

# Российские НПЗ: выживут не все

Владимир Галкин, исполнительный директор-руководитель проекта по преобразованиям и операционным улучшениям ОАО «Газпромнефть-МНПЗ»



Производство ОАО «Газпромнефть-МНПЗ»

**Н**ачиная с 2008 года, в законодательство РФ вводятся изменения, которые требуют от нефтяных компаний проведения масштабной поэтапной реконструкции нефтеперерабатывающих заводов. В настоящее время в России имеется 22 крупных НПЗ с переработкой нефти более 4 млн т в год, 8 средних НПЗ мощностью от 1 до 4 млн т в год и более 200 малых НПЗ мощностью значительно менее 1 млн т в год. Все они должны быть модернизированы или закрыты. Именно поэтому рассмотрение параметров технико-экономической оптимизации, которые необходимо учитывать при модернизации

НПЗ (особенно малой и средней мощности), крайне актуально.

## Изменение законодательства РФ

27 февраля 2008 года постановлением Правительства Российской Федерации № 118 введен в действие технический регламент «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», что повлекло за собой изменения в нефтяной промышленности страны. Установление ограничений по качеству топлив, потребляемых на территории России, и сроков

перехода на топлива более высокого качества побудило отечественные нефтяные компании пересмотреть программы развития нефтеперерабатывающих заводов и начать их реконструкцию.

Следующим шагом со стороны правительства России по стимулированию модернизации нефтеперерабатывающих мощностей стало введение новых экспортных пошлин на нефтепродукты. С октября 2011 года введена пошлина в размере 66 % от уровня пошлин на нефть для темных нефтепродуктов, а с 2015 года данная пошлина составит 100 %. Изменены и ставки акцизов на моторные топлива: увеличены ставки на топлива низкого класса и сниже-

Таблица 1. Материальный баланс выбранных схем переработки нефти

Наименование	Бензиновая		Дизельная		Нефтехимическая	
	Основной вариант	Подвариант 1А	Основной вариант	Подвариант 2А	Основной вариант	Подвариант 3А
СУГ	4,9	3,3	2,4	2,4	9,0	9,9
Сырье пиролиза	–	–	4,7	7,9	2,3	–
А-95	28,7	26,7	–	–	10,1	10,3
А-92	3,0	2,1	–	–	–	–
Ароматические углеводороды	–	–	–	7,4	3,3	4,0
Риформат	–	–	10,5	–	–	–
МТБЭ, ТАМЭ, алкилат	–	4,1	–	–	6,3	7,0
Керосин	8,3	8,8	27,4	27,4	12,1	12,1
ДТ	27,7	27,7	29,8	29,8	27,5	27,5
Котельное топливо	18,2	18,2	18,0	18,0	17,5	17,6
Битумы	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Сера	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Топливо + потери	4,3	4,8	3,0	2,9	7,1	7,4

ны ставки на топлива более высокого класса. Кроме того, введены ограничения по подключению проектируемых, строящихся и реконструируемых НПЗ к магистральным нефтепроводам и нефтепроводам. Глубина переработки нефти должна быть не менее 70 %.

Согласно проведенным расчетам Минэнерго РФ, вышеуказанные изменения должны способствовать инвестициям в развитие вторичных процессов переработки нефти вертикально интегрированными нефтяными компаниями. Ожидаемый объем инвестиций по данным Минэнерго в модернизацию отрасли в период 2011–2015 год составит 1 трлн рублей. В то же время изменение законодательства будет приводить к экономической нецелесообразности нетехнологичных, экспортноориентированных заводов и мини-НПЗ, а недостаточная капиталоемкость бизнеса последних в среднесрочной перспективе будет способствовать их закрытию.

Как повлияют изменения законодательства на рентабельность НПЗ, особенно малых и средних? Какой должна быть минимальная мощность, чтобы завод сохранил рентабельность и смог окупить инвестиции на реконструкцию в приемлемые сроки при выполнении

требований к качеству топлива? Каков минимальный уровень инвестиций необходимый для реконструкции малых и средних НПЗ? Получить ответы на поставленные вопросы возможно только при анализе типовых схем переработки нефти.

### Исходные данные

При проведении анализа логично рассмотреть три основные схемы переработки нефти:

- бензиновая, на базе процесса каталитического крекинга (1),
- дизельная, на базе гидрокрекинга ВГО (2),
- нефтехимическая, направленная на максимальную выработку сырья для нефтехимии, основанная на базе FCC с максимальным выходом олефинов C<sub>3</sub>–C<sub>4</sub> (3).

При проведении расчетов целесообразно рассмотреть подварианты, направленные на повышение эффективности выбранных схем.

Расчеты по вышеуказанным вариантам были выполнены для схем производительностью от 1 до 10 млн т в год с интервалом 1 млн т. Данный подход позволяет наглядно показать тенденции по изменению экономической эффективности для малых, средних и крупных НПЗ. Материальный баланс для выбранных схем представлен в таблице 1.

Технологическая схема должна включать процессы, необходимые для минимизации инвестиций в проект, и обеспечивать выпуск моторных топ-

### С октября 2011 года экспортная пошлина на темные нефтепродукты составляет 66 % от уровня пошлины на нефть, с 2015 года она достигнет 100 %.

лив класса 5. Варианты схем, в которых комбинируется несколько процессов, перерабатывающих одно и то же сырье (например, установки каткрекинга и гидрокрекинга ВГО), не рассматривались, так как из-за высокого уровня требуемых инвестиций для малых и средних НПЗ они практически не могут быть использованы. Выбранные для анализа схемы являются, можно сказать, «эталонными» и в дальнейшем могут использоваться для разработки оптимальных схем переработки нефти для

Рис. 1. Принципиальная технологическая схема бензинового варианта

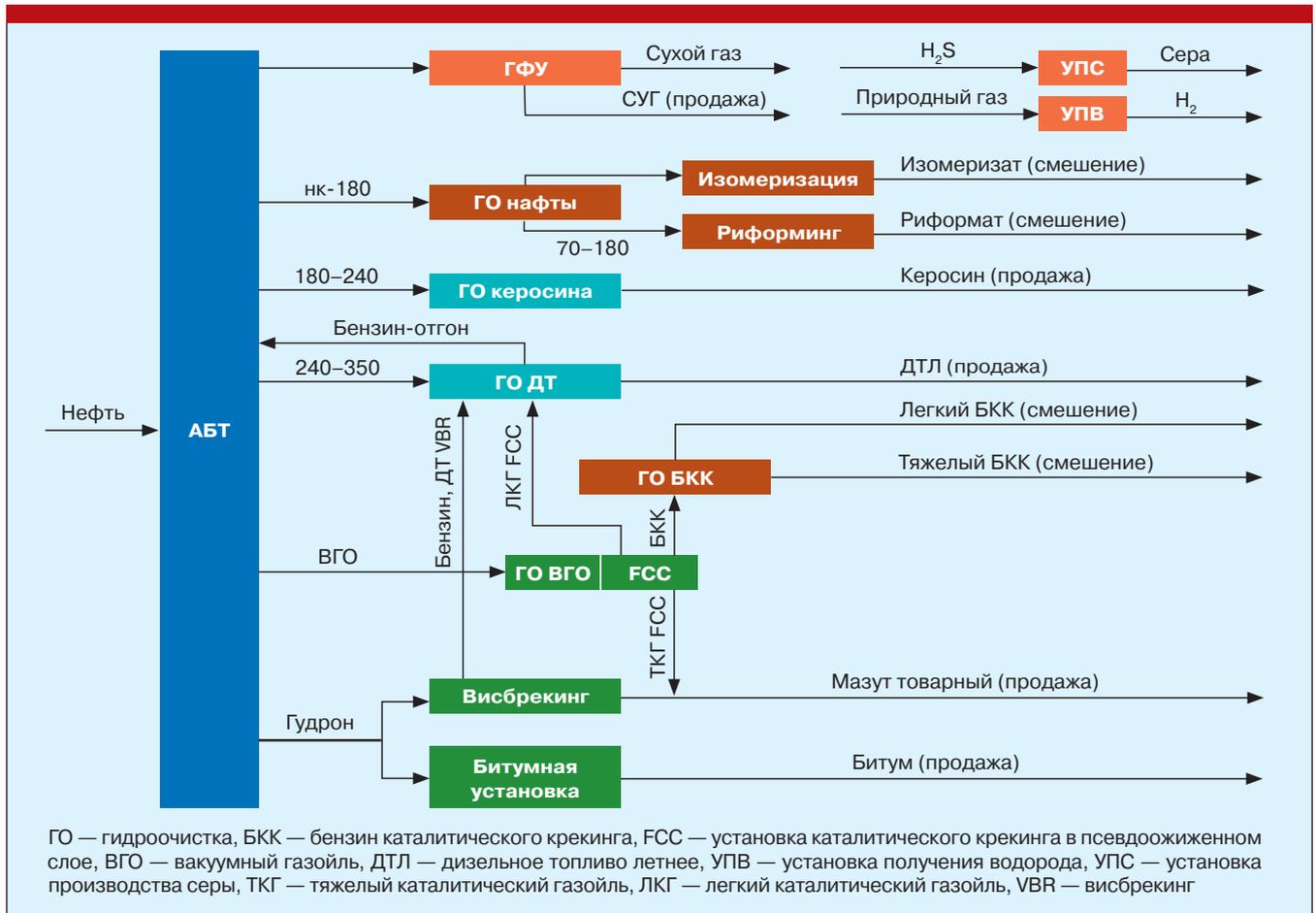
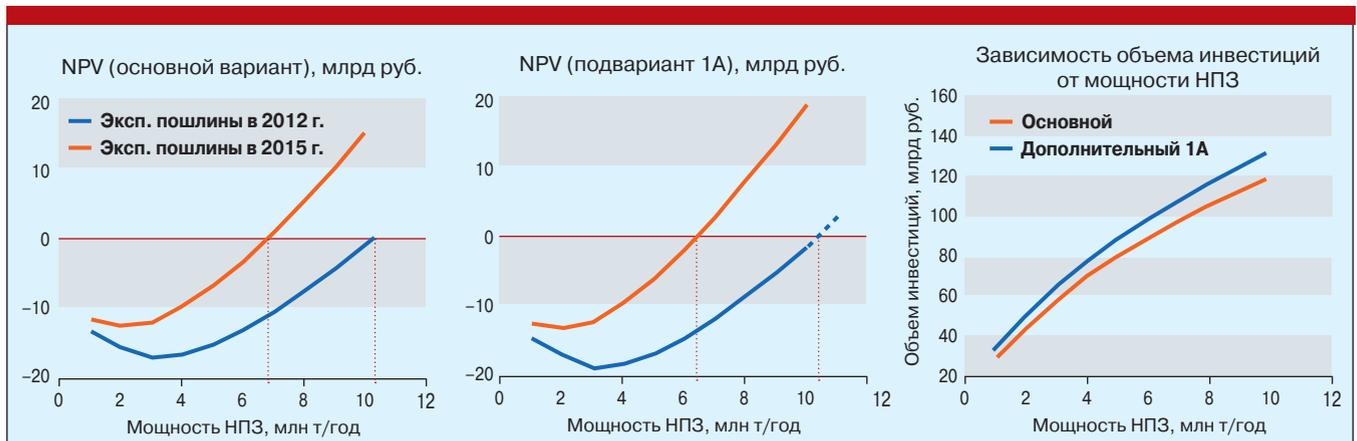


Таблица 2. Основные показатели эффективности бензинового варианта

Показатели	Основной вариант	Подвариант 1А
Глубина переработки, %	76	76
Выход светлых нефтепродуктов, %	67	71
<i>Точка безубыточности, тыс. т/год</i>		
в ценах 2012 года	710	710
в ценах 2015 года	990	980

Рис. 2. NPV и объем инвестиций бензинового варианта





В Европе пятый евростандарт на бензин принят с 2009 года. В России планируется перейти на топливо не ниже стандарта Евро-5 с 1 января 2016 года

Реконструкция малых и средних НПЗ РФ будет сопоставима со строительством новых НПЗ

крупных НПЗ путем комбинирования. Все схемы включают в себя установки висбрекинга и битумные установки, соотношение производительностей которых определено согласно средним данным по НПЗ России.

В технологических схемах данных модельных заводов используются типовые процессы переработки нефти, которые включены в перспективные схемы их реконструкции до 2020 года. Ассортимент автомобильных бензинов включает только марки А-92 и А-95. Во всех вариантах предусматривается покупка МТБЭ со стороны, если это необходимо для достижения требований класса 5, а также экономически целесообразно. Выработка керосина принимается максимально воз-

Расчет инвестиционных затрат на строительство установок выполнен на основе доступной информации, а также данных полученных от компаний KBC и CLG. Пересчет инвестиций для различной производительности осуществлялся по формуле:

$$И = Иа \times (П / Па)^{0,6}$$

где *И* — расчетный объем инвестиций для установки с производительностью *П*, *Иа* и *Па* — соответственно известные инвестиции и производительность установок, принятой в качестве аналога.

Затраты на строительство вспомогательных, энергетических объектов, объектов общезаводского хозяйства (ОЗХ), расхо-

строительство установок осуществляется комплексно.

### Критерии оптимизации

В качестве основных критериев оценки работы НПЗ приняты:

Технические характеристики:

- глубина переработки нефти;
- выход светлых нефтепродуктов;

Экономические характеристики:

- точка безубыточности, которая показывает, при какой мощности маржа переработки (выручка от продаж за вычетом переменных затрат) будет выше уровня условно-постоянных затрат (т. е. при превышении какой мощности выбранная схема НПЗ будет иметь прибыль). При высоких инвестиционных вложениях на реконструкцию НПЗ амортизационные отчисления будут иметь высокую долю в структуре постоянных затрат;
- чистый дисконтированный доход (NPV), который характеризует окупаемость инвестиций в реконструкцию НПЗ. Если NPV на горизонте планирования 15 лет больше нуля, то инвестиции окупаемы.

Все технологические схемы смоделированы и оптимизированы в электронных таблицах MS Excel. Адекватность разработанных моделей подтверждена с использованием программы RPMS компании «Хоневел».

### Сравнительный анализ

#### Бензиновый вариант

Данная схема позволяет достигать глубины переработки нефти на уров-

### Изменения в законодательстве РФ приведут к экономической нецелесообразности мини-НПЗ, а в среднесрочной перспективе — к их закрытию.

можной, при этом для упрощения расчетов в модель не включено производство зимнего дизельного топлива, которое при необходимости может быть получено путем смешения керосина с летним дизельным топливом. Качество нефти принято на уровне URALS с содержанием серы и светлых нефтепродуктов 1,4% и 47% соответственно. Экспортные пошлины приняты в соответствии с действующим законодательством РФ. Цена на нефть — на уровне 90 долларов за баррель.

#### Методика расчета

Анализ схем выполнялся в два этапа. На первом этапе не рассматривалась вариативность процессов переработки гудрона.

ды по организации строительства приняты на уровне 70% от стоимости основных технологических установок. Такой уровень затрат соответствует строительству нового НПЗ. В случае если НПЗ уже имеет развитую инфраструктуру, то данный коэффициент может быть ниже. Однако, учитывая технологические схемы малых и средних НПЗ РФ, их реконструкция будет сопоставима со строительством новых НПЗ, и вышеуказанный коэффициент может быть применен на данном уровне.

Операционные затраты рассчитывались, исходя из фактических данных работы установок на НПЗ ОАО «Газпромнефть», а также справочных данных. С целью минимизации операционных и инвестиционных затрат принято, что



Дизельное топливо используется гораздо шире, поэтому при минимальных затратах приносит большую прибыль

не 76 %, выхода светлых нефтепродуктов — на уровне 67 %. Одним из основных недостатков данной схемы является наличие бензола и общей ароматики в бензиновом пуле. Выполнение требований по содержанию ароматики в бензине возможно только при условии наличия МТБЭ или алкилата (в бензиновом варианте рассматривалась закупка МТБЭ как более доступного на рынке компонента) или дополнительного их производства из собственных бутенов.

### После ввода новых пошлин на темные нефтепродукты окупаемость инвестиций достигается только при мощности завода более 8,8 млн т в год.

Дополнительно разработан подвариант, который включает установку серноокислотного алкилирования, МТБЭ, ТАМЭ (1А). Включение данных установок позволяет обеспечить производство бензинов с показателями по содержанию бензола и ароматики, удовлетворяющих топливу класса 5, без закупки МТБЭ или алкилата со стороны. Однако это приводит к увеличению инвестиций в реконструкцию НПЗ на 11 %. Основные показатели эффективности бензиновой схемы и дополнительного подварианта представлены в таблице 2 и на рисунке 2.

Объем инвестиций на реконструкцию НПЗ по бензиновому варианту оценивается в 125,2 млрд рублей для НПЗ мощностью 10 млн т в год. Мощность безубыточного бензинового варианта составляет 0,71 млн т в год в ценах 2012 года и 0,99 млн т в год в ценах 2015 года. Окупаемость инвестиций после ввода новых пошлин на темные нефтепродукты

достигается только при мощности завода более 10,2 млн т в год, но при существующем уровне пошлин окупаемыми являются варианты с переработкой нефти от 6,8 млн т в год.

#### Дизельный вариант

Дизельная схема позволяет достигать глубины переработки на уровне 79 %, выход светлых нефтепродуктов при этом составляет 72 %. Данные показатели выше, чем для бензиновой схемы за счет меньшего

количества неконвертированного остатка на установке гидрокрекинга ВГО по сравнению с установкой FCC. В основе схемы лежит установка гидрокрекинга ВГО с максимальной выработкой средних дистиллятов и уровнем конверсии 95 %.

Выбранная для анализа дизельная схема переработки нефти (с учетом выработки бензина с установки гидрокрекинга) не позволяет производить бензины класса 5 по содержанию ароматических углеводородов, бензола и давлению насыщенных паров из компонентов, вырабатываемых на НПЗ. Учитывая, что для доведения получаемого бензинового пула до требований класса 5 требуется закупка большого количества компонентов с низким содержанием ароматических углеводородов (алкилат, ТАМЭ, МТБЭ и др.), было сделано предположение по исключению производства автомобильных бензинов в данном варианте. При этом фракция НК-62 продается как

сырье пиролиза, а фракция 62–140 направляется на переработку на установку риформинга с последующей продажей риформата как сырья для производства ароматических углеводородов. Такой подход позволяет повысить эффективность схемы переработки нефти за счет снижения производства прямогонного бензина, а также уменьшения мощности водородной установки и, соответственно, снижения эксплуатационных затрат на производство водорода.

Учитывая, что риформат не является на рынке широко распространенным продуктом, был разработан дополнительный подвариант с производством ароматических углеводородов бензола, толуола, ксилолов (2А). При этом объем инвестиций в реконструкцию НПЗ возрастает на 7 % (по отношению к основному дизельному варианту).

Основные показатели эффективности дизельного варианта и подварианта 2А представлены в таблице 3 и на рисунке 4.

Объем инвестиций на реконструкцию НПЗ по дизельному варианту оценивается в 112,6 млрд рублей для НПЗ мощностью 10 млн т в год.

Точка безубыточности дизельного варианта составляет 0,63 млн т в год в ценах 2012 года и 0,87 млн т в год в ценах 2015 года. Окупаемость инвестиций после ввода новых пошлин на темные нефтепродукты достигается только при мощности завода более 8,8 млн т в год, но при существующем уровне пошлин окупаемыми являются варианты с переработкой нефти от 5 млн т в год.

#### Нефтехимический вариант

Принципиальная технологическая схема нефтехимического варианта с минимальными инвестициями базируется на процессе каталитического крекинга с глубокой конверсией и высоким выходом легких олефинов  $C_3-C_4$ , а также на процессе риформинга фракции 62–140 для производства ароматических углеводородов. Схема позволяет достигать глубины переработки на уровне 75 %, выхода светлых нефтепродуктов — 65 %. Основными проблемами в такой схеме являются низкая плотность бензинового пула (из-за выделения ароматических углеводородов) и получение низкооктанового бензина-рафината, образующегося после экстракции ароматики. Проблема низкой плотности бензина была решена за счет вовлечения толуола в смешение бензинов, а проблема низкооктанового бензина-рафината за счет его продажи в виде нефраса.

Учитывая, что рынок нефраса ограничен, дополнительно был разработан подвариант, в котором бензин-рафинат направляется на установку каталитического крекинга (3А). Возможность использования с данным случае установки

Рис. 3. Принципиальная технологическая схема дизельного варианта

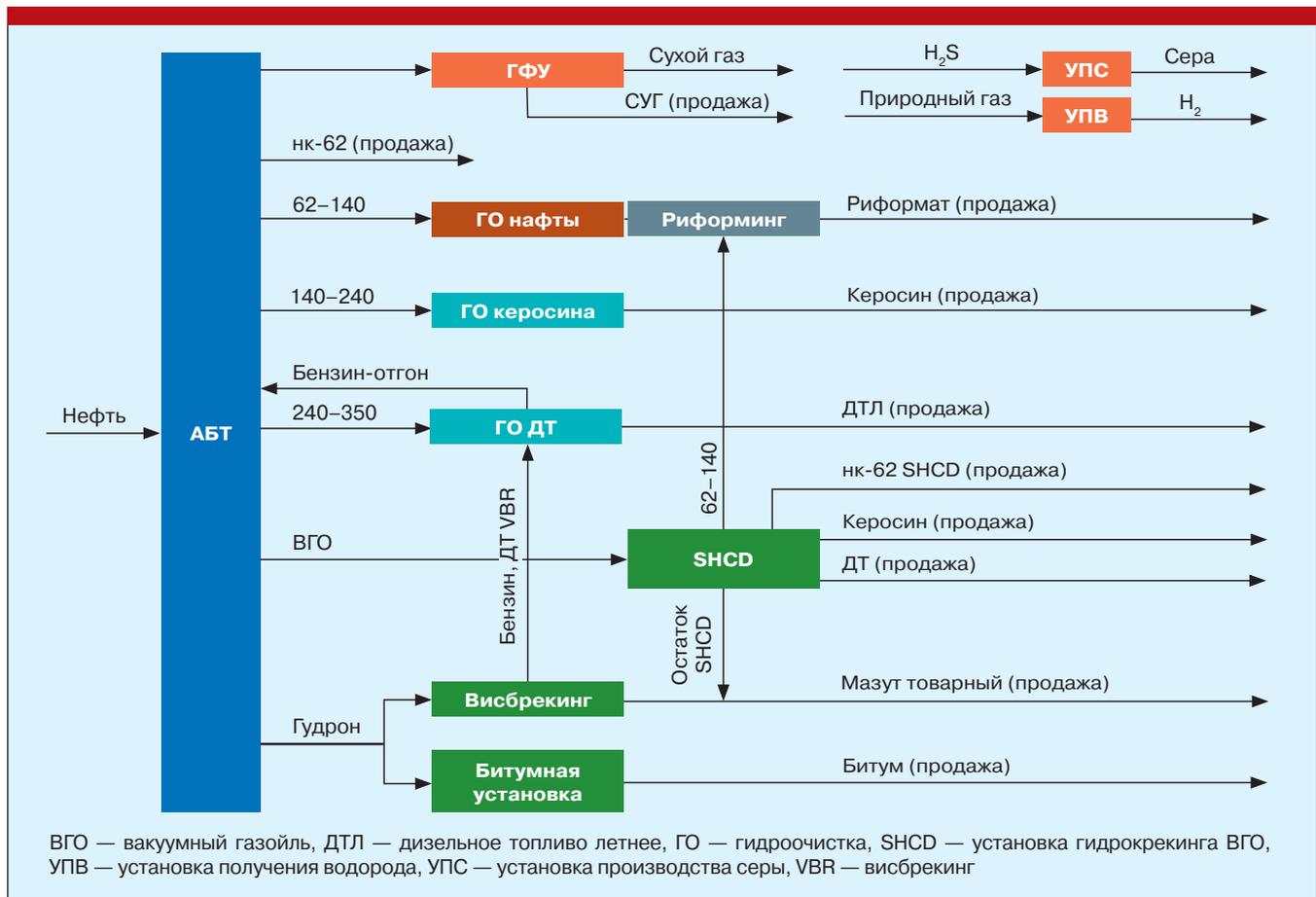


Таблица 3. Основные показатели эффективности дизельного варианта

Наименование	Основной вариант	Подвариант 2А
Глубина переработки, %	79	79
Выход светлых нефтепродуктов, %	72	72
<i>Точка безубыточности, тыс. т/год</i>		
в ценах 2012 года	630	610
в ценах 2015 года	870	810

Рис. 4. NPV и объем инвестиций дизельного варианта

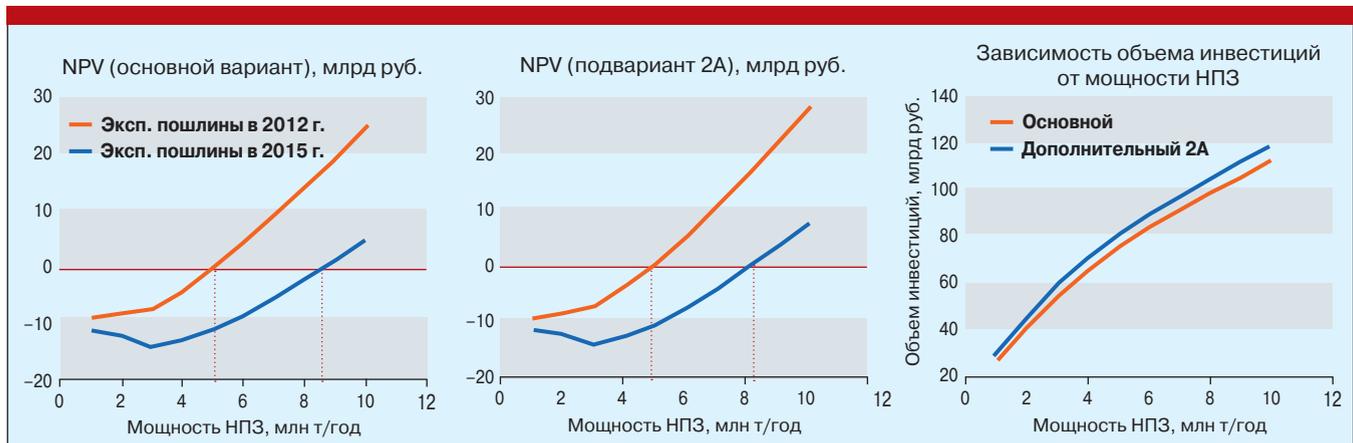


Рис.5. Принципиальная технологическая схема нефтехимического варианта

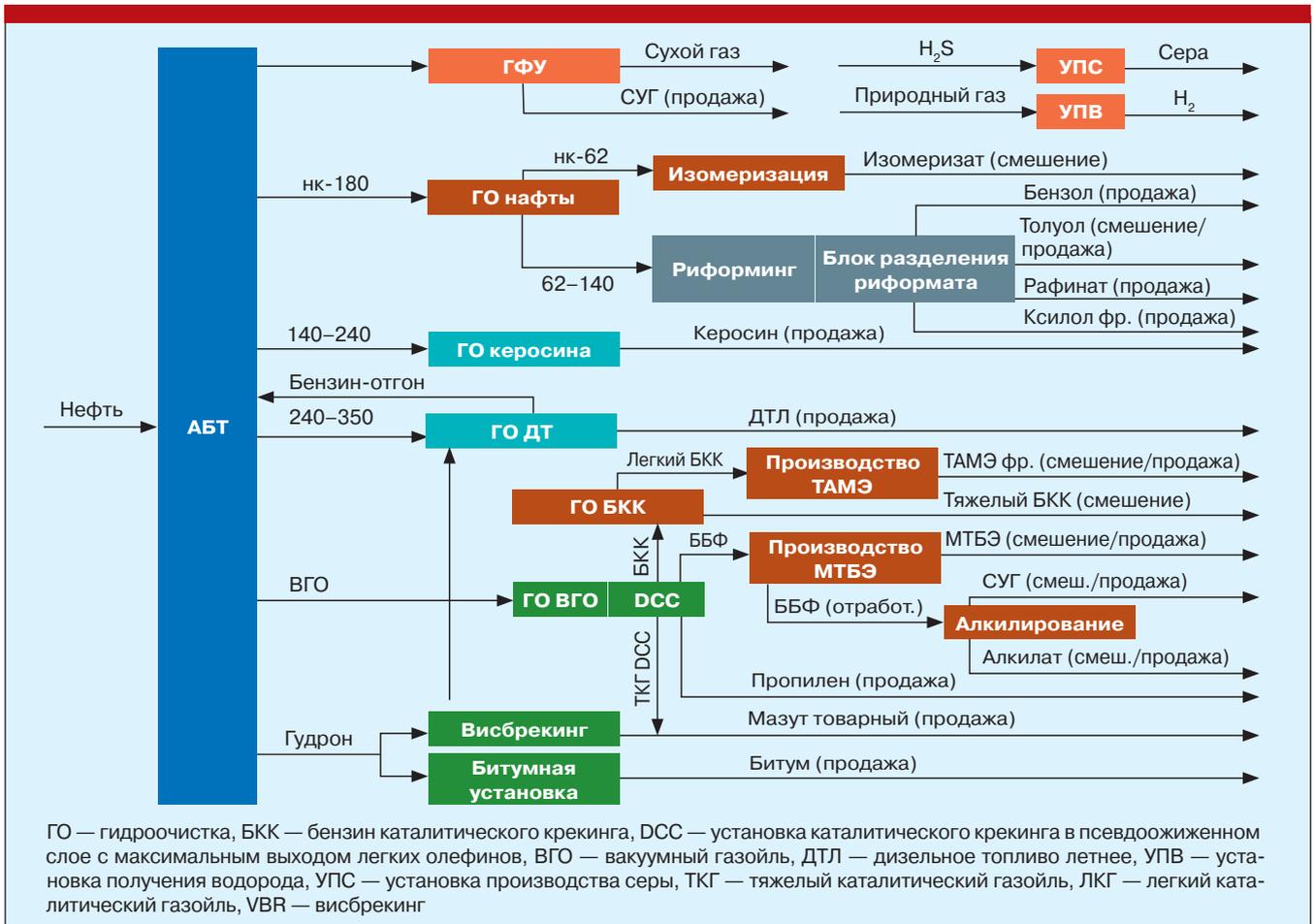
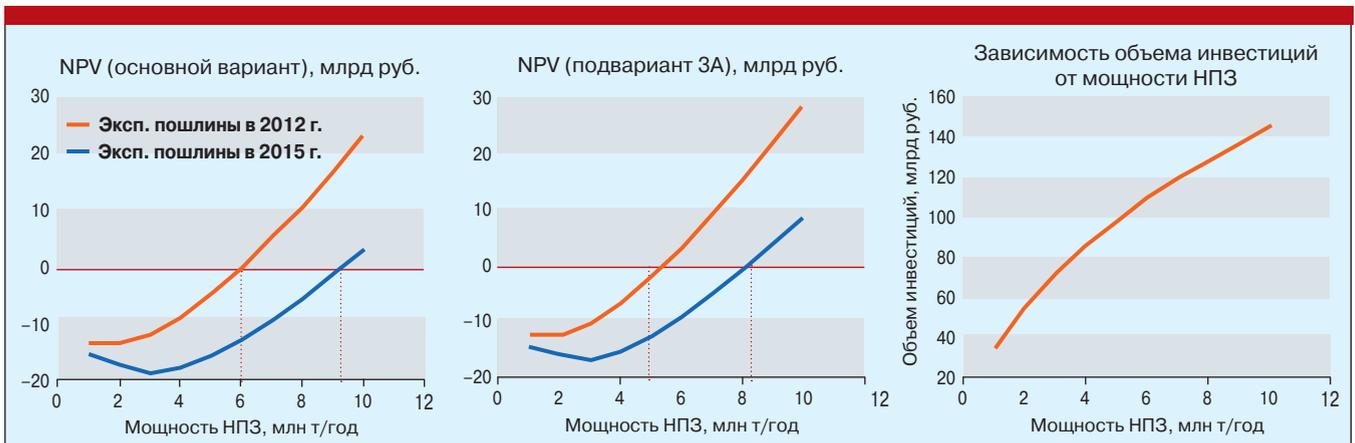


Таблица 4. Основные показатели эффективности нефтехимического варианта

Наименование	Основной вариант	Подвариант 3А
Глубина переработки, %	75	74
Выход светлых нефтепродуктов, %	65	64
<i>Точка безубыточности, тыс. т/год</i>		
в ценах 2012 года	680	630
в ценах 2015 года	890	810

Рис.6. NPV и объем инвестиций нефтехимического варианта



DFCC глубокой конверсией подтверждается лицензиарами процесса. Переработка бензина-рафината на установке DFCC приводит к снижению выхода светлых углеводородов и глубины переработки нефти, но при этом исключается из бензинового пула низкооктановый компонент, что позволяет увеличить выработку бензина А-95 и прибыль завода.

Основные показатели эффективности нефтехимической схемы и дополнительного подварианта представлены в таблице 4 и на рисунке 6.

Объем инвестиций на реконструкцию НПЗ по нефтехимическому варианту оценивается в 146,0 млрд рублей для НПЗ мощностью 10 млн т в год.

Точка безубыточности нефтехимического варианта составляет 0,68 млн т в год в ценах 2012 года и 0,89 млн т в год в ценах 2015 года, для подварианта 3А — 0,63 млн т в год и 0,81 млн т в год соответственно. Окупаемость инвестиций после ввода новых пошлин на темные нефтепродукты достигается при мощности завода более 9,3 млн т в год (8,2 млн т в год — для подварианта 3А), но при существующем уровне пошлин окупаемыми являются варианты с переработкой нефти от 6 млн т в год (от 5,3 млн т в год для подварианта 3А).

## Оргвыводы

Проведенный анализ показал, что наиболее эффективной схемой переработки нефти в условиях текущего законодательства РФ является схема с максимальной выработкой средних дистиллятов. Данный вариант имеет минимальный объем инвестиций (113–120 млрд рублей для НПЗ мощностью 10 млн т в год), точку безубыточности на уровне 600–650 тыс. т в год и минимальный уровень переработки нефти, при котором реконструкция НПЗ будет окупаемой с вводом 100 %-й пошлины на темные нефтепродукты (8,2–8,8 млн т в год) без учета инвестиций в переработку тяжелых остатков.

Схема НПЗ, работающего по нефтехимическому варианту с максимальной выработкой легких олефинов  $C_3-C_4$ , с точки зрения окупаемости сопоставима с дизельным вариантом, но имеет наибольший объем инвестиций среди рассмотренных вариантов.

Схема реконструкции НПЗ по бензиновому варианту требует инвестиций на уровне 125 млрд рублей, при этом окупаемость достигается только для крупных НПЗ мощностью более 10 млн т в год.

Из представленных расчетов следует, что эра мини-НПЗ мощностью менее 500 тыс. т в год подходит к концу. Такие заводы будут постепенно закрываться в связи с их некупаемостью и невозможностью проведения экономически эффективной реконструкции для удовлетворения требований законодательства



В настоящее время технологический уровень НПЗ должен соответствовать мировым стандартам

по качеству продукции без значительного увеличения производительности. Реконструировать все малые НПЗ с увеличением мощности до минимально эффективной невозможно, так как это будет означать, что объем переработки нефти в РФ будет увеличен в два раза по отношению к существующему. Это значительно превышает потребности рынка РФ, а также возможности по транспортиров-

(1,0–4,0 млн т в год). Их доля в общем объеме переработки нефти в стране составляет около 10–15 %, и возможное закрытие будет оказывать значительное влияние на рынок нефтепродуктов России, особенно в регионе расположения заводов. Расчеты показывают, что введение 100 %-й пошлины на темные нефтепродукты в 2015 году приведет к тому, что в основном только НПЗ мощностью

### Мини-НПЗ мощностью менее 500 тыс. т в год постепенно будут закрываться в связи с их некупаемостью и невозможностью проведения экономически эффективной реконструкции.

ки нефтепродуктов. Фактически выживут только те мини-НПЗ, которые первыми проведут реконструкцию и смогут:

- увеличить мощность завода до 1,0 млн т в год, достигнуть 70 % конверсии нефти и найти рынок сбыта производимых нефтепродуктов;
- найдут варианты закупки значительно более дешевого оборудования при условии того, что в настоящее время цены находятся на максимуме из-за большого спроса на рынке для реконструкции других НПЗ РФ;
- реализуют последовательный (поэтапный) ввод новых процессов (технологических установок) в приемлемые сроки до введения новых таможенных пошлин на топлива.

Учитывая, что суммарный объем переработки на мини-НПЗ составляет около 11 млн т нефти в год, крупные нефтяные компании смогут конкурентно выполнить часть освободившейся рыночной ниши нефтепродуктами со своих НПЗ.

Более сложно обстоит дело со средними по производительности НПЗ

более 8 млн т в год смогут окупить инвестиции в реконструкцию при использовании традиционных подходов. Возможно, строительство комплексов переработки тяжелых нефтяных остатков окажет позитивное воздействие на окупаемость реконструкции средних НПЗ. Но это также будет означать, что проведение поэтапной реконструкции будет невозможно, так как без строительства мощностей глубокой переработки средние НПЗ не будут иметь достаточный уровень прибыли, чтобы приступить к эксплуатации завода. Наличие в составе НПЗ действующих установок и объектов общезаводского хозяйства приведет к снижению необходимого объема инвестиций в реконструкцию. Несмотря на это, для большинства средних НПЗ с низким уровнем вторичных процессов объем инвестиций будет близок к затратам на строительство новых НПЗ. По-видимому, правительство РФ должно более внимательно относиться к вопросам, связанным с реконструкцией и дальнейшей эксплуатацией средних НПЗ. ■