегда было слабым местом отечественного бурения. Стремление получить высокие скорости при бурении скважин приводило к тому, что вскрытие продуктивных пластов, как правило, проводилось без соответствующей подготовки той же промывочной жидкостью, которой осуществлялось бурение всего предыдущего ствола скважины.

Спуск эксплуатационной колонны и ее цементаж также очень часто из-за стремления закончить скважину в минимальные сроки проводился без тщательной подготовки с нарушениями общепринятых правил. Разработки НИИ в области вскрытия и заканчивания скважин не находили широкого применения по вышеуказанной причине. В целом ряде случаев некачественное вскрытие продуктивных пластов и заканчивание скважин пытались компенсировать различными методами интенсификации притока жидкости в скважину (пескоструйная перфорация, соляно-кислотная

обработка, гидроразрыв и т.п.), но не всегда это приводило к положительным результатам.

Основная цель прогрессивных технологий вскрытия продуктивного пласта — всемерное снижение того отрицательного влияния, которое оказывают буровые растворы на его естественную проницаемость.

Результатом загрязнения призабойной зоны является снижение продуктивности скважины, которое в различных условиях составляет, как правило, 30—60%.

Степень загрязнения призабойной зоны пласта определяется с помощью показателя ОП, равного отношению коэффициентов фактической и потенциальной продуктивностей скважины.

В настоящее время для традиционно применяемой технологии вскрытия пластов и освоения скважин согласно данным, полученным по ряду месторождений Западной Сибири, в среднем величина $ОП=0,56$.

Загрязнение пластов, их кольтматация происходит:

- при первичном вскрытии пласта — за счет фильтрата и твердых частиц из бурового раствора;
- при креплении скважин — за счет цементных растворов;
- при вторичном вскрытии пласта;
- при освоении скважин.

Научными исследованиями и практикой строительства скважин доказано, что при правильном выборе соответствующих мероприятий негативное воздействие указанных факторов может быть в значительной степени ослаблено.

Известно также, что внедрение различных методов сохранения и восстановления коллекторских свойств пластов в процессе их вскрытия и освоения скважин, позволяет обеспечить $ОП=0,9$, т.е. повысить добычу нефти как минимум в 1,6 раза. Применение же новых способов может еще больше увеличить добывающие способности скважин.

На рис. 35 приведен график, отражающий общую закономерность влияния технологии вскрытия пласта на рост дебита скважины. Из графика видно, что наибольшая резуль-

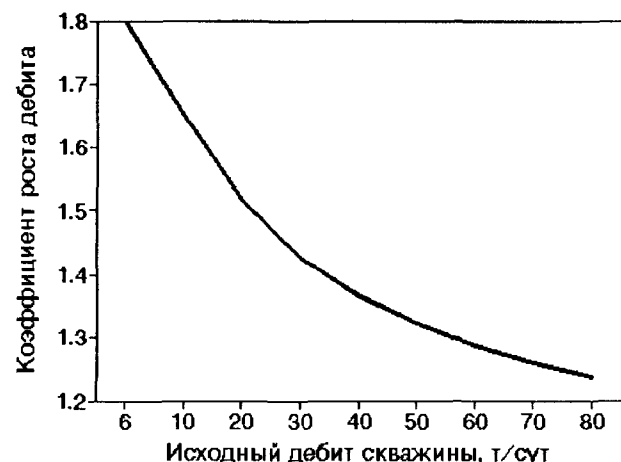


Рис. 35. Оценка влияния технологии вскрытия пластов на дебит скважины

тативность технологии достигается в области низкодебитных скважин. Именно в этой зоне применение прогрессивных технологий вскрытия не только наиболее целесообразно, но и крайне необходимо. Снижение результативности применения более совершенных технологий вскрытия на высокодебитных скважинах (до 5—8%) во многом объясняется эффектом "самоочистения" призабойной зоны пласта.

Многообразие геологических, физических, технических и других особенностей строительства скважин не позволяет создать универсальный метод вскрытия продуктивных пластов, который мог бы максимально сохранить естественную характеристику горных пород, слагающих призабойную зону.

Методы вскрытия продуктивного пласта выбираются для каждой отдельной скважины или группы скважин. Здесь приводятся лишь общие требования к растворам для вскрытия пластов.

Промывочные жидкости на водной основе. В этих растворах вода является дисперсионной средой, а дисперсная

фаза может состоять из глины, ПАВ, полимеров, тяжелых солей и др. компонентов. Применяют водорастворимые, нефтерастворимые, неионогенные, ионогенные, анионные и катионные ПАВ.

Выделяются следующие типы растворов на водной основе:

- с низкой концентрацией твердой фазы. Имеют низкую вязкость (близкую к вязкости воды) и сохраняют реологические свойства во всей циркуляционной системе;

- малоглинистые полимерные растворы применяются при небольших пластовых давлениях, содержат 0,2—0,3% полиакриламида (ПАА) и 3—5% бентонитовой глины.

Промывочные жидкости на углеводородной основе являются наиболее эффективными при вскрытии пластов. Дисперсионной средой в них используется нефть или нефтепродукты (дизельное топливо, соляровое масло и др.), а в качестве дисперсной фазы применяется окисленный битум.

Для бурения в продуктивной зоне горизонтальных скважин могут быть рекомендованы две рецептуры буровых растворов на нефтяной основе.

Компонентами первой рецептуры служат: дизельное топливо (70—80%), порошкообразный окисленный битум (15—20%), окисленный парафин (1%) и каустическая сода (1%).

Компонентный состав второй рецептуры (известково-битумного раствора) состоит из известково-битумных порошков, которые изготовляют из окисленного битума и негашеной извести в соотношениях 1:1 и 1:2.

Способы крепления горизонтальных участков ствола скважин определяются типом пород и степенью их сцементированности. По данным зарубежных исследователей выделяются следующие методы.

Открытый ствол. Этот метод самый популярный. При бурении ГС первоначально оставляют открытый забой со спуском хвостовика с фильтром.

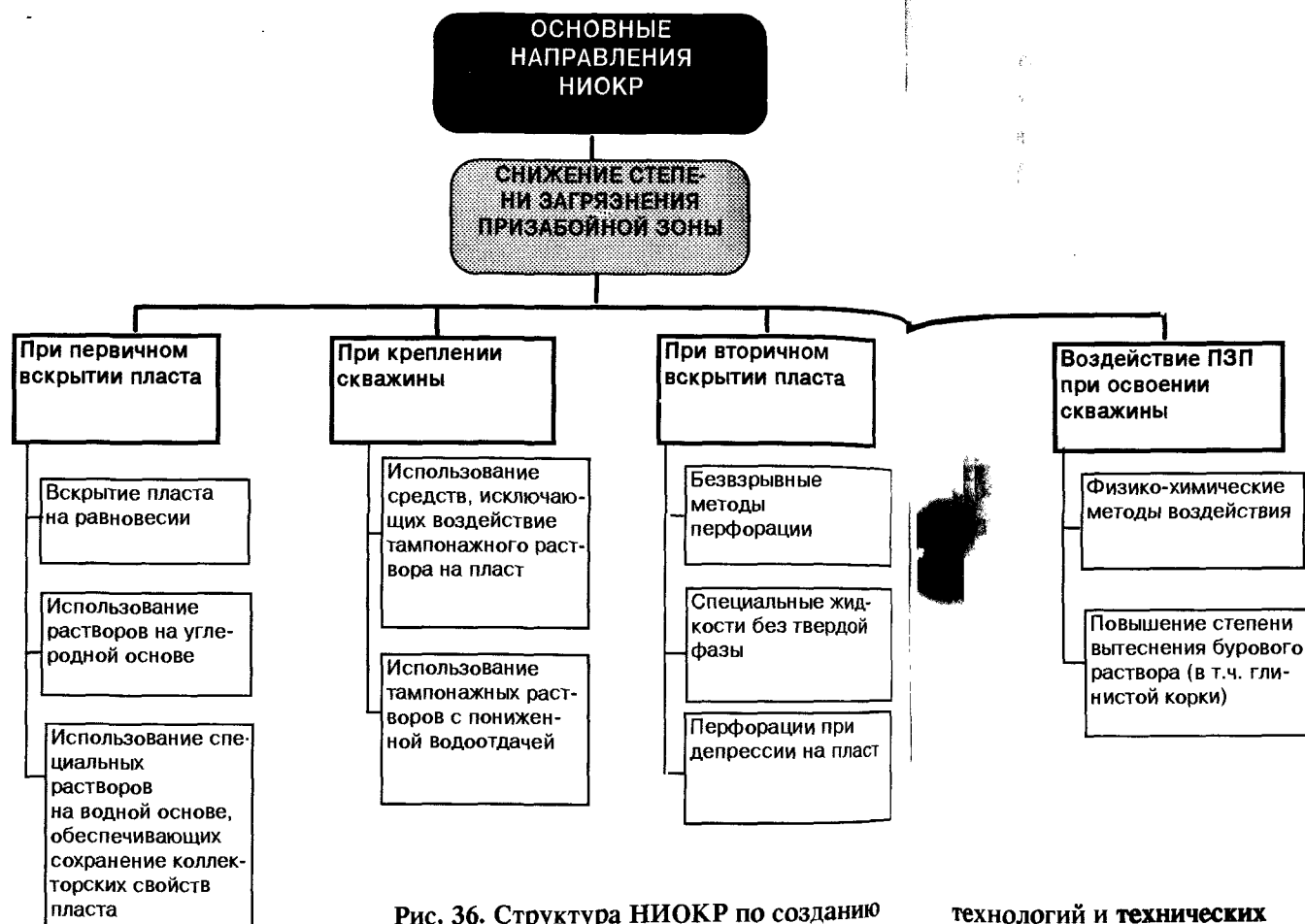


Рис. 36. Структура НИОКР по созданию средств вскрытия продуктивных

технологий и технических пластов

Спуск хвостовика с заранее созданными круглыми или щелевидными отверстиями — по существу тот же способ заканчивания с открытым стволом; в данном случае колонна в горизонтальном стволе служит лишь для обеспечения проходного канала при обваливании стенок скважины.

Обсаженный ствол. Вариант заканчивания скважины со спуском цементируемой обсадной колонны или хвостовика рассматривается, если пласт сложен неустойчивыми породами; будет использован гравийный фильтр или планиру-

ются операции по гидроразрыву пласта.

За рубежом нашел применение метод установки *затрубных пакеров*, расширяющихся при заполнении скважинными флюидами или цементным раствором.

Способ заканчивания скважин с установкой затрубных пакеров может быть реализован в условиях, когда горизонтальным стволом вскрывается несколько истощенных продуктивных зон, либо планируется проведение селективной обработки пласта.

Структура основных направлений НИОКР в области вскрытия пласта приведена на рис. 36 и характеризует весь комплекс работ по снижению степени загрязнения призабойной зоны продуктивного пласта.

4.3. Сопоставление коммерческой эффективности критически важных технологий в различных экономических условиях

В мировой практике управления инновационной деятельностью сложилось твердое понимание того, что нововведение только в том случае может считаться таковым, если оно успешно используется потребителем с коммерческой выгодой для него.

В этой связи углубленный предварительный анализ потенциальной коммерческой эффективности инновационных проектов освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами на базе новых технологий следует считать обязательным и необходимым условием их реализации.

**Цель и объект анализа
коммерческой
эффективности
инновационного проекта**

Основная цель коммерческого анализа — получить ответ на вопрос, при каких технологических и экономических условиях результаты реализации новых технологий

будут приемлемы (или не приемлемы) для предприятия — потребителя научно-технической продукции. Такой анализ должен быть проведен уже на стадии принятия решения о начале работ по инновационному проекту. Принимаются следующие исходные условия проведения анализа.

1. В качестве объекта анализа рассматривается единый представительный производственный объект, обладающий характерными чертами месторождений нефти данного вида трудноизвлекаемых запасов.

2. Новые технологии, созданные в рамках инновационного проекта, реализуются через инвестиционный проект по разработке принятого месторождения (представительного производственного объекта). При этом эффективность новых технологий оценивается в категориях эффективности инвестиционного проекта.

3. Предметом анализа являются различные варианты реализации инвестиционного проекта, в каждом из которых используется одна из рассматриваемых новых технологий в сочетании с разными экономическими условиями: ценой на нефть, уровнем налогов, объемом капиталовложений и т.д.

4. Эффективность инвестиционного проекта оценивается с помощью общепринятой в мировой и отечественной практике методики Unido, учитывающей соотношение затрат и результатов реализации проекта применительно к предприятию-потребителю новых технологий и технических средств.

Ниже приводятся некоторые результаты сопоставительного анализа использования ряда критически важных технологий на конкретном производственном объекте при различных экономических условиях.

Производственный объект

Принятый к рассмотрению объект является участком месторождения, характерного для залежей с низкопроницаемыми коллекторами. Объект характеризуется неблагоприятными геолого-физическими условиями: сложное геологическое строение, малые толщины, низкая проницаемость и продуктивность, высокая степень неоднородности и пр.

Некоторые технико-экономические характеристики объекта приведены в таблице 35.

Т а б л и ц а 35. Технико-экономические характеристики производственного объекта в условиях применения традиционных технологий

Показатели	Годы разработки						
	1	2	3	4	5	6	7
Добыча нефти, тыс. т	17,3	43,0	50	49,4	47,6	44,7	40,3
Ввод новых скважин, скв..	20,0	9,0	—	—	—	—	—
Средний дебит новых скважин, т/сут	6,0	6,0	—	—	—	—	—
Средний дебит действующих скважин, т/сут	6,0	5,9	5,8	5,7	5,6	5,3	4,8
Фонд действующих скважин, скв.	20	29	29	29	29	29	29

При формировании характеристик объекта использовались материалы реального проекта разработки одного из месторождений Западной Сибири.

Варианты научно-технического прогресса

В процессе анализа рассматривалось 5 вариантов технологий разработки месторождения, отличающихся соотношением результатов и затрат по проекту в целом.

Т а б л и ц а 36. Характеристики вариантов научно-технического прогресса

Наименование вариантов НТП (применяемых технологий)	Результативность технологий (относительная)		
	Коэффициент роста средней продуктивно- сти скважин	Коэффициент изменения ка- питаловложе- ний	Коэффициент изменения те- кущих издер- жек
1. Использование традиционных технологий	1,0	1,0	1,0
2. Применение прогрессивных технологий вскрытия продуктивных пластов	1,3	1,03	1,0
3. Глубокопроникающий гидроразрыв пласта	2,4	1,0	1,2
4. Разработка месторождения отдельными горизонтальными скважинами	1,8	1,2	1,5
5. Система разработки месторождения с использованием горизонтально-разветвленных скважин	3,0	0,8	0,9

Краткие характеристики вариантов НТП приведены в таблице 36.

Варианты экономических условий

В качестве характеристик экономических условий рассматриваются две категории показателей.

1. *Цена на нефть.* При проведении анализа использовались два варианта цены на нефть:

а) 320 тыс. руб/т — соответствует уровню внутренней цены на конец 1995 г.;

б) 495 тыс. руб/т — примерно соответствует мировому уровню цены на нефть (110 долл/т).

2. *Налоги и сборы.* Принят следующий состав показателей налогов и сборов:

- акцизный сбор на нефть, руб/т — 4270;
- отчисление на воспроизводство минерально-сырьевой базы, % — 10;

- плата за недра, % — 8;
- налог на прибыль, % — 38;
- налог на имущество, % — 2.

При проведении анализа рассматривались три варианта налогообложения.

1. Вариант, при котором уровень налогов и сборов равен 0 (использовался для сопоставления).

2. Вариант с 50% сокращением налогов и сборов.

3. Вариант с существующим налогообложением.

Критерии коммерческой эффективности

Принятая в работе система критериев (показателей) коммерческой эффективности инвестиционного проекта по разработке участка месторождений с низкопроницаемыми коллекторами учитывает финансовые последствия реализации проекта для предприятия, непосредственно осуществляющего разработку месторождения.

Обобщенной характеристикой, имитирующей процесс реализации инвестиционного проекта, является *состояние текущего счета (вклада)* предприятия по данному проекту. Отдельные элементы этой характеристики и являются основными критериями коммерческой эффективности, в том числе:

1. *Чистая дисконтированная стоимость (ЧДС)* — характеризует интегральный эффект, совокупную реальную прибыль, полученную за весь срок реализации проекта, дисконтированную к году начала реализации проекта.

2. *Интервал выплаты задолженности (ИВЗ)* — интервал времени между годом осуществления инвестиций и годом выплаты кредита, другими словами, это *срок окупаемости* ($T_{ок}$) — временной интервал, за пределами которого интегральный эффект (ЧДС) становится положительным.

3. *Индекс прибыльности (ИП)* — характеризует количество рублей чистой дисконтированной прибыли, которую приносит каждый инвестированный рубль за все время осуществления проекта и вычисляется как отношение ЧДС к совокупным дисконтированным капиталовложениям.

Влияние экономических факторов на коммерческую эффективность новых технологий

Ниже приводятся некоторые результаты комплексного исследования влияния экономических факторов на коммерческую эффективность проекта в условиях при-

нятого производственного объекта, в том числе:

а) влияние цены нефти на показатели коммерческой эффективности используемых технологий,

б) влияние налоговой системы на их коммерческую эффективность.

В качестве сопоставляемых рассматривается ограниченный набор критически важных технологий, в число которых входят:

- система разработки месторождения горизонтально-разветвленными скважинами;

- технология глубокопроникающего гидроразрыва пласта;

- разработка месторождения отдельными горизонтальными скважинами;

- прогрессивные технологии вскрытия продуктивных пластов;

- традиционные технологии (рассматриваются для сравнения).

Анализ влияния цены на нефть проведен при фиксированном (существующем) уровне налогообложения. Сопоставительные оценки коммерческой эффективности различных технологий при цене нефти 320 и 495 тыс.руб/т приведены в таблице 37.

Обобщение приведенных в таблице оценок позволяет сделать следующие основные выводы.

1. При существующей внутренней цене на нефть (320 тыс.руб/т) и системе налогообложения только две из пяти рассматриваемых технологий могут быть рекомендованы для использования в инвестиционном проекте по разработке принятого участка месторождения с низкопроницаемыми коллекторами:

Т а б л и ц а 37. Оценка коммерческой эффективности технологий при различной цене на нефть

Наименование технологий	Цена нефти 320 тыс.руб/т			Цена нефти 495 тыс.руб/т		
	Чистая дисконтированная стоимость, млрд.руб.	Индекс прибыльности	Интервал выплаты задолженности, лет	Чистая дисконтированная стоимость, млрд.руб.	Индекс прибыльности	Интервал выплаты задолженности, лет
Система разработки месторождений горизонтально-разветвленными скважинами	26,5	3,11	0,3	47,4	5,5	0,3
Глубокопроникающий гидроразрыв пласта	17,5	1,67	3	42,5	4,04	1,5
Разработка месторождений отдельными горизонтальными скважинами	2,4	0,17	5	32,9	2,29	1,5
Прогрессивные технологии вскрытия продуктивных пластов	0,6	0,06	6,4	16,5	1,52	2,5
Традиционная технология	—2,4	—2,23	—	9,9	0,94	3,5

- система разработки с использованием горизонтально-разветвленных скважин;

- технология глубокопроникающего гидроразрыва пласта.

2. Три оставшиеся технологии (традиционная, вскрытия пластов и использования отдельных горизонтальных скважин) в существующих экономических условиях неприемлемы с точки зрения интересов нефтедобывающего предприятия.

3. Переход на мировые цены нефти кардинально меняет картину. При той же системе налогообложения все технологии оказываются коммерчески приемлемыми, кратно отличаясь при этом степенью прибыльности. Даже традиционная технология без применения средств НТП обеспечивает срок

окупаемости проекта в 3,5—4 года при интегральной прибыли (ЧДС) не менее 10 млрд. руб. (в ценах 1995 г.).

Влияние налоговой системы на коммерческую эффективность проекта существенно зависит как от степени совершенства применяемой технологии, так и от действующей цены на нефть.

Оценки коммерческой эффективности двух технологий (традиционной и одной из наиболее прогрессивных) при различных уровнях налогообложения и цены на нефть приведены в таблицах 38 и 39.

Из приведенных в таблице данных следует, что в условиях применения традиционных технологий влияние налоговой системы на эффективность разработки месторождения характеризуется следующими особенностями:

1. При цене на нефть 320 тыс.руб/т снижение налогов на 50% делает проект окупаемым (6 лет); однако из-за низкой прибыльности он остается малопривлекательным и неустойчивым.

2. При цене на нефть 495 тыс.руб/т налоговые льготы не требуются. Однако снижение налогов на 50% увеличивает прибыльность проекта почти в 2 раза.

Приведенные в таблице оценки показывают, что применение одной из самых совершенных технологий разработки месторождений с низкопроницаемыми пластами системой горизонтально-разветвленных скважин характеризуется рядом особенностей, в том числе:

1. Изменение уровня налогов на коммерческую эффективность проекта принципиального влияния не оказывает. При всех рассматриваемых вариантах проект быстроокупаем и эффективен.

2. Тем не менее, при цене на нефть 320 тыс.руб/т введение налоговых льгот в первые годы применения новой системы разработки месторождения существенно повысит надежность и устойчивость проекта.

В целом, влияние уровня налогообложения на эффективность реализации проекта характеризуется следующей об-

Т а б л и ц а 38. Оценка эффективности традиционных технологий разработки месторождения с низкопроницаемыми коллекторами

Наименование показателей	Без налога	50% снижения налога	Существующее налогообложение
Цена на нефть 320 тыс.руб/т			
Чистая дисконтированная стоимость, млрд.руб.	6,4	1,3	—2,4
Индекс прибыльности	0,61	0,12	—0,23
Интервал выплаты задолженности, лет	4	6	—
Цена на нефть 495 тыс.руб/т			
Чистая дисконтированная стоимость, млрд.руб.	29,9	18,8	9,9
Индекс прибыльности	2,84	1,78	0,94
Интервал выплаты задолженности, лет	1,5	2,5	3,5

Т а б л и ц а 39. Оценка эффективности разработки месторождения с использованием системы горизонтально-разветвленных скважин

Наименование показателей	Без налога	50% снижения налога	Существующее налогообложение
Цена на нефть 320 тыс.руб/т			
Чистая дисконтированная стоимость, млрд.руб.	57,8	40,3	26,5
Индекс прибыльности	6,77	4,72	3,11
Интервал выплаты задолженности, лет	0,3	0,3	0,3
Цена на нефть 495 тыс.руб/т			
Чистая дисконтированная стоимость, млрд.руб.	98,9	70,6	47,7
Индекс прибыльности	11,58	8,26	5,55
Интервал выплаты задолженности, лет	0,3	0,3	0,3

щей закономерностью: чем ниже цена на нефть и чем менее результативна применяемая технология, тем большее влияние оказывает налоговая система на эффективность разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами.

На рис. 37 приводятся ранжированные по индексу прибыльности варианты инвестиционного проекта по разработке участка месторождения с низкопроницаемыми пластами при использовании различных технологий, двух вариантах налогообложения и двух уровнях цены на нефть.

В представленных диаграммах варианты расположены по мере убывания индекса прибыльности: от высокого к более низкому и отрицательному (убыточному).

Рассмотренные материалы позволяют сформулировать некоторые общие принципы и рекомендации для органов управления, осуществляющих деятельность по созданию и использованию новых технологий освоения трудноизвлекаемых запасов нефти. В числе главных из них необходимо отметить следующие:

1. Эффективность новой технологии в решающей степени зависит от тех экономических условий, в которых она реализуется. При этом ключевым фактором, определяющим коммерческий эффект применения технологии, является продажная цена конечного продукта (цена на нефть).

Другой существенный фактор, от которого зависит потенциальная коммерческая эффективность новой технологии — действующая система налогов и сборов.

Создание благоприятных экономических условий научно-технического прогресса в нефтедобыче — важнейшая задача органов управления нефтяной промышленностью.

2. В настоящее время сложилась ситуация, когда сырьевая база нефтяной промышленности России преимущественно состоит из трудноизвлекаемых запасов нефти. Это обстоятельство непременно требует учета фактора коммерческой эффективности инноваций уже на ранних стадиях

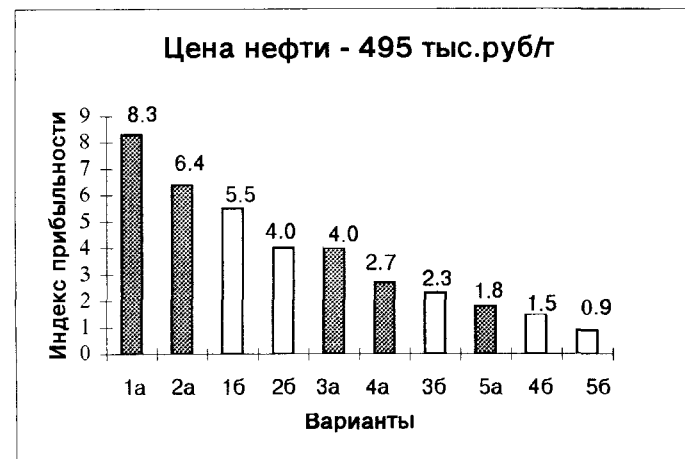
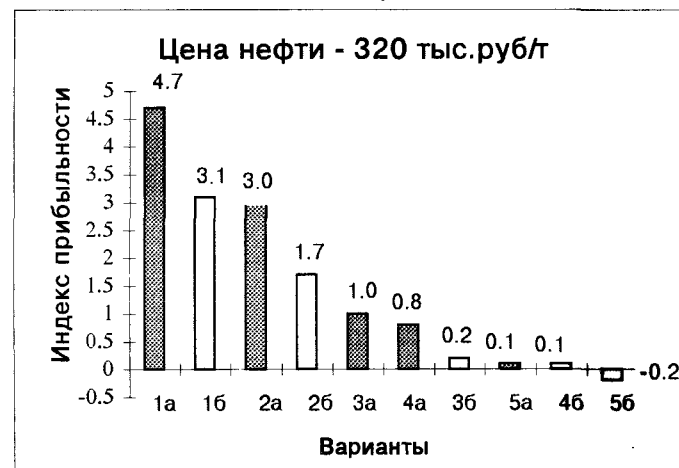


Рис. 37. Ранжирование новых технологий по индексу прибыльности при различных экономических условиях

- a — снижение налогов на 50%; б — существующее налогообложение;
- 1 — система разработки с использованием горизонтально-разветвленных скважин;
- 2 — глубокопроникающий гидроразрыв пласта;
- 3 — разработка с отдельными горизонтальными скважинами;
- 4 — прогрессивные технологии вскрытия пластов;
- 5 — традиционные технологии

формирования планов и программ научно-технического развития.

Приведенные выше результаты и подходы к оценке коммерческой эффективности инновационных проектов позволили установить лишь наиболее общие закономерности формирования коммерческих результатов в условиях усредненного производственного объекта.

При осуществлении каждого реального инновационного проекта необходимо *проведение углубленного анализа* с учетом конкретных геолого-экономических условий.

3. В случае изначально неприемлемой коммерческой эффективности проекта или отдельных его технологий могут быть приняты следующие меры, направленные на компенсацию установленных недостатков:

- предоставление заинтересованными органами управления *обоснованных стимулов, льгот и других видов экономической поддержки проекта*, обеспечивающих коммерческую приемлемость новых технологий на первых этапах их применения;
- формирование требований к создателям новых технологий и технических средств по *повышению их результативности* до уровня необходимой коммерческой эффективности проекта;
- сочетание экономических и технико-технологических мер.

4. Важным резервом повышения эффективности и устойчивости инновационного проекта является оптимальное сочетание и комплексное использование различных, в том числе рассмотренных выше, технологий. В этой связи проведение работ по определению наиболее эффективного сочетания различных технологий для конкретных геологических условий — одна из важных задач научно-исследовательской деятельности.

Глава 5. ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ПРОИЗВОДСТВ И ПРОЦЕССОВ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Выбор приоритетных процессов и технологий

Несмотря на кризисное состояние, нефтеперерабатывающая промышленность России продолжает оставаться мощным производственным комплексом непрерывной переработки нефтяного сырья, выпускающим более 500 различных нефтепродуктов. Эти нефтепродукты можно разделить на несколько основных групп, резко различающихся по составу, свойствам и областям применения. Таковыми группами являются: 1 — жидкие топлива; 2 — смазочные и специальные масла; 3 — пластичные смазки; 4 — парафины и церезины; 5 — битумы; 6 — технический углерод (сажа); 7 — нефтяной кокс; 8 — присадки к топливам и маслам; 9 — прочие нефтепродукты различного назначения. Методика отбора приоритетов НТП, основные принципы которой изложены в главе 3, освобождает от необходимости рассмотрения процессов и производств всех названных групп нефтепродуктов. Цель написания книги обязывает отобрать среди множества производств различных нефтепродуктов *приоритетные производства, чье адекватное современным требованиям состояние и развитие является критичным* не только для успешного развития нефтеперерабатывающей промышленности России, но и для успешного развития народного хозяйства страны.

Понятно, что исходной позицией отбора предметов исследования в данной главе являются описанные в третьей главе народнохозяйственные проблемы топливно-энергетического комплекса России, в решении которых нефтеперерабатывающая промышленность играет (или должна играть) главную роль. Такими проблемами, решение которых возложено на ТЭК, являются: проблема обеспечения народ-

ного хозяйства моторным топливом и сырьем для нефтехимии (условное название "Моторное топливо") и проблема обеспечения экспорта энергоресурсов с целью получения валютных резервов для развития экономики страны ("Экспорт энергоресурсов").

Невозможно переоценить роль нефтеперерабатывающей промышленности в решении проблемы "Моторное топливо". Принципиальное исключение из дальнейшей перспективы развития по мазутному варианту делает безусловно приоритетными процессы глубокой переработки нефти. К этой категории процессов относится производство масел, битумов, нефтяного кокса и технического углерода, т.к. все названные продукты являются целевым результатом переработки нефтяного сырья и их производство влияет на показатель глубины переработки нефти. Однако необходимость решения проблемы "Моторное топливо" обязывает сосредоточиться на процессах и технологиях, обеспечивающих максимальный выход моторных и реактивных топлив, т.е. на деструктивных процессах глубокой переработки нефти. К тому же, как было показано в разделе 2.4, объемы потребления (и, соответственно, производства) моторных топлив и других нефтепродуктов, за исключением мазута, неслучайны.

Успешное решение народнохозяйственных проблем "Моторное топливо" и "Экспорт энергоресурсов" связано не только с объемами добычи нефти и производства нефтепродуктов, но и с качеством российских нефтепродуктов (прежде всего, моторных и реактивных топлив), удовлетворяющим требованиям защиты окружающей среды в собственной стране и обеспечивающим доступ на рынки западных стран. Западные страны предъявляют все более жесткие требования к качеству автомобильных бензинов, авиационных керосинов, дизельных и котельно-печных топлив, используемых на их территориях.

Предстоящий отечественной нефтеперерабатывающей промышленности переход к более глубокой переработке нефтяного сырья сделает отрасль высокорентабельной за счет производства дорогих нефтепродуктов вместо относительно дешевого котельно-печного топлива. Это обстоятельство справедливо и для экспорта энергоресурсов: замещение экспорта сырой нефти или мазута экспортом высококачественных дорогих нефтепродуктов (в том числе сырья для нефтехимии) повысит его рентабельность (сегодня прямомоторный мазут покупается западными странами по цене около 90 долл/т). Все западные страны, ввозящие значительную долю потребляемой нефти, экспортируют нефтепродукты: автомобильные бензины, дизельные топлива, масла. Только Россия снизила за 5 лет в экспорте энергоресурсов долю продукции высокой степени обработки (т.е. нефтепродуктов и электроэнергии) с 24 до 13%.

Таким образом, необходимо рассмотреть приоритетные процессы и технологии, направленные на повышение качества нефтепродуктов, а именно моторных, реактивных и дизельных топлив.

ИНЭИ РАН в 1995 году по заказу Министерства топлива и энергии проделана работа по отбору научно-технических проблем в нефтеперерабатывающей промышленности и их ранжированию по степени остроты. Принципы отбора научно-технических проблем, реализация которых ведет к решению народнохозяйственных проблем "Моторное топливо" и "Экспорт энергоресурсов", изложены в третьей главе книги. Там же приведен ранжированный перечень научно-технических проблем в нефтеперерабатывающей промышленности России. Этот перечень в части проблем критической и высокой остроты будет определять окончательный выбор рассматриваемых процессов и технологий.

5.1. Показатели развития основных производств нефтепереработки и их сопоставление с мировым уровнем производств-аналогов

Россия — нефтедобывающая страна — еще недавно перерабатывала около 400 млн.т нефти в год. Опыт первичной переработки нефти в стране огромен. Практически все оборудование и технологии по первичной переработке и вакуумной перегонке мазута являются отечественными. И, тем не менее, именно расчет на большие объемы переработки сырья, на его дешевизну, опора на создание установок большой мощности и использование мазута как котельно-печного топлива снизили эффективность процесса, что вынуждает начать сравнение технико-экономических показателей именно с первичной переработки нефти, хотя острота научно-технических проблем, связанных с этой технологией, оценивается как умеренная.

Процесс первичной переработки нефти и вакуумной перегонки мазута

В 1995 году в России действовало более 100 установок по первичной переработке нефти. Из них 80 % имеют в своем составе атмосферные и вакуумные блоки (установки АВТ), остальные 20 % — только блоки атмосферной перегонки (АТ). На ряде нефтеперерабатывающих заводов действуют отдельно стоящие установки или блоки вакуумной перегонки мазута, в том числе входящие в состав установок замедленного коксования, масляных и битумных производств.

Не все имеющиеся вакуумные блоки эксплуатируются постоянно: отчасти по причине высокого спроса на мазут, отчасти из-за морального и физического износа. На некоторых НПЗ имеются маломощные установки АТ и АВТ, введенные в эксплуатацию в 1935 — 1955 годах и не подвергавшиеся с тех пор реконструкции. Поэтому из 34 установок АТ и АВТ мощностью до 1 млн.т в год в настоящее время действуют только 20, остальные остановлены.

Кроме того, на российских НПЗ действуют 50 установок АТ—АВТ мощностью от 1 до 3 млн.т в год, 20 установок — от 3 до 6 млн.т и 13 установок мощностью 6 млн.т и более. Наиболее современными являются установки большой мощности: ЭЛОУ—АВТ—6, АТ—6, ЛК—6У. На всех этих установках в годы "большой нефти" мощностные показатели были значительно выше проектных, однако без существенного увеличения эффективности. В 1991—1995 годах нагрузка отечественных установок первичной переработки нефти постоянно снижалась и в 1995 году колебалась между 60 и 50 % от проектной, что значительно снизило эффективность их работы. Усредненные по всем действующим отечественным установкам АТ—АВТ основные показатели представлены в таблице 40 в сравнении с действующими и проектируемыми зарубежными аналогами.

Т а б л и ц а 40. Основные производственные показатели установок первичной переработки нефти и вакуумной перегонки мазута

Показатели	Россия Средние по действующим установкам показатели	Зарубежные аналоги	
		действующие	проект фирмы "ТЕКНИП"
1. Мощность, млн.т/год	6—8	5—8	8—9
2. Выход светлых от потенциала, % масс	93—97	98	98,5
3. Удельные энергозатраты, кг у.т./т сырья	34,1	19—21	12
4. Содержание низкокипящих фракций (до 350°С) в мазуте атмосферной колонны, % масс	6—14	4,0	3,0

Каталитический крекинг

Деструктивные процессы глубокой переработки нефти

Каталитический крекинг в настоящее время является важнейшим в мире процессом, обеспечивающим глубокую переработку нефти и производящим базовые компоненты автомобильных бен-

зинов. Мощность установок каталитического крекинга "Флюид" (ККФ) — наиболее современных установок — в США составляет 34,5 % по отношению к мощности по первичной переработке, в Западной Европе — 11—12%.

В России в настоящее время имеется 30 установок каталитического крекинга, мощность которых к первичной переработке составляет 5,6%. При этом 10 из них — с шариковым катализатором — законсервированы как физически и морально устаревшие. Из оставшихся в работе 8 являются установками с кипящим слоем катализатора, но только 3 из 8-ми — современные установки каталитического крекинга с кипящим слоем катализатора третьего поколения: Г—43—107, Г—43—107М. Семь новейших установок каталитического крекинга остались за пределами России. Более половины отечественных НПЗ вообще не имеют установок каталитического крекинга.

Таким образом, технический уровень отечественных установок каталитического крекинга является неудовлетворительным в сравнении с уровнем установок — аналогов западных стран (табл. 41).

Гидрокрекинг

Гидрогенизационные процессы являются основой безостановочной деструктивной переработки нефтяного сырья (в том числе тяжелого) в нефтепродукты с меньшей молекулярной массой и, прежде всего, в моторное и реактивное топливо. При этом необходимо извне вводить в процесс водород. Гидрогенизационные процессы в мире развиваются по двум основным направлениям: деструктивная переработка нефтяного сырья с целью получения моторных и реактивных топлив, масел и других нефтепродуктов (гидрокрекинг) и глубокая очистка различных нефтяных фракций от непредельных и сернистых соединений (гидроочистка).

Процесс гидрокрекинга весьма мало освоен в России. Имеются две действующих установки гидрокрекинга в производстве масел: одна — в блоке КМ-3 на Волгоградском

Т а б л и ц а 41. Основные производственные показатели отечественных и зарубежных установок каталитического крекинга

Показатели	Отечественные установки			Американские установки каталитического крекинга "Флюид"
	I поколение ЧЗ-102*	II поколение 1А-1М, ГК-3, Г-43-103**	III поколение Г-43-107, Г-43-107 М**	
1. Проектная мощность, тыс.т	250—435	750—1200	2000	7000
2. Дата ввода, годы	1952—1963	1969—1995	1983—1995	современ.
3. Достигнутый уровень мощности, тыс.т	340	990	1750	н.д.
4. Выход бензина, % масс	25,8	34,2	44,6	45—50
5. Октановое число бензина (ММ), пункты	74,7	78—81	82	83
6. Уд. расход катализатора, кг/т сырья	2,13	1,74	0,48	0,50—0,17
7. Уд. энергозатраты, кг у.т./т сырья	73,0	70,3	н.д.	21,8***

* Установки с шариковым катализатором

** Установки с кипящим слоем катализатора

*** Устанoвка мощностью 1 млн.т в год (процесс фирмы ЮОП)

НПЗ (мягкий гидрокрекинг с давлением 5 МПа, год ввода 1988) и вторая — на Ангарском НПЗ в производстве трансформаторных масел (давление 25 МПа, год ввода 1984). В производстве топлив в России с 1975 года действует единственная установка гидрокрекинга, построенная по лицензии фирмы "Жекса", которая только к 1995 году приблизилась (но не вышла) к проектным параметрам. В течение многих лет установка работала в режиме мягкого гидрокрекинга при давлении 5—7 МПа в топливном режиме с получением в качестве целевого продукта дизельного топлива. В 1995 году давление было доведено до 12 МПа вместо 15 МПа по проекту. Поэтому эксплуатационные показатели

этой единственной действующей установки значительно хуже проектных и, конечно, отстают от уровня современных зарубежных аналогов, что показано в таблице 42.

Поскольку импортная установка гидрокрекинга "Жекса" работает около 20 лет, в ближайшее время намечается проведение ее реконструкции и модернизации в целях повышения технического уровня процесса. Отечественный вариант процесса гидрокрекинга с применением "витых" реакторов, который пытались освоить на Омском НПЗ, не получил признания из-за дефектов реактора.

То обстоятельство, что гидрокрекинг является универсальным процессом конверсии, позволяющим производить ши-

Т а б л и ц а 42. Основные производственные показатели установки гидрокрекинга фирмы "Жекса" и зарубежного аналога

Показатели	АО "Уфанефтехим", "Жекса" 12 МПа, 380—400°C	Процесс фирмы ЮОП 14 МПа, 380—440°C
1. Мощность по сырью, тыс.т/год	1000	1700
2. Выход основных продуктов		
- бензин, % масс	24*	47*
- дизельное топливо, % масс	66*	39*
3. Октановое число бензина (ММ), пункты	60—63	70
4. Характеристики дизельного топлива		
- содержание серы, % масс	0,02—0,05	менее 0,01
- цетановое число, пункты	48—52	55—63
- температура застывания, °C	—6 — —3	—10
5. Удельные энергозатраты, кг у.т./т сырья	147	67
6. Расход водорода (100%), кг/т сырья	3,9	2,5

* В зависимости от потребности можно менять выходы бензина или дизельного топлива

рокий ассортимент продукции (бензины, реактивные топлива, дизельные топлива, базовые масла) из дистиллятного и остаточного сырья, гарантирует этому процессу долгое будущее. Заметим, что процесс гидрокрекинга очень гибкий: одну и ту же установку можно перенастраивать на преимущественный выход какого-либо целевого нефтепродукта в зависимости от спроса на него посредством небольших изменений условий протекания процесса.

В настоящее время заканчивается строительство комплекса гидрокрекинга высокого давления (15 МПа) на Ново-Ярославском НПЗ в блоке с установкой вакуумной перегонки мазута и производством серы. Начато строительство одного из крупнейших в Европе комплекса гидрокрекинга мазута (мощность 2000 тыс. т в год) на Киришском НПЗ, комплекса гидрокрекинга мощностью 1000 тыс. т в год на Салаватском НПЗ и других нефтеперерабатывающих предприятиях. Строительство и ввод названных установок гидрокрекинга должно быть осуществлено до 2000 г., что заметно увеличит глубину переработки нефти на этих предприятиях, а, следовательно, и в России.

Другие процессы, углубляющие переработку нефти

К процессам глубокой переработки нефти относятся также процессы термического крекинга, коксования, производства битумов.

Одиннадцать отечественных НПЗ располагают установками *термического крекинга*. На шести из них термокрекинг осуществляется для отбора светлых нефтепродуктов, на семи — для производства сажевого сырья и сырья для технического углерода, на одном НПЗ — для подготовки остаточного сырья к коксованию. Четыре НПЗ реконструировали установки термокрекинга для проведения на них процесса висбрекинга (легкого крекинга) нефтяных остатков (гудрона или полугудрона) для получения маловязких котельных топлив.

Установки термического крекинга в России введены в основном в 50—60 годы. В настоящее время развитие этого процесса признано нецелесообразным, т.к. вырабатываемые в нем бензиновые и керосиновые фракции являются низкокачественными. Возможна реконструкция части установок с переводом их на висбрекинг, однако во всех случаях технико-экономические показатели этих установок значительно уступают показателям соответствующих зарубежных установок. Отечественная нефтепереработка очень нуждается в развитии процесса висбрекинга, но на новых современных установках.

Процесс коксования также является деструктивным термическим процессом, в котором наряду с твердым углеродистым остатком — коксом — получают бензин, газойлевые фракции и газ. Выбор технологии процесса коксования определяется тем, какие именно нефтепродукты являются целевыми. Технология замедленного коксования применяется для удовлетворения потребности хозяйства в нефтяном коксе, технология непрерывного коксования в кипящем слое — для увеличения выработки светлых нефтепродуктов посредством переработки остатков. В США, например, процесс коксования предназначен в основном для глубокой переработки остаточного сырья (сырьем в процессе являются высокомолекулярные нефтяные остатки: гудроны, крекинг-остатки термического крекинга, асфальты и экстракты с установок масляного производства, смолы пиролиза), и около 55% общей выработки приходится на долю некачественного высокосернистого топливного кокса. В России основным направлением коксования является выработка электродного кокса, который по качеству заметно превосходит аналогичную зарубежную продукцию. Поэтому 90% кокса в России производится на установках замедленного коксования. В среднем отечественные установки замедленного коксования (УЗК) уступают западным аналогам по очень важному показателю — выходу кокса, но лучшие УЗК достигли показателей мирового уровня. Остальные 10%

кокса вырабатываются в России на устаревших морально и физически кубовых установках, производство на которых трудоемко, пожароопасно и экологически вредно. Однако отказаться от кубового производства кокса пока не представляется возможным, т.к. этим способом получают из малосернистого сырья (содержание серы в сырье не более 0,5%) электродный кокс марки КНПС. В целом объем производства кокса в России в 9 раз меньше, чем в США.

Производство кокса завершает группу деструктивных процессов непрерывной переработки нефти, приоритетных с позиции решения народнохозяйственной проблемы обеспечения страны моторными и реактивными топливами. Таблица 43 позволяет судить о состоянии отобранных приоритетных отечественных технологий относительно лучших мировых стандартов. Отечественные установки также представлены наиболее современными образцами. Обращает внимание кратное превышение показателя удельных энергозатрат на отечественных установках в сравнении с западными аналогами. Это означает, что необходимые для дальнейшего развития вводы мощностей по вторичным процессам должны осуществляться только на основе новейших эффективных технологий, чтобы предотвратить "самоедство" российской нефтепереработки.

**Процессы, повышающие
качество моторных
топлив
("облагораживающие"
процессы)**

Как уже упоминалось ранее (см. раздел 2.4), высокое качество производимых нефтепродуктов является обязательным условием успешного решения проблем обеспечения моторными топливами и поддержания необходимого уровня экспорта энергоресурсов. Новые технологии деструктивных процессов — каталитический крекинг-флюид на цеолитсодержащих катализаторах, гидрокрекинг высокого давления, мягкий гидрокрекинг (5—7 МПа) — позволяют получать качественные нефтепродукты. Однако обойтись без дальнейшего развития вторичных процессов, направленных на

Т а б л и ц а 43. Производственные показатели отечественных

Процессы и оборудование Показатели технического уровня	Первичная переработка нефти		
	Россия АТ-6, АВТ-6	Зарубежные аналоги	
		дейст- вующие	проект
1. Мощность установок, тыс.т/год	6000—8000	5000—8000	8000—9000
2. Годы вводов, годы	1972—1988	современн	—
3. Удельные энергозатраты, кг у.т./т сырья	34,1	19—21	12 9
4. Выход целевой продукции:			
- светлых от потенциала, % масс	93—97	98	98,5
- бензин автомобильный, % масс	—	—	—
октановое число бензина, пункты (ММ)	—	—	—
- дизельное топливо, % масс	—	—	—
содержание серы в дизтопливе, % масс	—	—	—
цетановое число, пункты	—	—	—
температура застывания, °С	—	—	—
- выход кокса, % масс	—	—	—
5. Длительность межремонтного пробега, сут	—	—	—
6. Удельный расход катализатора, кг/т сырья	—	—	—

* в зависимости от потребности можно менять выход бензина, реактивного или дизельного топлива

** лучшие показатели отечественных установок

и западных установок первичной и глубокой переработки нефти

Каталитический крекинг		Гидрокрекинг		Коксование	
Россия Г-43-107 Г-43-107М	США ККФ	Россия "Жекса" 12 МПа 380-400°С	Фирма ЮОП 14 МПа 380—440°С	Россия УЗК-1500	США сред- ние показатели
2000	7000	1000	1700	1500	1000
1983—1995	современн.	1975—1995	современн.	1985	современн.
70,3	21,8	147	67	73(62**)	46,9
—	—	—	—	—	—
44,6	45—50	24*	47*	—	—
82	92	60—63	70	—	—
—	—	66*	39*	—	—
—	—	0,02—0,05	менее 0,01	—	—
—	—	48—52	55—63	—	—
—	—	—6 — —3	—10	—	—
—	—	—	—	19,5 (30,3**)	30—32
—	—	—	—	240(433**)	360—420
0,48	0,50—0,17	3,9 100% водород	2,5 100% водород		

повышение качества нефтепродуктов ("облагораживающих" процессов) в соответствии с растущими требованиями, не представляется возможным.

Дальнейшее обсуждение технологий "облагораживающих" процессов проводится с соблюдением тех же принципов: рассматриваются только процессы повышения качества

моторных и реактивных топлив. Для демонстрации состоя-
ния отечественных технологий и сравнения их характерис-
тик с зарубежными аналогами отбираются процессы и тех-
нологии, приоритетные для перспектив развития нефтепе-
реработки, реализованные на лучших отечественных или
западных установках.

Каталитический риформинг

В настоящее время каталитический риформинг является важнейшим вторичным процессом, обеспечивающим в нашей стране основной объем (около 80%) производства высокооктанового компонента автомобильных бензинов, а также водородсодержащего газа для процесса гидроочистки дизельных топлив и нефтяных дистиллятов. Кроме того, каталитический риформинг на платиновом катализаторе (платформинг) занимает ведущее место в производстве ароматических углеводородов: бензола, толуола, ксилолов — сырья нефтехимической промышленности.

Процесс каталитического риформинга осуществляется в стране более 30 лет. Производственный аппарат составляют три поколения отечественных установок с единичной мощностью от 300 тыс.т/год до 1 000 тыс.т/год по сырью. Суммарная мощность установок для производства высокооктанового бензина — 25 млн.т/год, действующая в 1994 году мощность не превосходила 21,3 млн.т/год, т.к. некоторые установки первых поколений остановлены по причине морального и физического износа, а одна установка — на НПЗ "Киришинефтеоргсинтез" — подверглась реконструкции и переведена на процесс изоселектоформинга (изомеризация и гидрокрекинг). Сырьем каталитического риформинга являются прямогонные бензиновые фракции, предварительно подвергнутые тщательной гидроочистке и осушке (остаточное содержание серы и азота в сырье в зависимости от применяемого катализатора в установке может колебаться в пределах 0,0001—0,001%). Продуктами процесса являются углеводородный газ, ароматизированный бензин, водородсодержащий газ.

Из-за большого числа действующих установок I и II поколения и существенной недогрузки мощностей процесса средневзвешенные эксплуатационные показатели уступают показателям лучших западных установок (табл. 44). Однако параметры перспективных отечественных технологий находятся на мировом уровне.

Т а б л и ц а 44. Основные производственные показатели отечественных и зарубежных установок каталитического риформинга

Показатели	Россия		Платформинг фирмы ЮОП	
	действующие	проект установки 400 ЛК-6Т	регенеративные технологии	
			I поколение	II поколение
1. Мощность установок, тыс.т/год по сырью	300—1000	1200	1000	1000
2. Выход риформата, % масс	83,4	86,6	86,6	90,4
3. Октановое число риформата, пункты (по ММ)	82,3	90,0	92,0	94,0
4. Удельные энергозатраты, кг у.т./т сырья	151,5	110,0	84,1	100,5

* Октановое число по исследовательскому методу (ИМ) на 10 пунктов выше.

В ближайшие 5—7 лет процесс каталитического риформинга в России будет развиваться, однако в дальней перспективе его развитие будет ограничиваться высокой долей содержания в риформате ароматических углеводородов.

Каталитическое алкилирование изобутана олефинами

Процесс каталитического алкилирования изобутана олефинами (бутенами), содержанием которого является реакция присоединения олефинов к парафиновым углеводородам, имеет целью получить алкилат (алкил-бензин) — смесь изопарафиновых углеводородов — применяемый в качестве высокооктанового компонента моторного топлива (автомобильных и авиационных бензинов). Октановое число алкилата доходит до 100 пунктов.

Сырьем установок алкилирования изобутана бутиленами является бутан-бутиленовая фракция (ББФ), вырабатываемая на газфракционирующих установках из газов каталитического крекинга, термического крекинга и коксования. В качестве катализатора в процессе алкилирования применяется концентрированная (96—98%) серная кислота, за

рубежом — чаще фтористоводородная кислота. Наличие влаги в сырье недопустимо, т.к. снижает концентрацию кислоты, что, в свою очередь, замедляет реакции алкилирования и ускоряет побочные реакции полимеризации.

В результате алкилирования изобутана получают алкилат, который на установках делится на две фракции — легкую и тяжелую. Легкая фракция алкилата, имеющая октановое число по исследовательскому методу, равное 92—98 пунктам, добавляется к бензинам каталитического риформинга и крекинга с целью снижения содержания ароматических углеводородов и улучшения пусковых свойств товарных автобензинов. Тяжелый алкилат (фракция 170—240°C) используется как компонент дизельного топлива.

Процесс производства высокооктанового алкилата для компаундирования бензинов является в отечественной нефтеперерабатывающей промышленности наиболее отсталым в технологическом исполнении и совершенно недостаточным по мощности. В настоящее время в нефтепереработке России действуют 7 установок сернокислотного алкилирования устаревшей конструкции, 4 установки списаны по физическому износу. Действующие установки, созданные по зарубежным прототипам фирм Баджер и Келлог (по американской технологии начала 40-х годов), используют реакторы вертикального и каскадного типов. Катализатор — серная кислота — периодически срабатывается до концентрации 85%, после чего заменяется на свежую (98—100%). Образующийся при этом кислый гудрон вызывает существенные трудности в его регенерации и приводит к загрязнению окружающей среды. Последняя установка алкилирования типа "25—7" была введена в 1968 году.

Технологическая отсталость определяет разницу в производственных показателях (табл. 45) отечественных установок алкилирования и западных аналогов: единичные мощности установок в 10—25 раз меньше зарубежных, выход алкилбензина в 1,8 раз ниже, качество алкилбензина ниже, расход катализатора (серной кислоты) в 2 раза выше, энер-

Т а б л и ц а 45. Показатели технического уровня отечественных и зарубежных установок сернокислотного алкилирования

Показатели	Россия	США
1. Средняя мощность установок, тыс.т/год по алкилату	35—45	340
2. Максимальная мощность установок, тыс.т/год по алкилату	55	1350
3. Выход алкилбензина, % масс на сырье	54,2	91,0
4. Октановое число алкилата, пункты (по ММ)	90,5	93,5
5. Расход серной кислоты, кг/т алкилата	172,5	70—110 (10—12)*
6. Удельные энергозатраты, кг у.т./т алкилата	311,1	127,9

* Расход катализатора при регенерации серной кислоты на установках алкилирования. На отечественных предприятиях серная кислота регенерируется на отдельно стоящих установках (в Омске, Ярославле и Салавате).

гозатраты выше в 2,5 раза (хотя реакция идет с выделением тепла).

Необходимо отметить, что удельный вес технологий, использующих серную кислоту в нефтепереработке западных стран, не превышает 20%. Основное применение получило фтористоводородное алкилирование. Применение реакционного устройства специальной конструкции в этом процессе позволяет получать высокооктановый алкилат при минимальном соотношении изобутана к олефинам (при сернокислотном алкилировании оно должно поддерживаться в пределах от 4:1 до 10:1) и пониженных энергорасходах.

Изомеризация легких парафиновых углеводородов

Процесс изомеризации парафиновых углеводородов (C₄—C₆) предназначен для получения из узкой бензиновой фракции высокооктанового компонента автомобильных бензинов. В легкой прямогонной фракции, выделяемой на установках вторичной перегонки бензинов, содержится до 45% Н-пентана. Октановое число фракции — около 70 пунктов по моторному методу (ММ). В результате реакции изоме-

ризации Н-пентан более чем на половину превращается в изопентан, и октановое число сырья повышается до 80 пунктов (ММ).

Реакция образования изопентана обратима. Поэтому максимальный выход изомерных соединений (а, значит, и октановое число товарного продукта) зависит от применяемого катализатора, давления и температуры процесса.

Высокотемпературный процесс изомеризации ($t=300-400^{\circ}\text{C}$) связан с применением бифункциональных катализаторов, содержащих платину и палладий на окиси алюминия. Эти катализаторы обладают хорошей селективностью. Чтобы предотвратить разложение углеводородов и отложение кокса на катализаторе при таких температурах, процесс ведут в присутствии водорода при давлении 3—4 МПа. В этом процессе степень превращения сырья за один проход составляет 50—55%. Поэтому в процессе применяется рециркуляция изомеризата. При этом выход изопентана на превращенный Н-пентан составляет 96%.

В низкотемпературном процессе изомеризации пентана и гексана с использованием в качестве катализатора платинированной окиси алюминия, проматированной хлорорганическим соединением, при $t=130-140^{\circ}\text{C}$, давлении 3 МПа был достигнут выход изопентана из Н-пентана, равный 70% за один проход, т.е. без рециркуляции изомеризата.

Применение платиновых или палладиевых бифункциональных катализаторов предъявляет жесткие требования к качеству сырья и водородсодержащего газа, т.к. такие смеси, как окись углерода, кислород, влага, сернистые соединения, являются дезактиваторами катализатора. Поэтому необходима предварительная очистка и осушка сырья и водородсодержащего газа.

Практическое использование процесса изомеризации парафиновых углеводородов в отечественной нефтепереработке находится в еще более плачевном состоянии, чем процесс алкилирования. В сущности, можно говорить только о

3-х установках изомеризации, две из которых являются действующими (высокотемпературная изомеризация) и одна установка (низкотемпературная изомеризация) должна быть введена на Московском НПЗ. При этом одна из действующих установок — уже упомянутая реконструкция морально устаревшей установки каталитического риформинга Л-35-11/300 на НПЗ "Киришинефтеоргсинтез". Технические параметры установки изомеризации приведены в табл. 46.

Механизмы реакций каталитической изомеризации, каталитического алкилирования изобутана олефинами, равно

Т а б л и ц а 46. Показатели технического уровня отечественных и зарубежных установок изомеризации парафиновых углеводородов

Показатели	Россия		Зарубежные аналоги			
	высокотемпературная	низкотемпературная	ф.ЮОП за проход	ф.ВР за проход	ф.Шелл за проход	ф.Шелл с рециклом
1. Температура процесса, $^{\circ}\text{C}$	360—420	120—200	110—150	90—160	260	260
2. Давление, МПа	3,5	3,0	2,1—3,5	2,7	2,1	2,5
3. Степень превращения						
Н-пентана, % масс	51,3	н.д.	55,1	54,7	43,7	100
Н-гексана, % масс	40,0	н.д.	75,0	59,5	56,7	100
4. Выход изомеризата, % об.	75,0	98	99,0	99,0	98,0	97,0
5. Октановое число изомеризата, пункты (ММ)	89	88	85	84	82,1	90,7
6. Максимальная единичная мощность, тыс.т/год	150	н.д.	1400	1100	н.д.	650
7. Число эксплуатируемых установок	2	—	32	14	11	25

как и сформулированная в 1953 году Миллсом и экспериментально подтвержденная теория изомеризации парафинов над бифункциональными катализаторами, давно и хорошо известны отечественной науке. Имеются также отечественные оригинальные разработки (например, технология изомеризации парафинов легких фракций прямогонного бензина на цеолитном катализаторе, разработанная совместно НПО "Леннефтехим" и Французским институтом нефти. Тем не менее, доля процессов алкилирования и изомеризации в отечественной нефтепереработке в целом не превышает 0,5% мощности первичной переработки, в то время как в США доля этих процессов составляет 9%, а в Западной Европе — 6%. При ужесточении экологических требований к моторным топливам, которые ограничат долю риформата при компаундировании бензинов, недооценка необходимости существенного развития процессов алкилирования и изомеризации может негативно отразиться на качестве отечественных бензинов и их конкурентоспособности.

Производство метил-трет-бутилового эфира (МТБЭ)

К числу новых высокооктановых и одновременно кислородсодержащих добавок к моторному топливу относятся спирты, эфиры, получаемые из нефтяного сырья.

Сырьем для производства метил-трет-бутилового эфира являются метанол и фракция C₄ каталитического крекинга и пиролиза. Температура кипения метил-трет-бутилового эфира 55,2°, октановое число по моторному методу равно 102 пунктам. При добавлении МТБЭ в бензин в количестве 9—11% содержание кислорода в нем составит до 2% масс.

В настоящее время в мировой нефтеперерабатывающей промышленности действует более 80 установок по производству МТБЭ мощностью от 160 до 800 т/сутки. Среди этих установок нет ни одной отечественной. Новые проекты установок по производству МТБЭ предусматривают увели-

чение мощности до 1600—5000 т/сутки. Такие мощности не могут быть обеспечены изобутиленом с установок каталитического крекинга и пиролиза. Чтобы обеспечить изобутилен для мощных установок МТБЭ, необходимо вводить специальные мощности по дегидрированию изобутана, для чего будут широко использоваться ресурсы газового конденсата.

Рассмотренная группа технологий представляет процессы, повышающие качество моторных топлив для карбюраторных двигателей. Основные технические характеристики этих технологий для удобства сведены в табл. 47. Две из описанных в таблице технологий — каталитический риформинг и каталитическая изомеризация — в качестве обязательной составной части включают в себя процесс гидроочистки, рассматриваемый ниже.

Гидроочистка нефтяных дистиллятов

Гидроочистка нефтяных дистиллятов — каталитический процесс, применяемый для улучшения качества нефтепродуктов путем удаления сернистых, азотистых, кислородных, металлоорганических соединений. Гидроочистке подвергаются почти все нефтяные топлива, как прямогонные, так и вторичного происхождения: бензин, керосин, реактивное и дизельное топливо, вакуумный газойль. Процесс гидроочистки применяется также для облагораживания компонентов смазочных масел и парафинов.

В процессах гидроочистки дистиллятов применяют стационарные катализаторы — алюмокобальтмолибденовые (АКМ), алюмоникельмолибденовые (АНМ) и другие, обладающие высокой механической прочностью, устойчивостью к ядам и сохраняющие работоспособность без потери активности в течение 18—30 месяцев. Восстановление активности катализатора осуществляется выжигом отложений кокса и серы паро— или газовойздушной смесью. Обычно катализаторы гидроочистки выдерживают не менее трех ре-

Т а б л и ц а 47. Показатели технического уровня отечественных

Процессы и оборудование	Каталитический риформинг		
	Россия		Зарубежный аналог
	действующий	проект	
1. Максимальная мощность установок, тыс.т/год	300—10000	1200 по сырью	1000
2. Выход целевого продукта (катализата), %	83,4	86,6	90,4
	риформата в % масс на сырье		
3. Октаиовое число катализата, пункты (ММ)	82,3	90,0	94,0
4. Удельные энергозатраты, кг у.т./т	151,5	110,0	100,5
	кг у.т./т сырья		
5. Расход катализатора	периодическая регенерация катализатора		

генераций, что определяет общий срок службы катализатора до его замены в 30—50 месяцев.

Процесс гидроочистки осуществляют в интервале температур 325—425°C при давлении 3—7 МПа. На каждый 1 м³ сырья подают до 900 м³ водородсодержащего газа (содержание водорода 65—85% об.) Чем легче сырье, тем мягче условия процесса.

Нефтеперерабатывающая промышленность России обладает довольно большим парком установок гидроочистки 3-х поколений. Суммарная мощность установок 61,1 млн.т по сырью или 20,2% к мощности первичной переработки нефти. Последний показатель (т.е. доля гидроочистки) находится на уровне западных стран.

Отечественные установки гидроочистки в целом имеют удовлетворительные технические характеристики. Однако доля установок гидроочистки дизельных фракций, введен-

и зарубежных установок по повышению качества моторных топлив для карбюраторных двигателей

Серноокислотное алкилирование		Изомеризация парафиновых углеводородов			
Россия	США	Россия		Зарубежные аналоги	
		высокотемпературная	низкотемпературная	ф. ЮОП за проход	ф. Шелл с рециклом
55	1350	150	н.д.	1400	650
по алкилату		по изомеризату		по изомеризату	
54,2	91,0	75,5	98	99	97
алкилата в % масс на сырье		изомеризата в % объем.			
90,5	93,5	89	88	85	90,7
311,1	127,9	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
кг у.т./т алкилата					
172,9	70—110	периодическая регенерация катализатора			
<u>кг серной кислоты</u> т алкилата					

ных в эксплуатацию более 25 лет назад, превосходит 50%. И хотя до сих пор показатели их работы были неплохими и стабильными, предстоит большой ввод мощностей гидроочистки на замену морально и физически изношенных установок. В табл. 48 приведены производственные показатели отечественных установок гидроочистки дизельного топлива и керосина третьего поколения в сравнении с показателями аналога фирмы "Жекса", установленного на Ново-Уфимском НПЗ.

Остаточное содержание серы в целевых продуктах после гидроочистки зависит от требований, предъявляемых к данному продукту. В бензинах, направляемых на риформирование, содержание серы колеблется в пределах $1,2 \cdot 10^{-4}$ — $2 \cdot 10^{-6}$, в гидроочищенном реактивном топливе в пределах 0,002—0,005, в дизельном топливе — 0,02—0,5% масс.

Т а б л и ц а 48. Показатели технического уровня отечественных установок гидроочистки дизельного топлива и керосинов в сравнении с импортным аналогом

Показатели	Отечественные установки III поколения ЛК-6У с.300 ЛЧ-24/9х2РТ ЛЧ-24-2000 Л-24-8с	Установка фирмы Жекса, Ново-Уфимский НПЗ
1. Мощность установки, тыс.т по сырью	2000	2000
2. Годы ввода	1970—1988	1980
3. Применяемые катализаторы	ГКД-202, ГС-188, АКМ, АНМ+АКМ	н.д.
4. Выход гидрогенизата, % масс на сырье	97,4	97,5
5. Содержание серы в гидрогенизате, % масс	0,09—0,19	0,13
6. Глубина обессеривания, %	85,0	90,7
7. Удельные энергозатраты, кг у.т./т сырья	19,0	16,0

Оценка результатов сравнения

Мы рассмотрели технический уровень последовательности производств, которые составляют основу отечественной и мировой нефтеперерабатывающей промышленности. Именно эти производства дают не менее 80% продукции нефтеперерабатывающего комплекса.

За пределами исследования осталась группа процессов по производству смазочных масел, присадок к ним, сырья для нефтехимии и некоторых других нефтепродуктов. Для некоторых этих производств очень важны и перспективны приоритетные процессы, характеристики которых рассматривались (например, гидрокрекинг в производстве масел).

Сравнение технического уровня основных производств с достигнутым мировым уровнем показало, что отечественная нефтепереработка находится в кризисном состоянии: некоторые производства, при этом наиболее важные для пер-

спектив развития, по существу отсутствуют, т.к. не имеется отечественных технологий. Примером таких производств является гидрокрекинг вакуумного газойля при высоких давлениях (15 МПа), производство МТБЭ и других кислородсодержащих добавок к автомобильным бензинам. Другие производства имеют низкие технические показатели из-за того, что осуществляются по устаревшим технологиям и нередко на физически изношенных установках. Такими производствами являются каталитический крекинг вакуумных газойлей, риформинг и, особенно, сернокислотное алкилирование.

Совершенно очевидно, что, если в пору "большой нефти" можно было в течение некоторого времени выживать за счет экстенсивного наращивания мощностей, то в настоящем и ближайшем будущем отечественная нефтепереработка сможет выжить только на основе глубокой качественной реконструкции.

Нефтеперерабатывающая промышленность западных стран прошла значительный отрезок по пути реконструкции и модернизации. С начала 70-х годов западными и японскими фирмами были разработаны десятки процессов, позволяющих практически полностью перерабатывать нефтяное сырье любого качества. Отнюдь не все из них получили распространение, главным образом по причине огромных капиталовложений и высоких эксплуатационных затрат, что, начиная с середины 80-х годов, стало неприемлемым. Однако мировой опыт дает достаточно ясное представление об основных направлениях научно-технического прогресса в нефтепереработке, областях приоритетных НИОКР и технологических решений. Эти направления актуальны для России.

Первое направление. Разработка и внедрение в производство катализаторов для всех деструктивных процессов, использующих дистиллятное сырье, удовлетворяющих следующим требованиям: высокая крекирующая способность, высокая селективность, стабильность, механическая прочность

и, для гидрогенизационных процессов, устойчивость к отравляющему воздействию сероводорода и аммиака. В наибольшей степени этим требованиям отвечают цеолитсодержащие катализаторы, однако возможно и совершенствование аморфных катализаторов.

Второе направление. Модернизация аппаратурного оформления процессов с целью максимальной реализации преимуществ новых катализаторов. Новые аппараты должны обеспечивать оптимальные поверхность и время контактирования сырья и катализатора в зависимости от активности катализатора и свойств сырья. Примером такой модернизации является наличие лифт-реактора в каталитическом крекинге-флюид.

Третье направление. Выбор схем и параметров процесса регенерации катализаторов, а также конструкций регенераторов. Целевыми задачами в этом направлении являются увеличение срока службы катализатора при одновременном поддержании его высокой активности, что обеспечивается низким содержанием кокса на регенерированном катализаторе. Перспективным решением является высокотемпературная регенерация цеолитсодержащих катализаторов, которая позволяет увеличить выход целевых продуктов, уменьшить кратность циркуляции катализатора и увеличить энергоэффективность всего процесса ККФ.

Четвертое направление. Для деструктивных процессов, использующих остаточное нефтяное сырье, к перечисленным выше требованиям к катализаторам (см. первое направление) добавляется еще требование повышенной устойчивости к отравлению тяжелыми металлами (никелем и ванадием). Представляет интерес использование для гидрогенизационных процессов переработки тяжелых остатков дешевых одноразовых, т.е. не подлежащих регенерации, катализаторов (например, измельченного угля, пропитанного раствором сульфата железа, как в процессе Кеннет-Канада).

Одновременно в схему глубокой переработки нефтяных остатков включаются процессы предварительного облагора-

живания сырья — процессы деасфальтизации и деметаллизации.

Пятое направление. Использование избыточных мощностей гидроочистки для глубокой переработки дистиллятного сырья в режиме легкого гидрокрекинга (ЛГК) или установок гидрообессеривания для переработки остаточного сырья также в режиме ЛГК за счет небольшой реконструкции установок (как правило, силами заводских специалистов) с целью уменьшения единовременных капиталовложений в углубляющие процессы при реконструкции НПЗ. Разработка в этих целях типовых проектов реконструкции не только установок гидроочистки, но также реконструкции установок каталитического крекинга с дооборудованием их блоками гидрофайнинга бензина для очистки от серы и сближения значений ИОЧ и МОЧ, а также установок термического крекинга для производства МТБЭ и других кислородсодержащих высокооктановых компонентов бензина на НПЗ, располагающем сырьем для них.

Шестое направление. Разработка оптимальных схем переработки нефти, подбор и комбинация процессов на НПЗ в зависимости от характера сырья, ассортимента и качества целевых продуктов, требований к гибкости процессов, размеров капиталовложений, сроков строительства, эксплуатационных расходов и рентабельности производства.

5.2. Новые приоритеты НТП в производстве автомобильных бензинов

Целью заключительного раздела главы является попытка уловить "дух времени", т.е. определить направление вектора грядущих перемен в структуре производства важнейшей группы нефтепродуктов — автомобильных бензинов — и, следовательно, сосредоточить внимание специалистов на перспективных научно-технических приоритетах. При этом мы остаемся в рамках решения народнохозяйственных про-

блем обеспечения страны моторным топливом и поддержания необходимого уровня экспорта энергоресурсов из страны.

**Факторы, определяющие
будущие технологические
приоритеты
в производстве
автобензинов**

Принятые в 1990 году в США дополнения к Закону о чистом воздухе, устанавливающие новые жесткие требования к качеству моторных топлив, отозвались соответствующими изменениями в эко-

логическом законодательстве стран Западной Европы, Японии и других стран. Совокупность новых требований к качественному составу автомобильных бензинов породила понятие "экологически чистых" автобензинов, получивших название реформулированных бензинов или бензинов модернизированного состава.

В разделе 2.4 были приведены основные нормативы качества топливных нефтепродуктов (моторных, реактивных топлив и котельно-печного топлива). Напомним нормативы реформулированных автобензинов: содержание серы в % (масс) 0,00015 — 0,005, суммарное содержание ароматики в % (об) 25 — 30, в том числе бензола не более 1%, содержание кислорода в % (масс) — не менее 2,5, дорожное октановое число должно рассматриваться по формуле $(\text{ИОЧ} + \text{МОЧ}) / 2 = 90 \div 92$.

В настоящее время в западных странах и Японии определяются сроки и условия перехода к использованию, и, следовательно, производству моторных топлив, удовлетворяющих новым требованиям, в том числе и реформулированного бензина. Чтобы понять, какие именно процессы в будущем могут получить преимущественное развитие и какой путь предстоит пройти западной и, особенно, отечественной нефтеперерабатывающей промышленности для производства конкурентоспособной продукции как на внутреннем, так и на внешних рынках, сравним составы бензинового фонда России и США 1994 года и состав бензинового

фонда США при переходе на использование (производство) реформулированных автобензинов (табл. 49).

Т а б л и ц а 49. Состав бензинового фонда России и США в 1994 г. и ожидаемый состав бензинового фонда США при переходе на использование реформулированных автобензинов [% вес]

Показатели	Россия	США	
		традиционный бензин	реформулированный бензин
Бензин риформинга	49,1	41,9	25,9
Бензин каталитического крекинга	14,4	33,5	28,7
Бензин термического крекинга и коксования	1,6	—	—
Бензин гидрокрекинга	—	1,9	3,5
Алкилат	1,6	10,4	17,6
Изомеризат	—	4,7	10,1
Газовый бензин	3,9	4,4	2,9
Эфиры (МТБЭ)	—	3,4	11,3
Прямогонный бензин	25,0	—	—
Бензин рафинат, пиробензин, ароматические углеводороды C ₄	4,3	—	—
Итого	100,0	100,0	100,0

Как видно из данных, приведенных в таблице, доля бензина риформинга будет заметно сокращаться, поскольку содержание ароматических углеводородов (особенно бензола) должно быть ограничено по причине образования нагара в двигателях и тяжелых канцерогенов в выхлопных газах. Для России доля риформата должна быть сокращена почти в два раза.

Все более жесткие требования к чувствительности (разности между октановыми числами по исследовательскому и

моторному методам) бензинов положат предел использованию бензинов каталитического крекинга, бензинов-рафинатов, пиробензинов. Правда, на продукцию установок каталитического крекинга, дополненных блоком гидрофайнинга, это ограничение не будет распространяться.

Преимущественное развитие должны получить процессы алкилирования, изомеризации и производства МТБЭ или других кислородсодержащих высокооктановых компонентов бензина. Для отечественной переработки развитие этих производств начинается почти с нулевого уровня.

Таким образом, доводка качества российских автобензинов до уровня требований мирового рынка к реформулированным бензинам с повышением их выхода на нефть требует существенного совершенствования технологии их производства не только в части углубляющих процессов, но и в части облагораживающих. Направления приоритетных НИОКР, приоритетные области технологий и технических средств в основном совпадают с перечисленными в конце раздела 5.1: новые высокоэффективные катализаторы, способы и режимы их регенерации, аппаратура процесса, получение и подготовка сырья.

Следует подчеркнуть, что в стране имеются необходимые научные кадры, знания, заделы и даже готовые разработки. Найдутся и необходимые производственные мощности для их реализации. Отсутствует пока механизм воздействия со стороны государственных органов на хозяйствующие в этой области субъекты: нефтяные компании и другие организации — который бы сделал экономически необходимым объединение усилий и ресурсов всех структур с целью собрать разрозненные звенья в единую эффективно функционирующую систему.

Глава 6. ФОРМИРОВАНИЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ (ИННОВАЦИОННОЙ) ПОЛИТИКИ

Государственная научно-техническая политика

Федеральный закон "О науке и государственной научно-технической политике" от 12 июля 1996 г. трактует государственную научно-техническую политику как составную часть социально-экономической политики России, которая выражает отношение государства к научной и научно-технической деятельности, определяет цели, направления, формы деятельности органов государственной власти Российской Федерации в области науки, техники и реализации достижений науки и техники в народном хозяйстве.

В числе основных целей и принципов государственной научно-технической политики Закон рассматривает:

- эффективное использование научно-технического потенциала,
- увеличение вклада науки и техники в развитие экономики государства,
- реализацию важнейших социальных задач, обеспечение прогрессивных структурных преобразований в области материального производства, повышение его эффективности и конкурентоспособности продукции, улучшение экологической обстановки.

Порядок формирования государственной научно-технической политики предусматривает:

- проведение научно-технического прогнозирования,
- выбор приоритетных направлений развития науки и техники,
- разработку рекомендаций и предложений по реализации научно-технических проектов и программ, по использованию достижений науки и техники.

- *Целевой контракт* — договор (соглашение), служащий правовой и экономической базой механизма реализации инновационного проекта. Обеспечивает интеграцию, согласование целей и интересов основных участников проекта: заказчика (инвестора), разработчика и потребителя новых технологий.
- *Консалтинговая деятельность* — работа по аналитическому сопровождению управления проектами, включающая:
 - экспертизу и отбор проектов, НИОКР;
 - углубленное обоснование их эффективности и жизнеспособности;
 - формирование целевых контрактов;
 - решение текущих задач по управлению НТП.
 Консалтинговая деятельность осуществляется на договорной основе привлекаемой аналитической группой с участием сотрудников фирмы, компании, ведомства.
- *Технология* — любой процесс преобразования физических материалов, энергии, труда, информации для получения желаемых продуктов или услуг.
- *Критические факторы развития* — совокупность обстоятельств, оказывающих крайне негативное влияние на характер функционирования компании. В качестве критических факторов могут выступать социально-экономические и научно-технические проблемы, проблемы ресурсного и технологического обеспечения производства и др. Без устранения критических факторов становится невозможным эффективное развитие компании.
- *Процедура* — предписание относительно того, каков порядок действий при подготовке конкретного мероприятия или решения управленческой задачи.
- *Управленческий процесс* — аспект деятельности, перекрывающий и связывающий четыре основные функции: планирование, организация, мотивация и контроль.

Литература

1. International Energy Outlook 1992. DOE/IEA - 0484(2)
2. Energy Policies of IEA countries. 1994 Review. OCDE Paris 1995
3. Гудков Е. Битва за черное золото // Россия XXI век. 1993. № 6.
4. Шершун В.С., Бирнштейн Н.Я., Санто К.И. Анализ мировых цен на нефть за период 1990—1994 гг. // Экономика и управление нефтегазовой промышленностью. 1995. № 1.
5. Brandin D.N., Harisin M.A. The technology war: A case for competitiveness. N.Y., etc: Wiley, 1987, VII.
6. Топливо-энергетический комплекс СССР, 1980 г. М. 1981.
7. Энергетическая стратегия России. Основные положения. М. 1995.
9. Шафраник Ю.К. Новая энергетическая политика России // Энергетическая политика. 1995. № 2.
8. Троицкий А.А. Роль топливно-экономического комплекса в экономике России // Энергетическая политика. 1995. № 2.
10. Колчин С. От социалистического соревнования к капиталистической конкуренции // Нефть и капитал. 1996. № 4.
11. Кочетков А., Носов И. Не думай об издержках сырья // Нефть и капитал. 1996. № 4.
12. Виноцкий М.М. и др. Научно-техническая политика развития нефтедобычи и механизм ее реализации. М.: ВНИИОЭНГ, 1992.
13. Мандрик И. Прошло время "сливки" // Нефть России. 1996. № 3—4.
14. Виноцкий М.М., Соловьянов А.А., Макаров А.А., Курашев В.Д., Александровская Н.Д. Управление научно-техническим прогрессом в ТЭК. Новая концепция. М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
15. Александровская Н.Д., Арянин А.Н., Кобяков А.Б., Молодцов С.Д. Сравнительный анализ приоритетов энергетической и научно-технической политики США, стран ЕЭС и Японии. М.: ВНИИОЭНГ, 1994.

16. Александровская Н.Д., Веницкий М.М. Зарубежный опыт управления научно-технической политикой и организации государственной поддержки приоритетных НИОКР в области энергетики // Экономика и управление нефтегазовой промышленностью. 1995. № 2,
17. Александровская Н.Д., Веницкий М.М., Соловьянов А.А. Общие контуры структур и функций государственного управления энергетикой в западных странах // Экономика и управление нефтегазовой промышленностью. 1995. № 9.
18. Макаров А.А., Соловьянов А.А., Веницкий М.М., Александровская Н.Д. ТЭК: приоритеты научно-технического развития // Экономист. 1996. № 4.
19. Кореляков Л.В. Современное состояние технического уровня и перспективы развития нефтеперерабатывающей промышленности России. М.: ЦНИИТЭНефтехим. 1995.
20. Ю.В.Вадецкий и др. Научно-технический прогресс в нефтяном производстве. М.: ВНИИОЭНГ, 1996.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	3
Г л а в а 1. НЕФТЬ КАК ВАЖНЕЙШИЙ ФАКТОР ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ В 70—90 ГОДЫ	
1.1. Уроки нефтяных кризисов и реакция стран — экономических лидеров	6
1.2. Контроль западных стран над мировым рынком нефти	15
1.3. Топливо-энергетический комплекс СССР и России в 70—90 годы	19
1.4. Задачи новой энергетической политики	35
Г л а в а 2. СТАРТОВЫЕ УСЛОВИЯ И ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	
2.1. Некоторые методические особенности прогнозирования	40
2.2. Сырьевая база нефтяной промышленности	44
2.3. Сценарии развития нефтедобычи	56
2.4. Перспективы развития нефтеперерабатывающей промышленности России	64
Г л а в а 3. ПРИОРИТЕТЫ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	
3.1. Основные принципы и подходы к отбору приоритетов НТП	90
3.2. Межотраслевые народнохозяйственные проблемы ТЭК и целевые ориентиры научно-технического развития нефтяной промышленности	98
3.3. Приоритетные научно-технические проблемы нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности	108

Глава 4. ПРИОРИТЕТНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА НЕФТЕДОБЫЧИ	129
4.1. Возможности научно-технического прогресса	129
4.2. Характеристики критически важных технологий в нефтедобыче	140
4.3. Сопоставление коммерческой эффективности критически важных технологий в различных экономических условиях	165
Глава 5. ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ПРОИЗВОДСТВ И ПРОЦЕССОВ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	177
5.1. Показатели развития основных производств нефтепереработки и их сопоставление с мировым уровнем производств-аналогов	180
5.2. Новые приоритеты НТП в производстве автомобильных бензинов	203
Глава 6. ФОРМИРОВАНИЕ НАУЧНО- ТЕХНИЧЕСКОЙ (ИННОВАЦИОННОЙ) ПОЛИТИКИ	207
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	227
ГЛОССАРИЙ	230
Литература	235

Нефтяная промышленность Приоритеты научно-технического развития

Редактор *Н.И.Михайлова*
Компьютерная верстка *В.В.Семенов*
Компьютерная графика *Н.В.Морозова*

ЛР № 060178 от 25.10.96 г.

Подписано в печать 28.11.96 г. Формат 60х90/16.
Бумага офсетная № 1. Гарнитура "Таймс". Печать офсетная.
Усл.-печ.л. 14,28. Уч.-изд.л. 14,82.
Тираж 3500 экз. Заказ 653.

ООО "Рарог", 125040, Москва, Ленинградский пр-т, 2а

Отпечатано с готовых диапозитивов в типографии
ОАО "Внешторгиздат", 127576, Москва, Илимская ул., 7