



**А С С О Ц И А Ц И Я**  
**НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ и НЕФТЕХИМИКОВ**

Исх. № АС-264  
от 23.11.2006

**ПРОТОКОЛ № 77**  
**заседания Правления Ассоциации**  
**нефтепереработчиков и нефтехимиков**

г. Москва

16 ноября 2006 г.

**ПРИСУТСТВОВАЛИ:**

**Члены Правления:** Барсуков И.Н. (по поручению Анисимова В.В.), Белуник А.И., (по поручению Рыбина В.Е.), Галиев Р.Г., Злотников Л.Е., Зоткин В.А., Капустин В.М., Кастерин В.Н., Мелинг А.А., Ракитский В.М., Рябов В.А., Савинов А.Е. (по поручению Яновского А.Б.), Хурамшин Т.З., Ющенко Н.Л. (по поручению Дюрика Н.М.).

**По приглашению:** Абдулин А.З. (ОАО «ЛУКОЙЛ»), Денисов В.Н. (ОАО «МНГК»), Дуров О.В. (ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»), Кушковая Т.А. (ОАО «Нижекамский НПЗ»), Левинбук М.И. (ОАО «Московский НПЗ»), Орлов А.В. (ОАО «Сибнефть-ОНПЗ»), Скоромец А.А. (ЗАО «Рязанская НПК»), Хавкин В.А. (ОАО ВНИИ НП»), Шахназаров А.Р. (АНН).

**ПОВЕСТКА ДНЯ**

**1. Опыт модернизации ЗАО «Рязанская НПК» и переход к выпуску нефтепродуктов класса ЕВРО**

*Докладчик: Скоромец А.А. – главный технолог ЗАО «Рязанская НПК»;*

**2. О строительстве Нижнекамского НПЗ**

*Докладчик: Кушковая Т.А. – руководитель группы по контролю за проектом ОАО «Нижекамский НПЗ»*

**3 Разработка и внедрение программы управления активами предприятия, как одно из направлений использования внутренних резервов в ОАО «Сибнефть-ОНПЗ»**

*Докладчик: Орлов А.В. – исполнительный директор проекта ОАО «Сибнефть-ОНПЗ»*

**4. Интеграция новых процессов в схему НПЗ г. Порвоо (Несте Ойл, Финляндия) при проведении его модернизации в период 2003-2007 гг.**

*Докладчик: Левинбук М.И. – начальник отдела ОАО «Московский НПЗ»*

**5. Разное**

## **I. Опыт модернизации ЗАО «Рязанская НПК» и переход к выпуску нефтепродуктов класса ЕВРО**

В 1989 году объем переработки сырья на Рязанском НПЗ составлял максимальный уровень - 18,3 млн. тонн в год.

Технологическая схема завода позволяла перерабатывать нефть и газовый конденсат по топливно-масляному варианту. При проектной мощности в 17 млн. тонн завод перерабатывал более 18 млн., что не позволяло думать о какой-либо реконструкции и модернизации, а тем более проводить ее, так как остановка на реконструкцию технологического оборудования снижала мощности завода.

После распада Советского Союза начался спад в производстве, который привел к сокращению потребления топлив. Были нарушены старые связи и взаимоотношения, а выстроить новые в период гиперинфляции в стране было очень сложно для таких больших финансовых потоков, которые проходили через предприятия.

Все это привело к резкому спаду объемов производства в нефтепереработке и соответственно на Рязанском НПЗ. Так уже в 1996 году предприятие перерабатывало всего 4,5 млн. тонн нефти и несколько раз находилось на грани остановки.

В этих условиях появилась техническая возможность начать реконструкцию мощностей, они были свободны, но в то же время эффективность работы завода была очень низкая из-за большой доли условно-постоянных расходов, что ставило под вопрос его финансовую устойчивость. Для проведения реконструкции нужны были инвестиции и нужна была четкая стратегия, какой нефтепродукт нужен рынку, чтоб под него реконструировать технологическую схему завода.

В 1994 году техническими специалистами предприятия разрабатывались разные варианты реконструкции предприятия, но все они показывали необходимый диапазон инвестиций от 500 до 1 млрд. долл. США. С учетом перспектив изменений рыночных отношений в России была выбрана стратегия развития бензинового рынка. Для этого было необходимо увеличить долю вторичных процессов на предприятии, в частности увеличить мощности каталитического крекинга.

Первым обоснованным решением было провести реконструкцию вакуумных блоков малотоннажных установок первичной переработки нефти АВТ-1 и АВТ-2 (мощности каждой установки по 2 млн. тонн в год нефти) для работы на мазуте с АТ-6. Это решение позволяло с меньшими инвестициями обеспечить сырьем новые мощности каталитического крекинга.

Покупка холдингом ТНК контрольного пакета нефтеперерабатывающего завода позволила предприятию стабилизировать загрузку сырьем, стабилизировать производственный процесс, обеспечила предприятие платежеспособным потребителем – сбытовой сетью Компании. Руководству предприятия удалось доказать менеджменту Компании необходимость и эффективность проведения крупномасштабной реконструкции мощностей завода, которая проводится и по сегодняшний день.

В процессе реализации инвестиционных проектов предприятие столкнулось с необходимостью выработки комплексных решений по развитию производства, поскольку любой крупный инвестиционный проект затрагивает множество смежных, зачастую неподконтрольных предприятию процессов. Так, например, строительство комплекса глубокой переработки нефти требует решения вопросов развития мощностей по отгрузке нефтепродуктов, обеспечения более надежного энергоснабжения предприятия.

В то же время при недостаточно гибкой производственной цепочке нефтеперерабатывающего предприятия сбытовая политика вынуждена приспосабливаться под существующие производственные возможности. В связи с этим одним из наиболее важных направлений проводимой ЗАО "РНПК" реконструкции наряду с увеличением мощностей переработки является повышение гибкости технологической цепочки предприятия. Так проведенная на предприятии реконструкция вакуумных блоков малотоннажных установок первичной переработки нефти позволила увеличить маневренность предприятия по отношению к загрузке завода сырьем.

С 1999 г. началась широкомасштабная реконструкция на производстве. Уникальность реконструкции каталитического крекинга состояла в том, что основная часть работ велась без остановки производственного процесса, что позволило завершить реконструкцию за 2 года. Благодаря модернизации установки каталитического крекинга была повышена производительность с 0,9 млн. т/год до 1,7 млн. т/год. В 2006 г. после введения в эксплуатацию комплекса ВГО (давление водорода до 100 кгс/см<sup>2</sup>) в декабре 2005 г. мощность возросла до 2,5 млн. т/год.

В 2002 г. было начато строительство комплекса глубокой переработки нефти (ВГО) – установок гидроочистки вакуумного газойля и производства водорода, двух установок по производству серной кислоты, установки химводоочистки. В декабре 2005 г. был осуществлен их пуск.

В октябре 2006 г. была введена в эксплуатацию установка сернокислотного алкилирования и парк хранения сжиженных газов.

В 2000 г. была осуществлена реконструкция установки А-37/3 в целях замены опасного растворителя фенола на нетоксичный N - метилпирролидон.

В 2002 г. были пущены в эксплуатацию установки точечного налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны, резервуарный парк мазута и сжиженного газа ППФ.

Кроме развития и обновления производственных мощностей менеджмент предприятия видит задачей, требующей особого внимания и значительных капитальных затрат, введение новых продуктовых линий и повышение качества производимой продукции. Именно постоянное повышение качества продукции и эффективности производства является залогом возможности благоприятных перспектив работы предприятия в будущем.

Дополнительные возможности предприятие получило в виде синергетического эффекта объединения компаний ТНК-ВР-Сиданко. Инвестиционный потенциал новой компании значительно выше, существенно больше и ее шансы на расширение, как на внутреннем, так и на внешнем рынке нефтепродуктов.

В свете реализации задач, связанных с переходом на выпуск моторных топлив европейского качества, ЗАО "РНПК" на сегодняшний день освоено выпуск дизельного топлива с пониженным содержанием серы (0,035% и 0,005% - европейский стандарт). Топливо такого качества уже поставляется предприятием на рынок московского региона.

Освоено производство бензинов с октановым числом по исследовательскому методу 95 и 98 для двигателей класса Евро-3, 4.

С пуском установки сернокислотного алкилирования еще в большей степени повышается качество бензинов благодаря высокооктановому компоненту алкилату, в котором отсутствуют ароматические соединения и который практически не содержит серы.

Основными направлениями развития ЗАО «РНПК» до 2011 г. является модернизация второй установки висбрекинга, строительство вакуумного блока для АТ-6, расширение битумного производства с 420 до 700 тыс. т/год, увеличение выработки светлых нефтепродуктов за счет увеличения мощности FCC с 2,5 до 3 млн. т/год, строительство установки ССR мощностью 1,0 млн. т/год, строительство установки замедленного коксования.

Впереди новый этап развития предприятия в составе ТНК-ВР, который будет характеризоваться внедрением более прогрессивных технологических процессов и повышенным вниманием к выпуску высококачественных и высокоэкологических продуктов.

#### **Р е ш е н и е :**

**1. Одобрить опыт работы ЗАО «РНПК» по модернизации и реконструкции нефтеперерабатывающего производства и переходу к выпуску нефтепродуктов класса ЕВРО**

**2. Обратить внимание руководства компании и завода на необходимость:**

- активизации процесса реконструкции и модернизации масляного производства;

- создания единой «операторной» завода, обеспечивающей оперативное управление работой всех технологических процессов по опыту работы ведущих предприятий Западной Европы и США.

## **II. Проект строительства «Комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов» в г. Нижнекамске.**

Для решения общегосударственных и региональных экономических задач разработана программа развития нефтегазохимического комплекса Республики Татарстан, предусматривающая удвоение объема переработки нефти с **7 до 14 млн. тонн / год.**

В рамках данной программы с июля 2005г. компания «Татнефть» приступила к реализации Проекта строительства «Комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов» в Нижнекамской промышленной зоне.

Для управления проектом создано ОАО «Нижнекамский НПЗ» - заказчик строительства. В роли консультанта привлечена международная инжиниринговая компания в области нефтепереработки и нефтехимии «Фостер Уиллер». Генеральным проектировщиком определен Российский проектный институт ОАО «ВНИПИнефть».

Проект Нового Комплекса обеспечит выполнение следующих задач:

- **переработка тяжелой высокосернистой нефти** (соответствует стратегической задаче России – уменьшение доли высокосернистых нефтей в экспортных трубопроводах);

- **замещение экспорта нефти на экспорт высококачественных нефтепродуктов.** Всего намечается отгружать до 2,5 млн. тонн дизельного топлива, 500 тыс. тонн высококачественного керосина в год;

- **импортозамещение продуктов нефтехимии** за счет создания производств полиэтилентерефталата (250 тыс.т/год), линейных алкилбензолов (80 тыс.т/год), полипропилена (200 тыс.т/год);

- **улучшение экологической ситуации** за счет производства экологически чистых топлив и соблюдения жестких требований к выбросам при проектировании установок комплекса;

Эти задачи решаются через:

- **применение передовых апробированных мировых технологий** (всего 22 лицензионные технологии);

- **энергонезависимость** (планируется выработка 317 МВт электроэнергии);

- **интеграцию нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств в рамках единого Комплекса.**

На основе исследования рынка фирмой «Фостер Уиллер Франс» и ОАО «ВНИПИнефть» выполнено технико-экономическое обоснование инвестиций.

В составе Комплекса ведется строительство трех заводов поэтапно:

1) **Нефтеперерабатывающий завод** мощностью по сырью 7 млн. тонн татарстанских нефтей, имеющий в своем составе процессы первичной переработки нефти, гидроочистки фракций и получения ликвидных ароматических углеводородов (бензол, параксиллол) и гидрокрекинг.

Ввод в эксплуатацию – 2009 год.

2) **Завод глубокой переработки нефти** в составе установок каталитического крекинга и комплекса глубокой переработки тяжелых остатков с энергоблоком. Ввод в эксплуатацию – 2009 год.

Нефтеперерабатывающая часть Комплекса позволит более чем на 95% переработать тяжелые остатки нефти. Обеспечит выпуск нефтепродуктов, конкурентоспособных на внутреннем и внешних рынках, соответствующих перспективным европейским требованиям.

3) **Нефтехимический завод** состоит из производств терефталевой кислоты, полиэтилентерефталата, линейных алкилбензолов, полипропилена, что является сырьем для получения товаров широкого применения (- посуда, тара, нити, волокна, конструкционные полимеры моющие средства, масла и др.) и основой для развития малого и среднего бизнеса.

Ввод в эксплуатацию – 2010 год.

В целом объем инвестиций составляет 130,3 млрд. руб. с учетом затрат на развитие инфраструктуры, включающей в себя нефтепровод, продуктопровод под экспортное дизтопливо, железнодорожные сети.

Капитальные вложения по ним составляют **16,5 млрд. руб.**

Решением Государственной Инвестиционной Комиссии по проведению отбора инвестиционных проектов, претендующих на получение государственной поддержки, 14 июня 2006 г. принято решение о выделении средств из Инвестиционного фонда РФ на строительство данных объектов инфраструктуры Комплекса. Готовится к изданию соответствующее Постановление Правительства РФ.

С введением Комплекса объем выпуска товарной продукции составит на **81,6 млрд. руб./год**, чистая прибыль - **10,5 млрд. руб./год**, внутренняя норма рентабельности (IRR) - **11,3 %**, срок окупаемости с начала эксплуатации **6,6** года.

**По Проекту в настоящее время проделана следующая работа:**

- завершена общеплощадочная вертикальная планировка на отведенной территории (246 га). Ведется вертикальная планировка на дополнительно отведенной территории (311,5 га);

- завершена подготовка основания из уплотненного грунта и песка под фундаменты сырьевых парков. Завершена забивка свай (2696 шт.) под два резервуара, объемом 50 000 м<sup>3</sup> каждый. Завершено устройство бетонной подготовки и начато устройство армакаркаса под резервуары. На площадке задействовано до 200 единиц спецтехники;

- завершены работы по строительству административно-бытового городка строителей Комплекса;

- завершена работа по выбору лицензиаров по всем 22 технологиям. Подписано 13 контрактов с 11 компаниями, представляющими 5 стран мира (Дания, США, Великобритания, Голландия, Германия). После заключения контрактов в сентябре-октябре 2006 г. проведены стартовые встречи с лицензиарами технологий, на которых были рассмотрены технологические процессы, графики подготовки технологических данных, процедуры координации проекта. Также рассматривались экологические аспекты развития Комплекса и вопросы, касающиеся оборудования длительного срока изготовления, КИПиА, систем управления и защиты лицензионных установок.

Компании лицензиары приступили к разработке базовых проектов по лицензионным технологиям. Параллельно компания «Фостер Уиллер» с 1 сентября 2006 г. приступила к разработке Расширенного Базового Проекта (FFED). В ОАО «ВНИПИнефть» ведется разработка стадии «Проект» и рабочей документации объектов ОЗХ.

**Ряд шагов сделано по выбору генподрядчиков:**

Проведены два раунда переговоров с потенциальными генеральными подрядчиками, проявившими интерес к участию в реализации Проекта. По результатам консультаций с инжиниринговыми компаниями будет завершена разработка стратегии проведения тендера на стадию ППС (проектирование, поставки и строительство).

**Для разработки схемы и организации финансирования** заключены договоры с международным Банком BNP Paribas и международным юридическим консультантом компанией «Ален & Овери». Открытие финансирования планируется в 2007 году. До организации основного финансирования Проекта капитальные вложения финансируются полностью из средств ОАО «Татнефть».

**Кадровое обеспечение является важнейшим вопросом при строительстве и эксплуатации Комплекса.** Мы приступили к реализации утвержденной «Программы подготовки кадров для строительства, монтажа и эксплуатации Комплекса на 2006-2010 годы».

Ведется строительство 45 тыс. м<sup>2</sup> жилья для специалистов строящегося Комплекса.

**Проект признан проектом Федерального значения и поддержка его в рамках частно-государственного партнерства способствует повышению эффективности инвестиций и конкурентоспособности производства.**

#### **Р е ш е н и е:**

**1. Отметить положительный опыт частно-государственного партнерства по строительству современного нефтеперерабатывающего комплекса в Татарстане с развитой нефтехимией и глубиной переработки тяжелой нефти до 95%.**

**2. Считать, что показатели эффективности работы комплекса (низкая рентабельность – 11,3% и др.), приведенные в технико-экономическом обосновании, вызывают сомнение и требуют дополнительной проработки.**

**3. Отметить, что тендер по выбору лицензиаров по 22 планируемым к введению технологическим процессам был проведен без участия отечественных разработчиков технологий, располагающих достаточно высоким потенциалом научных разработок в области глубокой переработки нефти (контракты подписаны с 11 компаниями, представляющими только зарубежных лицензиаров).**

**Обеспокоенность в связи с ситуацией неучастия отечественных разработчиков современных технологий переработки нефти при проведении нефтяными компаниями тендеров была доведена до Президента Республики Татарстан совместным письмом руководителей Ассоциации, ВНИИ НП, ВНИПИнефть, Кедр-89, РАН.**

**III. Разработка и внедрение программы управления активами предприятия - как одно из направлений использования внутренних резервов в ОАО «Сибнефть-ОНПЗ»**

В 2002 г. был проведен анализ различных производственных показателей Омского НПЗ и их сравнение с аналогичными показателями других заводов, которые регулярно оцениваются по единой методике. Сравнительный анализ показал положение нашего завода в сравнении с зарубежными предприятиями, расположенными в географической зоне, включающей ближневосточный, дальневосточный и тихоокеанский регионы (более 40 заводов). По ряду показателей были выявлены отставания от передовых (в части управления активами это *объем работ по техобслуживанию, длительность простоя установок для техобслуживания, надежность основных установок, межремонтный пробег установок, использование производственных мощностей* и т. д.). После этого была проведена оценка возможности устранения отставаний – часть отставаний предприятие могло устранить самостоятельно. Для устранения других необходима была сторонняя помощь (в первую очередь, методологического характера).

Исходя из оценки возможностей Омского НПЗ и Shell GSEE, была определена программа преобразований на нашем предприятии. Программа по модулю управления активами включает в себя:

- передачу знаний (передового опыта Shell GSEE) по определенным направлениям в области эксплуатации и техобслуживания оборудования и установок;
- их оценку с точки зрения эффективности, возможности и необходимости применения на Омском НПЗ;
- разработку предложений и способов по внедрению преобразований на предприятии;
- содействие и отслеживание хода внедрения преобразований и достигаемого эффекта.

Основными целью преобразований являются:

- повышение надежности оборудования;

- повышение эксплуатационной готовности технологических установок;
- повышение эффективности технического обслуживания;
- снижение приведенных затрат на техобслуживание;
- новые знания и умения производственного коллектива.
- новая организационная структура, система управления активами.

Кроме того, предполагается экономический эффект от внедрения преобразований за счет:

- снижения затрат на техобслуживание;
- повышения эксплуатационной готовности установок

Основными источниками экономического эффекта являются:

- Повышение эксплуатационной готовности установок за счет сокращения внеплановых ремонтов, сокращения сроков ремонтов установок и увеличения межремонтных пробегов (методологии DEM, RBI, RCM);
- Сокращение затрат на ремонты ненадежно работающего оборудования (методология DEM);
- Сокращение затрат на текущее техническое обслуживание за счет оптимизации объема работ (т.е. снижения трудозатрат) без снижения уровня надежности (методология RCM).

*В качестве первых примеров возможности получения эффекта можно привести:*

- анализ «пилотной» установки методологии s-RBI, который выявил возможность увеличения межремонтного пробега до 4 лет (при существующем пробеге 2 года).
- анализ программы техобслуживания 10% оборудования «пилотной» установки по методологии s-RCM показал возможность сокращения затрат на 20%.

В предложенной программе передачи знаний существует несколько десятков элементов. Многие из этих элементов являются взаимодополняемыми и эффект дают только при комплексном применении. Например, элемент RRM /управление рисками и надежностью/, в который входят элементы RBI /инспектирование с учетом рисков/, RCM /техобслуживание, направленное на повышение надежности/ и SifPRO /сигнализации и системы ПАЗ/.

Структура программы преобразований следующая: часть элементов касается всего завода, и заниматься их внедрением будет специальная группа по управлению активами совместно со службами завода. Остальные элементы будут внедряться непосредственно на установках. Выбрана «трендовая группа» из трех «пилотных» установок, на которых последовательно будут внедряться эти элементы, и по которым будет оцениваться эффективность преобразований. После усвоения каждого элемента на «пилотных» установках, этот элемент будет внедряться поочередно и последовательно на всех других установках завода уже силами заводских специалистов, обученных консультантами Shell GSEE.

Основные результаты за первый год проекта по направлению управление активами:

- изучены элементы (методики, методологии) опыта Shell;
- разработаны базовые методики, являющиеся основой для управления рисками и повышения эффективности работ (матрица оценки риска, ранжирование инициатив);
- введены должности инженеров по надежности, которые возглавили работу по повышению надежности оборудования;
- внедряется методология s-RBI (инспектирование оборудования с учетом рисков), которая позволит увеличить межремонтный пробег и эксплуатационную готовность установок;
- предложены изменения и начата работа по детальной проработке и описанию бизнес-процессов (техобслуживание в межремонтный период, модификации на установках, капитальный ремонт установок).

Основные задачи на предстоящий период:

- продолжить изучение новых элементов;
- разработать, описать и внедрить систему управления эксплуатационной надежностью;
- внедрить методологии s-RCM, s-RBI, SifPRO и провести анализ установок предприятия с их помощью;

- описать и внедрить обновленные бизнес-процессы по управлению активами;
- выстроить, описать и внедрить логичную систему управления активами на основе описанных бизнес-процессов, разработанных методик и новой организационной структуры.

Для того, чтобы запланированное было реализовано необходимы заинтересованность и поддержка со стороны Компании, а также поддержка и согласие надзорных органов на применение некоторых методик (поскольку некоторые результаты, получаемые с помощью методик, не согласуются с существующими нормами, установленным техническими документами).

Программа преобразований не предусматривает инвестиций для строительства новых объектов или реконструкции существующих. Она направлена на изучение нового опыта и использование его для внедрения на предприятии. При этом, основной акцент сделан на организационные изменения (пересмотр существующих бизнес-процессов, внедрение новых методологий, изменение организационной структуры и т.п.).

#### **Р е ш е н и е:**

**1. Считать разрабатываемую и внедряемую на заводе программу управления активами, направленную на выявление и использование внутренних резервов, прогрессивным шагом в системе управления предприятием.**

**2. Отметить, что внедрение и реализация программы требует приведения используемых методик с действующими нормами безопасности и согласования с надзорными органами (Ростехнадзор).**

#### **IV. Интеграция новых процессов в схему НПЗ г. Порвоо (Несте Ойл, Финляндия) при проведении его модернизации в период 2003-2007 гг.**

НПЗ г. Порвоо вместе с НПЗ г. Наантали и нефтехимическим заводом «Бореалис» (технологически интегрирован с НПЗ г. Порвоо) входят в состав акционерной компании Несте Ойл (83,2% акций являются собственностью государства; финские организации – 11,5%; международные инвесторы контролируют 1,0% акций; частные лица – 4,3%).

НПЗ Несте Ойл расположены между передовыми НПЗ стран Западной Европы, менее продвинутыми НПЗ России и стран Восточной Европы. Такая география НПЗ Несте Ойл, а также отсутствие собственных месторождений нефти и газа предопределяет стратегические цели компании при модернизации своих НПЗ.

Компания Несте Ойл проводит очень гибкую политику по закупке сырья на мировых рынках с целью получения максимальной прибыли при минимальных затратах и увеличения выпуска высокостоймостной продукции, отвечающей требованиям опережающих Европейских стандартов качества. Пользуясь отсутствием на российских НПЗ полного набора процессов по облагораживанию светлых нефтепродуктов, компания Несте Ойл в течение последних 20 лет закупает в России полуфабрикаты, которые дооблагораживает на вторичных процессах собственных НПЗ. Это позволяет компании Несте Ойл при мощности вторичных процессов около 13 млн т/год закупать на мировых рынках для первичной переработки только 10 млн т/год сырой нефти и при этом существенно снижать себестоимость производства высококачественных нефтепродуктов.

Таким образом, стратегическими целями развития компании Несте Ойл считает, с одной стороны, необходимость опережающего введения набора новых процессов, позволяющих конкурировать с передовыми НПЗ западных стран по качеству товарных нефтепродуктов, а с другой – обеспечение поставок из России более дешевого сырья и полуфабрикатов по сравнению со стоимостью их аналогов на мировых рынках.

Следует подчеркнуть, что Несте Ойл очень внимательно отслеживает все модернизационные мероприятия в РФ (в частности на Киришском НПЗ) и Белоруссии, в первую очередь, с целью прогноза изменения цен поставок полуфабрикатных продуктов с этих предприятий для последующей переработки на собственном НПЗ компании.

Кроме того, строжайший учет потерь на всех потоках сырья и нефтепродуктов, а также потребления энергии позволило снизить производственные затраты до минимального



уровня даже по сравнению с НПЗ передовых стран Запада и получить в условиях резкого роста мировых цен на нефть и газ в 2005 г. маржу в \$66 на тонну переработанного сырья.

Цели модернизации НПЗ компании Несте Ойл в полной мере обоснованы прогнозами потребления основных нефтепродуктов в Западной Европе. Так модернизация должна обеспечить снижение выпуска мазута, за счет его каталитической переработки в ценные светлые нефтепродукты (без увеличения объемов закупок сырой нефти); увеличить выпуск дизельного топлива с ультранизким содержанием серы (для рынков Западной Европы), а также обеспечить опережающие современные уровни достижения показателей качества товарных бензинов для последующего их частичного экспорта в Калифорнию (США). При этом, компания Несте Ойл в настоящее время основную часть сырья (нефть и полуфабрикаты) закупает в России, практически полностью прекратив закупки нефти из регионов Северного моря. Отчасти это обусловлено тем, что в Северном море объемы добычи нефти постоянно падают, что в ближайшей перспективе существенно увеличит себестоимость ее добычи и цену на мировых рынках.

Соотношение мощностей по переработке сырой нефти на НПЗ г. Порвоо и г. Наантали (10 млн т/год и 2,5 млн т/год соответственно) предопределяет проведение основных модернизационных мероприятий практически в основном только на первом НПЗ.

Объемы товарно-сырьевых парков на НПЗ г. Порвоо составляют 6 млн т. по сырью (сырой нефти и полуфабрикатам) и 5 млн т. по готовой продукции, что позволяет более гибко (с учетом колебания мировых цен) осуществлять закупки сырья и продажу нефтепродуктов на мировых рынках.

Кроме того, необходимо отметить, что руководство компании Несте Ойл создало мощный научно-технический центр (штат 500 человек, финансирование €70-80 млн в год), который совместно с другими специализированными западными компаниями разрабатывает и внедряет на собственных НПЗ новейшие процессы и технологии. Продажа интеллектуальной собственности в виде лицензий на новые процессы и технологии является одной из стратегических целей менеджмента Несте Ойл по диверсификации деятельности компании.

#### **Основные мероприятия по модернизации НПЗ в г. Порвоо, которые должны быть завершены в 2007 г.:**

1. В связи с ожидаемым запретом использования МТБЭ в штате Калифорния (США) НТЦ компании «Несте Ойл» разработаны процессы NExOCTANE и NExSAT, которые позволяют на оборудовании и традиционном катализаторе процесса МТБЭ осуществлять димеризацию изобутена с последующим гидрированием изооктена в изооктан на отдельной установке.
2. В связи с рекомендациями правительств США и Западной Европы по увеличению доли биопродуктов в структуре компонентов моторных топлив компанией Несте разработан новый процесс NExETHERS на основе существующего катализатора и оборудования процесса TAME, в котором вместо метанола для этерификации легкого бензина FCC используется другой компонент (биоспирт) – этанол.
3. В связи с рекомендациями Правительств США и Западной Европы по использованию биокомпонентов в моторных топливах, компанией «Несте Ойл» разработан новый процесс получения биодизельного топлива (NExBTL) путем гидрирования водородом растительных масел и жира животных (пуск предполагается в 2007 г., мощность установки 170 тыс. т/год, общая стоимость проекта €100 млн), альтернативного процессу трансэтерификации рапсового масла метанолом с получением компонента дизтоплив и глицерина.
4. Согласно одному из вариантов по перспективному снижению содержания ароматики в реформулированных бензинах (за счет разбавления ее в товарных бензинах алкилатом) предполагается увеличение строительства новых установок алкилирования изобутана бутенами. Однако экологические ограничения в данном процессе предопределяют разработку нового процесса алкилирования на твердых катализаторах. Такой

процесс под названием ALKYCLEAN, разработанный компаниями АВВ, ALBEMARLE и Несте Ойл был пущен на НПЗ г. Порвоо в 2004 г. в качестве демонстрационной установки общей мощностью по алкилату около 500 т/год .

5. В связи с перспективным сокращением использования котельного топлива на рынках Западной Европы по заказу компании Несте Ойл компания АВВ Lummus совместно с компанией Chevron (Chevron Lummus Global) завершает строительство на НПЗ г. Порвоо комплекса глубокой переработки гудрона (пуск в 2007 г., мощность по сырью около 2 млн т/год, общая стоимость проекта €650 млн,) состоящего из установок LC-finishing, гидрокрекинга вакуумного газойля, установок по производству водорода и получению элементарной серы, а также другого дополнительного оборудования. Комплекс глубокой переработки гудрона позволит получить дополнительно до 1,8 млн т/год моторных топлив с показателями качества Евро-5 без увеличения закупок сырья и соответственно загрузки установки АВТ. Завершение строительства комплекса глубокой переработки нефти предполагает закрытие установки висбрекинга гудрона и прекращения производства товарного мазута. Остаток с установки LC-finishing с высоким значением условной вязкости ( $ВУ^{165^{\circ}C} = 15,3$ ) будет поставляться на металлургические заводы.
6. Модернизация комбинированной электростанции в г. Порвоо (на природном газе), а также пуск новых энергогенерирующих мощностей (включая установки работающие на мазуте и мощности по производству электроэнергии за счет утилизации пара, аккумулирующего потоки с НПЗ г. Порвоо и г. Наантали), обусловили увеличение производства электроэнергии с 70 МВт до 150 МВт, что позволило полностью отказаться от закупок электроэнергии и пара у внешних поставщиков.

Проведенный комплекс модернизационных мероприятий на НПЗ в г. Порвоо позволит компании Несте Ойл сохранить конкурентные позиции на рынках Западной Европы и США на ближайшие 7-10 лет.

Методы управления активами компании Несте Ойл могут быть наглядным примером для менеджмента российских ВИНКов, которые на базе сырьевой ренты основную прибыль получают при реализации низкостоймых сырья и полуфабрикатных нефтепродуктов на отечественных и зарубежных рынках.

## **Р е ш е н и е:**

**Принять к сведению и считать полезной для российских нефтяных компаний и НПЗ информацию о методах управления активами и путях модернизации нефтеперерабатывающих производств компании Несте Ойл, отметив тот факт, что поставки на экспорт товарных нефтепродуктов с высокой добавленной стоимостью взамен полуфабрикатов и дешевых низкокачественных нефтепродуктов приносят существенно более высокую прибыль от их реализации и обеспечивают конкурентоспособность на международном рынке нефтепродуктов.**

## **V. Разное**

### **1. О приеме в члены Ассоциации:**

В Правление Ассоциации поступило заявление о принятии в члены Ассоциации от ОАО «Укрнефтехимпроект» (письмо от 18.10.2006 № 02-2137ф).

В.А. Рябов кратко сообщил об основных направлениях деятельности и планах сотрудничества с этой организацией и предложил принять ОАО «Укрнефтехимпроект» в члены Ассоциации.

Голосовали (члены Правления и лица, их замещающие):

«За» -13

«Против» - нет

«Воздержались» - нет

**Решение:**

**Принять ОАО «Укрнефтехимпроект» в члены Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков**

2. В рамках проводимой Ассоциацией совместно с ведущими проектными и научно-исследовательскими институтами работы по созданию и продвижению отечественных проектов в тендерах, организуемых нефтяными компаниями при строительстве и модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств, предлагается создать и утвердить рабочую группу в следующем составе:

Рябов В. А. (АНН) – созыв  
 Анисимов В.В. (ОАО «ЮКОС-РМ»)  
 Баклашов К.В. ((НПК «Кедр-89»)  
 Галиев Р.Г. (ОАО «ВНИИ НП»)  
 Дюрик Н.М. (ОАО «Газпром нефть»)  
 Злотников Л.Е. (МК «РИФИН»)  
 Кастерин В.Н. (ОАО «РуссНефть»)  
 Капустин В.М. (ОАО «ВНИПИнефть»)  
 Катасонов Ю.И. (Росэнерго)  
 Савинов А.Е. (Минпромэнерго России)  
 Хаджиев С.Н. (РАН)  
 Шекера Д.В. (ОАО «НК «АЛЪЯНС»)

Персональный состав рабочей группы может дополняться и уточняться в рабочем порядке.

**Р е ш е н и е :**

**Утвердить рабочую группу по созданию и продвижению отечественных проектов в предложенном составе**

3. Отметить недостаточную активность ряда нефтяных компаний и предприятий, являющихся членами Ассоциации по оплате членских взносов и просить членов Правления оказать содействие в этом вопросе и, в частности, по оплате членских взносов ОАО «ЮКОС-РМ», ЗАО «Рязанская НПК», ОАО «Сибнефть-Омский НПЗ», ОАО «Саратовский НПЗ», ОАО «Роснефть-Туапсинский НПЗ», ОАО «НАФТАН».

Генеральный директор

**В.А.Рябов**

Секретарь

**Ю.Н.Горячева**