



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

Исх. № АС-214
от 02.10.2006

ПРОТОКОЛ № 76
заседания Правления Ассоциации
нефтепереработчиков и нефтехимиков

г. Москва

21 сентября 2006 г.

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

Члены Правления: Анисимов В.В., Белуник А.И. (по поручению Рыбина В.Е.), Галиев Р.Г., Злотников Л.Е., Мелинг А.А., Нападовский В.В., Овсянников Л.Г. (по поручению Шекеры Д.В.), Рябов В.А., Трифонов Л.Н. (по поручению Кастерина В.Н.), Туснов В.И. (по поручению Ракитского В.М.), Хаджиев С.Н., Хурамшин Т.З., Цаплина М.Е. (по поручению Карпеко Ф.В.), Школьников В.М., Шуверов В.М. (по поручению Капустина В.М.), Ющенко Н.Л. (по поручению Дюрика Н.М.)

По приглашению: Бауман А.Э. (ЗАО «ЮКОС-РМ»), Голомшток Л.И. (ООО МК «РИФИН»), Дунюшкина Р.Е. (ОАО «ЦНИИТЭнефтехим»), Кашин О.Н. (ООО «Ленгипронефтехим»), Лебедев Ю.Н. (ОАО «НПК «Кедр-89»), Питиримов В.С. (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»), Шахназаров А.Р. (АНН).

ПОВЕСТКА ДНЯ:

1. О внутренних резервах нефтеперерабатывающих заводов России:

- об опыте работы НПЗ ОАО «ЛУКОЙЛ» без использования процессинговой схемы переработки нефти.

Докладчик: ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»;

- о снижении затрат на нефтеперерабатывающих заводах России.

Докладчик: Дунюшкина Р.Е.;

- о создании собственных источников энергоснабжения.

Докладчик: ООО «МК «РИФИН»;

- об использовании внутренних резервов в ОАО «Сибнефть-Омский НПЗ»

Докладчик: ОАО «Сибнефть-Омский НПЗ»

2. О реконструкции ОАО «Роснефть-Туапсинский НПЗ»

Докладчик: В.В. Нападовский, ОАО «Роснефть»

3. Об образовании Оргкомитета по проведению торжеств, посвященных 95-летию В.С. Федорова.

Докладчик: В.А. Рябов, АНН

4. Об утверждении состава рабочей группы по присадкам.

Докладчик: В.А. Рябов, АНН

5. О приеме в члены Ассоциации:

- ОАО «Орскнефтеоргсинтез»;
- ЗАО «ТАИФ-НК»;
- ООО «Новокуйбышевский завод по производству масел и присадок»;
- ОАО «Стройтрансгаз»
- ОАО «Афипский НПЗ»

Докладчик: В.А. Рябов, АНН

6. Об исключении из состава членов Ассоциации за систематическую неуплату членских взносов

- ООО «ИСТА-Системс»;
- ЗАО «МХК «Лаверна-холдинг»;
- ОАО «Московский НМЗ»;
- ОАО «РИКОС»;
- ОАО «Славнефть – Ярославский НПЗ им. Д.И. Менделеева

Докладчик: В.А. Рябов, АНН

7. Разное

1. О внутренних резервах нефтеперерабатывающих заводов России

Включение данного вопроса в повестку дня заседания Правления, обусловлено тем обстоятельством, что в стране в настоящее время обострился кризис моторных топлив, цены на моторные топлива постоянно растут, и нет четкой политики у государства, направленной на решение этих проблем.

Раньше никто не обращал внимания на цены моторного топлива (так дешево они стоили), а сейчас высокие цены не дают нормально развиваться практически всем отраслям народного хозяйства, вызывают беспокойство владельцев транспортных средств.

Затраты в народном хозяйстве страны в разы выше, чем за рубежом. Не избежали этого негативного момента нефтяные компании и нефтеперерабатывающие предприятия, хотя и в меньшей степени. Связано это, во-первых, с высоким уровнем износа оборудования (до 80%), вызванного многолетней тенденцией старения основных фондов. Во-вторых, имеют место высокие энергозатраты на переработку нефти (в общей стоимости затрат на переработку нефти затраты на топливо и энергию составляют 60-70%). В то же время нефтяные компании имеют достаточно финансовых ресурсов для создания своих собственных электро- и теплогенерирующих мощностей.

Перед нефтеперерабатывающей отраслью поставлена задача о переходе на производство моторных топлив европейского качества.

Все эти проблемы невозможно решать без существенной модернизации нефтеперерабатывающих производств, направленной на повышение глубины переработки нефти, выпуск высококачественных, конкурентоспособных на внешнем и внутреннем рынках нефтепродуктов, снижение затрат на производство и соответственно себестоимости товарной продукции.

Увеличение глубины переработки нефти позволит получить из ежегодно перерабатываемых в стране более 200 млн тонн нефти дополнительно 25% высококачественных конкурентоспособных на внешнем рынке нефтепродуктов, а также более гибко проводить политику соотношения количеств перерабатываемой и экспортируемой нефти.

Замена дешевых высокосернистого топочного мазута и низкокачественных нефтепродуктов, поставляемых на экспорт, моторными топливами европейского качества позволит дополнительно получить ежегодно нефтепродуктов на сумму порядка 20 млрд. долл. США.

До недавнего времени в России отсутствовала государственная политика по эффективному использованию углеводородов и производству нефтепродуктов мирового качества и основная направленность интересов государства была связана с экспортом сырой нефти.

В настоящее время ситуация несколько изменилась.

Согласно докладу Министра промышленности и энергетики Российской Федерации Христенко В.Б. на заседании Правительственной комиссии по ТЭК Правительством принимается ряд необходимых мер, направленных на развитие и эффективность нефтепереработки и нефтехимии.

I.1. Об опыте работы ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» без использования процессинговой схемы переработки нефти (Заместитель генерального директора по производству В.С. Питуримов)

С 1994 по 2005 год ПНОС работал по схеме процессинга и перерабатывал давальческую нефть ОАО «ЛУКОЙЛ», которая являлась собственником, как нефти, так и выработанных заводом нефтепродуктов. НПЗ только оказывал услуги по наливу нефтепродуктов. Региональные НПО являлись агентами Компании и производили отгрузку по выставленным Компанией адресам.

С 2005 года Протоколом №34 от 22 ноября 2004 года Правления Компании ОАО «ЛУКОЙЛ» была утверждена новая Бизнес-схема ведения производственно-сбытовой деятельности российскими организациями Группы «ЛУКОЙЛ» без использования процессинговой схемы переработки нефти. Этим же протоколом был утвержден разработанный с участием Компании, НПЗ и НПО план мероприятий по переходу на новую бизнес-схему.

Внедрение новой бизнес-схемы было обусловлено следующими целями.

На уровне Компании - сформировать менее затратную модель управления переработкой и сбытом, за счет:

- передачи функций оперативного управления и учета ресурса на региональный уровень и сокращение за счет этого количества учетных операций в ЦА Компании;
- четкого разнесения затрат по направлениям деятельности.

На уровне НПЗ – повысить оперативность и гибкость управления процессом производства и поставок, а именно:

- оперативное управление цепочками поставок (прием нефти-переработка-отгрузка);
- составление календарных графиков производства и отгрузок (сутки, декада);
- организация перевозок готовой продукции (осуществление функций грузоотправителя), работа с перевозчиками.

На уровне предприятий нефтепродуктообеспечения – формирование эффективной модели управления региональным сбытом на базе оптимального закрепления бизнес-процессов за бизнес-единицами, посредством:

- разработки и проведения единой политики по формированию цен и условиям продаж нефтепродуктов в регионе;
- расширения возможности оперативного реагирования регионального бизнес-сектора на изменение конъюнктуры рынка;
- построения моделей-процессов регионального сбыта на основании управления спросом.

Одной из целей было так же формирование у покупателя положительного имиджа Компании, за счет:

- скоординированной сбытовой деятельности в регионах;
- гарантированного выполнения обязательств по продажам;
- оптимального соотношения «цена-качество».

С 01.01.2005 года НПЗ работает по следующей схеме:

1. Компания покупает сырье (нефть и СГК) у дочерних обществ Компании и организаций, не входящих в группу «ЛУКОЙЛ», и продает их НПЗ Компании на узле учета ОАО «АК «Транснефтепродукт» на границе завода для переработки.

2. Компания осуществляет планирование размещения нефти, разработку планов производства продукции (в рамках договора с НПЗ об оказании услуг) с учетом модели НПЗ и маркетинговых исследований, анализ уровня рыночных цен на нефть и нефтепродукты для использования в организациях Группы «ЛУКОЙЛ» и с учетом региона формирует рекомендательные цены на товарную продукцию. Производит формирование консолидированного бюджета ОАО «ЛУКОЙЛ». Бюджет НПЗ формирует сам завод.

3. НПЗ осуществляет переработку сырья. Выработанные нефтепродукты являются собственностью НПЗ.

4. НПЗ осуществляет продажу нефте- продуктов на внутренний рынок РФ на основании договоров поставки с НПО или другими оптовыми покупателями в соответствии с планами поставок.

ОАО «ЛУКОЙЛ» покупает у НПЗ нефтепродукты для реализации на экспорт, а с 2007 года планируется, что и экспортную продукцию будет реализовывать НПЗ, в связи с изменением в налоговой политике государства.

Данная схема позволила добиться существенной синергии в обеспечении нефтепродуктами путем распределения ресурсов при планировании производства продукции между НПЗ Компании. Так было произведено перераспределение выпуска продукции на различных НПЗ: бензин Супер-98 только на Нижегородском НПЗ, топливо ИФО и топливо судовое маловязкое на ООО «ЛУКОЙЛ- ПермНОС», дизельное топливо арктическое на Ухтинском заводе.

НПЗ и Компания получили свидетельства о регистрации лица, совершающего операции с нефтепродуктами (на оптовую реализацию).

Схема организации транспортной логистики выглядит следующим образом.

ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществляет организацию перевозок на экспорт ж/д транспортом, транспортировку светлых нефтепродуктов на экспорт и внутренний рынок трубопроводным транспортом, предоставление приватного подвижного состава для перевозок на внутренний рынок и экспорт.

Договорная схема транспортной логистики следующая:

1. ОАО «ЛУКОЙЛ» заключает единые договоры

- с экспедиторами ж/д перевозок на организацию транспортировки продукции Компании на экспорт и предоставление частных вагонов для обеспечения перевозок по территории РФ.

- с ОАО «АК «Транснефтепродукт» на организацию транспортировки продукции Компании на экспорт и на транспортировку нефтепродуктов по территории РФ трубопроводным транспортом.

- с НПЗ на агентские услуги заводу по предоставлению частных вагонов для железнодорожных перевозок продукции по территории РФ».

- с НПЗ на оказание агентских услуг заводу по организации транспортировки нефтепродуктов по территории РФ трубопроводным транспортом.

НПЗ является грузоотправителем и заключает соответствующий договор с региональным структурным подразделением ОАО «РЖД».

В результате работы по беспроцессинговой схеме переработки нефти нефтяная компания смогла существенно сократить:

- количество договоров на нефтепродукты по внутреннему рынку;

- документооборот по внутреннему рынку (количество обрабатываемых ОАО «ЛУКОЙЛ» первичных документов и счетов-фактур в среднем сократилось на 43 тыс. позиций) и документооборот между НПЗ и Компанией.

НПЗ как грузоотправитель в этих условиях несет ответственность за полный технологический цикл производства и сдачи продукции в транспортное средство.

Повышена ответственность НПЗ за качество и количество отгружаемой в транспортное средство продукции.

Повышена ответственность НПЗ за выполнение плана поставок (отгрузок).

Сокращено количество претензий по недоливам и качеству.

Улучшилась управляемость процессом отгрузок нефтепродуктов.

Упрощено оформление товаротранспортных документов.

Эффективность работы ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» по беспроцессинговой схеме.

За полтора года работы по беспроцессинговой схеме на ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» получены следующие результаты.

- за счет изменения организационных структур НПЗ и НПО оптимизирована численность персонала службы по поставкам с 213 до 156 человек. Это позволило исключить дублирующие функции, уменьшить документооборот, перейти на процессный подход ведения бизнеса.

- возросла оперативности отгруз- ки нефтепродуктов. Так коэффициент обра- чиваемости подвижного состава увеличился с 1,6 до 1,9.
- произошло уменьшение остатков нефти на 22 тыс. тонн, товарной продукции на 70 тыс. тонн, полуфабрикатов на технологических установках и промежуточных парках на 21 тыс. тонн.
- оборачиваемость запасов снизилась с 26 дней в 2004 году до 14 дней в 2005.
- возросла оперативность в решении вопросов по выработке нефтепродуктов.
- получены результаты в оптимизации логических схем, а именно:
- увеличена месячная загрузка МНПП Пермь-Альметьевск с 70 тыс. тонн в 2004 году до 120 тыс. тонн в 2005, а в 1 полугодии 2006 доведена до 150 тыс. тонн при проектной мощности 180 тыс. тонн в сутки.
- активизирована работа со Свердловской железной дорогой по увеличению про- пускной способности станции Осенцы. Достигнуто соглашение по развитию в течение 3 лет со стороны транспортников железнодорожных путей и Промыво-пропарочной станции Осенцы, со стороны ПНОС железнодорожных путей завода.

По результатам обсуждения доклада принято следующее решение:

- 1. Одобрить положительный опыт перехода на новую бизнес-схему работы российских организаций Группы ОАО «ЛУКОЙЛ» в т.ч. ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», предусматривающую беспроцессинговую переработку нефти.**
- 2. Отметить, что введенная в организациях Группы ОАО «ЛУКОЙЛ» бес- процессинговая схема переработки нефти несет в себе элементы преимствен- сти ранее действующей доперестроечной системы управления производством на российских НПЗ в условиях их самостоятельного хозяйствования.**
- 3. Просить руководство ОАО «ЛУКОЙЛ» и ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» подготовить более полный анализ экономической эффек- тивности деятельности компании и завода в условиях беспроцессинговой схемы переработки нефти.**
- 4. Оказать содействие распространению положительного опыта работы предприятий Группы ОАО «ЛУКОЙЛ» среди других российских нефтяных компаний и предприятий отрасли.**

1.2. О снижении затрат на нефтеперерабатывающих заводах России.

Важнейшим условием повышения эффективности работы нефтеперерабатывающего предприятия является рациональное использование имеющихся производственных ресурсов и, прежде всего нефти.

Уровни показателей материало-, энерго-, трудо- и фондоемкости определяются особенностями нефтеперерабатывающей промышленности, которые выражаются в высокой сы- рье-, энерго- и фондоемкости, комплексности и непрерывности производства, различиях технологических схем переработки нефти, способах поставки сырья и реализации продуктов, методах оценки продукции и др.

По мере совершенствования техники, технологии, углубления переработки нефти и улучшения качественной структуры производства нефтепродуктов в нефтеперерабаты- вающей отрасли закономерно должны возрастать материалоотдача, фондоотдача, производи- тельность труда и снижаться удельные затраты на 1т переработки нефти.

Несомненно, именно такие ориентиры должны определять основы разработки пер- спектив развития предприятий и формирования динамики и соотношения цен на нефтепро- дукты.

Однако указанные экономические закономерности могут эффективно действовать только в условиях устоявшейся рыночной системы, стабильного экономического развития производства, устойчивых и стабильных условий хозяйствования, методов государственного

регулирования, в частности, законодательства, налогообложения и других мер государственного управления.

Современные условия жизни – это все еще переходный период экономического развития, в этих условиях экономические законы не работают, продолжается активная реструктуризация в нефтяном секторе.

Известно, что уровень технического развития отечественных НПЗ отстает от мирового уровня на десятилетия. Отечественные НПЗ в основной своей массе нуждаются в коренной реконструкции и модернизации.

Как известно, за 90-е годы прошлого столетия отечественные НПЗ находились в «забвенном» состоянии. Нефтяными компаниями оплачивались только минимальные текущие затраты на переработку нефти. Более серьезные потребности предприятий на ремонты, катализаторы, материалы и др. практически не обеспечивались.

В отрасли повсеместно завоевал свои позиции ПРОЦЕССИНГ. Практически все НПЗ отрасли функционируют в составе нефтяных компаний, поэтому фактически степень загрузки сырья, его стоимость и, в значительной мере, уровень затрат процессинга определяются в соответствии с внутренней финансовой политикой компаний и имеют свои особенности.

Однако в последние 3-4 года в отрасли наметились позитивные перемены в отношении нефтяных компаний к роли нефтепереработки и необходимости ее развития. Практически на каждом НПЗ осуществляются программы технического перевооружения.

Однако, при сложившемся уже отставании в развитии отечественных НПЗ, повсеместных потребностях их коренного перевооружения, говорить о снижении затрат в нефтепереработку, без удовлетворения потребностей НПЗ на обеспечение нормальной деятельности и перевооружение, в настоящее время не приходится.

Проблема формирования экономически обоснованных затрат требует учета особенностей и сложности технологических схем переработки нефти, технического уровня НПЗ, качества производимой продукции, перспектив развития, социальных вопросов.

Обоснованность затрат и их оптимизация *не означают* сокращения затрат.

Необоснованное, «волевое» сокращение затрат наносит не меньший вред, чем бесконтрольные расходы, так как при определении оптимальных затрат важно сокращать (ликвидировать) только те расходы, которые бесполезны, непроизводительны, необоснованны.

В 1999 г. отделом экономических и методических исследований «ЦНИИТЭнефтехим» разработаны «Методические рекомендации по определению стоимости переработки давальческой нефти («процессинга») на нефтеперерабатывающих предприятиях России», учитывающие особенности и сложность технологических схем переработки и позволяющие определить реальные, технологически обоснованные необходимые затраты на услуги по переработке нефти.

На основе Методических рекомендаций ЦНИИТЭнефтехим в течение последних 8 лет проводится анализ уровней фактических затрат на процессинг по предприятиям и разработка оптимальных уровней затрат по группам производств, объединенных по типу и сложности технологической схемы переработки нефти, табл. 1.

Таблица 1

Группа, тип предприятия		Основные технологические процессы и производства
I группа – НПЗ топливного профиля		
в том числе с долей вторичных процессов	а) низкой	АВ, АВТ, каталитический риформинг
	б) высокой	Группа Ia+гидроочистка топлив, каталитический крекинг, гидрокрекинг, термический крекинг, висбрекинг и др.
II группа – НПЗ топливно-масляного профиля		Группа I+ производство масел
III группа – НПЗ топливно-масляно-нефтехимического профиля		Группа II+нефтехимическое производство

Динамика уровней фактических и оптимальных затрат процессинга за 2000-2005 по группам НПЗ и отрасли в целом приведена в табл. 2 .

7
Таблица 2

Группа, тип предприятия	Затраты 2000г.		Затраты 2005 г.		Темп роста затрат, %	
	Фактические	Оптимальные	Фактические	Оптимальные	Фактических	Оптимальных
1	2	3	4	5	6	7
I группа – НПЗ топливного профиля	150	180	357	470	238	261
В том числе:						
а) с низкой долей вторичных процессов	125	150	197	300	158	200
б) с высокой долей вторичных процессов	156	190	396	550	253	239
II группа – НПЗ топливно-масляного профиля	225	270	564	750	250	217
III группа – НПЗ топливно-масляно-нефтехимического профиля	239	420	865	900	362	214
Всего по отрасли	197	250	482	625	245	250

Приведенные данные наглядно свидетельствуют о динамичном росте удельных (на 1 т переработанной нефти) затрат на процессинг по всем НПЗ, а по отрасли в целом за этот же пятилетний период удельные затраты на процессинг возросли в 2,5 раза.

Порядок возрастания средневзвешенной себестоимости процессинга по группам предприятий подтверждает зависимость уровня затрат от сложности схемы переработки нефти и ассортимента вырабатываемых нефтепродуктов.

Рассчитанные оптимальные уровни затрат на процессинг превышают фактические затраты, так как по нашему мнению, затраты на процессинг по отдельным предприятиям остаются недооцененными (в частности, затраты на топливо, расходуемые на технологические нужды, энергетические затраты, затраты на оплату труда, амортизацию и др.).

Структура составляющих элементов затрат на процессинг в нефтеперерабатывающей отрасли, ее изменение за 2000-2005 годы приведена в табл. 3.

Таблица 3

Элементы затрат	Себестоимость процессинга, руб/т			Структура затрат, %	
	Годы		Темп роста, %	Годы	
	2000	2005		2000	2005
Затраты в целом по отрасли	197	482	244,7	100	100
в том числе:					
энергозатраты	58	93	160	29,4	19,3
затраты на оплату труда	38	94	247,4	19,2	19,5
ЕСН	15	22	146,7	7,6	4,6
амортизация	14	53	378,6	7,1	11,0
материалы и прочие расходы	72	220	305,6	36,6	45,6

Приведенные данные свидетельствуют об опережающем росте на НПЗ прежде всего материальных затрат. При росте, в целом, удельных затрат в 2,4 раза, материальные затраты возросли в 3 раза. К сожалению, главным фактором этого роста является рост цен на материалы. Затраты на оплату труда координируются с ростом общих затрат (2,5 раза и 2,4 раза, соответственно).

Позитивным фактором является относительное снижение темпов роста энергетических затрат на 1 т переработки (1,6 раз) и снижение доли затрат на них в общих затратах с 29,4% до 19,3%. Наиболее позитивным фактором для НПЗ за рассматриваемый период является рост затрат на амортизацию – в 3,8 раза, что свидетельствует о принимаемых нефтяными компаниями мерах по модернизации и техническому совершенствованию производства, хотя уровень этих затрат еще невелик, учитывая степень износа основных фондов НПЗ почти 60%.

По отдельным НПЗ уровни и структура затрат на процессинг резко различаются, что свидетельствует, по нашему мнению, о субъективном подходе нефтяных компаний к оценке деятельности своих НПЗ.

Поскольку нефтеперерабатывающие заводы отрасли функционируют в составе нефтяных компаний, вся их деятельность – степень загрузки сырьем, его стоимость и, соответственно, уровень затрат процессинга определяются в соответствии с внутренней финансовой политикой компаний и имеют свои особенности.

По предприятиям резко различаются уровни оплаты труда, затрат по ремонту оборудования, включаемые в стоимость процессинга, амортизационная политика.

Значительно более низкие уровни энергозатрат (внутри одной технологической группы) показывают предприятия, имеющие в своем составе собственную энергетическую базу (Туапсинский, Ачинский, Куйбышевский, Новокуйбышевский НПЗ, «Орскнефтеоргсинтез» и др.).

Некоторые нефтяные компании поставляют на НПЗ на давальческих условиях (без отражения их стоимости в затратах) наряду с нефтяным сырьем, также катализаторы, высокооктановые добавки, присадки, используемые в производстве нефтепродуктов, занижая общий уровень затрат процессинга на предприятиях.

На отдельных предприятиях выведены из состава НПЗ масляные производства, при этом их затраты ограничиваются себестоимостью выработки масляных фракций, что способствует снижению общего уровня затрат процессинга давальческой нефти по предприятиям и разбросу уровней затрат в группах НПЗ одного профиля и технологичности.

Следует сказать и о том, что фактические уровни себестоимости и цен процессинга по предприятиям, имеющим в своем составе нефтехимические производства, не включают весь объем затрат процессинга по полному технологическому циклу, а ограничены топливным или топливно-масляным производством, что является лишь частью общего уровня затрат процессинга по этим предприятиям.

Такая недооценка затрат на услуги по переработке нефти, в том числе и на топливо, выработанное на самом предприятии и расходуемое на технологические цели, приводит к искусственному занижению фактического уровня затрат на процессинг отечественных НПЗ.

Разброс **стоимости процессинга** внутри группы предприятий одного профиля и технологичности еще более значителен, так как **рентабельность** переработки нефти, предусматриваемая нефтяными компаниями для своих НПЗ, резко различается: от 0,5 до 118,0%.

Кроме того, затраты и стоимость процессинга на предприятиях некоторых нефтяных компаний включают в отдельные периоды инвестиционную составляющую, что приводит к значительным колебаниям в уровнях себестоимости и цен процессинга по периодам.

В наиболее объективной оценке необходимых затрат на процессинг для своих НПЗ выгодно отличалась нефтяная компания «ЛУКОЙЛ». Эта компания заботилась о развитии своих НПЗ и во многом за счет этого выиграла.

Проведенные нами исследования по анализу затрат на НПЗ наглядно показали, что как бы мы не совершенствовали методики расчета затрат на процессинг, сам **ЭТОТ ПОКАЗАТЕЛЬ НЕ ОТРАЖАЕТ РЕАЛЬНУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ НПЗ**, является «**ВИРТУАЛЬНЫМ**» показателем.

Именно поэтому все наши методические разработки и рейтинговые оценки эффективности деятельности НПЗ основываются на сравнении показателей их деятельности по полной схеме (при покупной нефти) и при процессинге.

Результаты анализов показали, что оценки работы НПЗ по полной схеме более полно и объективно отражают реальный объем, затраты на производство и эффективность деятельности предприятия.

Не случайно, что именно НК «ЛУ- КОЙЛ» первым сделал правильный выбор, отказавшись от процессинговой схемы переработки нефти.

Этот опыт НК «ЛУКОЙЛ» требует глубокого изучения и мы готовы взять на себя выполнение такого заказа. Мы убеждены, что этот опыт НК «ЛУКОЙЛ» рано или поздно получит повсеместное распространение.

Рассматривая вопрос о затратах на нефтеперерабатывающих предприятиях, нельзя ограничиваться только непосредственно затратами на производство продукции (то есть ее себестоимости).

Нефтяные компании и НПЗ несут большие дополнительные затраты от высокого налогообложения. Именно высокое налоговое бремя вынудило нефтяные компании к массовому переводу своих НПЗ на схему процессинга, что существенно ограничивает их собственные инвестиционные ресурсы для обеспечения текущего производства и программ развития.

Нами разработаны рекомендации и механизм экономического стимулирования нефтяных компаний в увеличении производства нефтепродуктов по евростандартам с учетом зарубежного опыта. Рекомендации предусматривают совершенствование системы налогообложения в нефтепереработке. Эти рекомендации опубликованы в журналах: «Нефть России», № 10, 2005 г., «Нефтепереработка и нефтехимия» № 10, 2005 г.

В рекомендациях предлагаются понижающие коэффициенты дифференциации акцизов на моторное топливо с учетом роста их качества, а также скидки с акцизов. При активной поддержке Ассоциации разработанные нами предложения находят отклик в Федеральных Министерствах.

В частности, Минэкономразвития и Минпромэнерго готовят проект поправок в Налоговый Кодекс, которые дифференцируют топливные акцизы в зависимости от качества нефтепродуктов. Как мы и предлагали к ставкам акциза проектируется применять корректирующие коэффициенты, чем выше качество топлива, тем ниже налог. Цель – стимулировать спрос и предложение высококачественной продукции, соответствующей международным стандартам, и активизировать экспорт российского топлива за рубеж («Ведомости» 30.08.06).

При нашей инерционно бюрократической машине управления новые правила, к сожалению, предполагается ввести лишь с 2008 г. Но уже в 2006 и 2007 годах СТАВКИ акцизов НЕ ПОВЫШАЮТСЯ, это принесло уже ощутимые достижения в экономии затрат нефтяных компаний и НПЗ.

В заключение, хотелось бы обратить внимание участников заседания Правления Ассоциации на то, что наш отдел экономических и методических исследований ЦНИИТ-Энефтехим подготовил на 2007 год широкий перечень разрабатываемых методических и аналитических материалов, который может представлять для Вас интерес. Указанный перечень является открытым и может быть скорректирован и дополнен по Вашим заявкам.

Приглашаю Вас к развитию нашего сотрудничества.

Р е ш е н и е

1. Отметить большой вклад Отдела экономических и методических исследований ОАО «ЦНИИТЭнефтехим»:

- в создание базовых принципов анализа и оценки эффективности экономической деятельности нефтеперерабатывающих предприятий в современных рыночных условиях;
- в определение научно-обоснованных затрат на переработку нефти и факторов их роста с учетом особенностей и технологической сложности схемы НПЗ;
- в систематическое обеспечение нефтеперерабатывающих предприятий методическими и аналитическими разработками согласно их потребностям.

2. Отметить, что, как показали проведенные исследования по анализу затрат на НПЗ в условиях процессинга, ЭТОТ ПОКАЗАТЕЛЬ НЕ ОТРАЖАЕТ РЕАЛЬНУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ НПЗ, является «ВИРТУАЛЬНЫМ» показателем.

3. Рекомендовать руководителям нефтяных компаний и нефтеперерабатывающих предприятий использовать методические и аналитические материалы Отдела ОАО «ЦНИИТЭнефтехим», перечень которых на 2007 год представлен в раздаточном материале. Предлагаемые разработки Отдела будут полезными нефтяным компаниям

и нефтеперерабатывающим предприятиям в практической деятельности при решении актуальных экономических проблем.

1.3. Целесообразность создания на НПЗ собственных источников энергоснабжения

Нефтеперерабатывающая промышленность является одной из наиболее энергоемких отраслей народного хозяйства.

По имеющимся данным удельные затраты на технологические нужды в среднем по российским НПЗ составляют в настоящее время около 135 кг у.т. на тонну переработанной нефти, что эквивалентно 9,5% нефти, переработанной на предприятиях отрасли. С учетом значительного за последние годы роста тарифов на энергоресурсы доля энергозатрат в суммарных затратах НПЗ на переработку нефти (без учета стоимости сырья) достигла по предприятиям России уровня 50% и более, что делает весьма актуальными проблемы создания на нефтеперерабатывающих предприятиях собственных автономных источников электроэнергетики и тепла (технологический пар, теплофикационная вода и др.).

По причине высоких тарифов на энергоносители предприятия, имеющие собственное производство энергоресурсов (Куйбышевский, Ачинский НПЗ и некоторые другие) оказываются в существенно лучшем положении, т.к. несут существенно меньшие затраты на энергоносители. В нынешних условиях создание собственных генерирующих энергетических мощностей - радикальный путь решения проблемы сокращения затрат на переработку нефти. Многочисленные исследования показывают, что в качестве собственных источников энергоснабжения наиболее эффективными являются теплоэлектростанции на базе газовых турбин, а в отдельных особых случаях (например, отсутствие потребности в тепле) – дизельные электростанции. Традиционные ТЭЦ, работающие по традиционной паросиловой схеме, значительно уступают им по основным технико-экономическим показателям: удельным капиталовложениям, срокам строительства, мобильности ввода в действие, эффективности использования топлива, занимаемой площади и др. В сравнении с газотурбинными теплоэлектростанциями дизельные электростанции, имеют ряд несомненных достоинств:

- Высокий электрический КПД – порядка 45%.
 - Возможность использования практически любого газообразного и/или жидкого топлива вплоть до мазута,
- имеют и существенные недостатки:
- Сравнительно высокая стоимость
 - Низкая выработка тепловой энергии – около 0,2 Гкал на 1 МВт выработанной электрической мощности.
 - Необходимость сооружения дорогостоящих блоков очистки выхлопных газов от окислов азота и сернистых соединений.

Поэтому по совокупности всех показателей для применения в условиях НПЗ, имеющих, как правило, значительные потребности в теплоэнергии, дизельные электростанции оказываются существенно менее эффективными в сравнении с тепловыми электростанциями на базе газовых турбин.

Как показали технико-экономические исследования и расчеты применительно к реальным проектам (ГТУ-ТЭЦ Московского НПЗ, для ОАО «СЛАВНЕФТЬ-Ярославнефтеоргсинтез» и ряда других предприятий отрасли) при вводе станции в эксплуатацию с учетом всех прогнозируемых факторов (изменение уровня цен на природный газ, рост тарифов на тепловую и электрическую энергию, рост цен на нефтепродукты, нефтяное топливо и др.) затраты предприятий на энергоресурсы снижаются более, чем в 2 раза.

Выполненные расчеты показывают, что в зависимости от мощности станции и используемого оборудования удельные капитальные затраты на строительство ГТУ-ТЭЦ мощностью 40-100 МВт варьируются в пределах 600-800 долларов США за 1 кВт установленной генерируемой электрической мощности.

Это также подтверждается расчетами других авторов, как, например, расчеты и прогнозные оценки, выполненные экспертами «Нижнекамскнефтехим» (Журнал «Нефть и капитал», №9, 2001г.). Ими показано, что из-за роста цен на топливо, поставляемое «Газпромом», затраты

на все виды энергии для промышленности возростали в 2005 году по сравнению с 2000 годом:

- Электрической на 165-240%,
- Тепловой на 145-230%
- Топливного газа на 350-400%.

Вследствие этого «Нижекамскнефтехим» должен будет заплатить за энергоносители (с учетом намечаемого роста объемов производства) от 230 млн, долл. США до 306 млн. или около половины совокупного годового дохода.

Как наиболее эффективное решение задачи рационального энергоснабжения НПЗ в мировой практике чаще всего используются так называемые когенерационные установки, т.е. установки для совместной выработки тепловой и электрической энергии. Наибольшее распространение получили, в особенности за последние 10-15 лет, установки на базе газотурбинных электрогенераторов малой и средней мощности (от 15 до 35 МВт) и в отдельных случаях дизельных генераторов единичной мощностью до 15-22 МВт.

МК «РИФИН» имеет значительный опыт проведения технико-экономических исследований и разработки обоснования инвестиций в сооружение в составе НПЗ собственных энергоблоков для обеспечения НПЗ электрической и тепловой энергией. При выполнении исследований определяются оптимальная мощность основного оборудования станции, наилучшее соотношение выработки тепловой и электрической энергии. На основе сопоставительного анализа технико-экономических показателей существующих газовых турбин (отечественных и зарубежных) осуществляется выбор рекомендуемого оборудования, разрабатывается конфигурация станции и рассчитываются все ее технико-экономические показатели. Полученные результаты являются обоснованием для принятия решения о целесообразности инвестирования и строительства станции.

На основании проведенных нами исследований в 1996 году на ПО «НАФТАН» построена ГТУ-ТЭС электрической мощностью 40 МВт (два блока по 20 МВт) и с выдачей 60 Гкал/час тепловой энергии (80 т/час пара $P=18$ кг/см²). Станция успешно эксплуатируется более 6 лет, капиталовложения окупились в течение двух лет. Ежегодная прибыль по данным завода составляет более 10 млн. \$ в год.

Работы (технико-экономическое исследование и обоснование инвестиций) в последние годы выполнены нами для целого ряда заводов.

Для Московского НПЗ ГТУ-ТЭС электрической мощностью 100 МВт с выработкой 120-140 Гкал/час тепловой энергии. Срок окупаемости, рассчитанный в ценах того периода, составил 1 год от момента вывода станции на полную мощность, капитальные затраты – 42,5 млн. \$ США. Экономические показатели относятся к выбранной газотурбинной установке 55-СТ20 отечественного производства (завод Союз, Москва).

Параллельно были проанализированы варианты с использованием газовой турбины GT-10 АВВ, Швеция (вариант 2), дизелей фирмы Вяртсиля, Финляндия (вариант 3) и дизелей БМЗ, Россия (вариант 4). Было выявлено, что вариант 2 отличается повышенной капиталоемкостью (75,8 млн. \$) и соответственно сроком окупаемости – 4 года. Вариант 3 – высокой капиталоемкостью (72,7 млн \$) и сроком окупаемости 4 года, при этом резко сокращается выдача тепловой энергии (18,7 Гкал/час). Вариант 4 при тех же практически капитальных затратах обеспечивает большую электрическую мощность (106,5 МВт вместо 94,8 МВт в варианте 3), в связи с чем срок окупаемости сокращается до 2,5 лет.

Как положительную сторону применения дизелей необходимо отметить их топливную всеядность, в то время как для газовых турбин предпочтительно использовать природный газ. Допустимо использование дизельных или реактивных топлив, что значительно дороже.

Для ОАО «СЛАВНЕФТЬ-Ярославнефтеоргсинтез» ГТУ-ТЭС электрической мощностью 60 МВт (3 блока по 20 МВт) с выдачей тепла 80-90 Гкал/час. Были проанализированы варианты использования отечественной (55-СТ20) и зарубежной газовой турбины (GT –10, фирмы АВВ) при работе на природном газе и дизельном топливе. Работа на дизельном топливе оказалась не рентабельной. Для машины 55-СТ20 капитальные затраты (в ценах 2000 года) составили 901,6 млн. руб. и срок окупаемости – 1 год с начала эксплуатации на полной мощно-

сти. Для машины GT –10 капитальные затраты составили 1528,8 млн. руб. и срок окупаемости – 2 года.

Для ОАО «Сызранский НПЗ» ГТУ-ТЭС электрической мощностью 60 МВт и выдачей 85 Гкал/час тепла. При разработке ТЭИ сравнивались станции на базе отечественной машины 55-СТ20 и Титан-130 (Solar Turbines, США) единичной мощностью 13,06 МВт. Оба варианта показали сопоставимые результаты: стоимость строительства 43,25 и 41,5 млн. \$ соответственно, окупаемость при выходе на полную мощность 3 года 5 мес. и 3 года 3 мес.

Значительный интерес представляет сопоставление полученных результатов с вариантом строительства традиционной паросиловой ТЭЦ аналогичной мощности на том же заводе и для тех же исходных данных. Анализ технико-экономических показателей позволяет сделать следующие выводы:

- Несмотря на существенно более низкие капитальные затраты (39,76 млн \$) вариант строительства ТЭЦ существенно уступает газотурбинным станциям.
- Расход электрической и тепловой энергии на собственные нужды ТЭЦ в 3-5 раз выше.
- КПД ТЭЦ (коэффициент использования топлива) в 1,8-1,9 раз ниже.
- Занимаемая площадь в 6-12 раз выше.
- Требуется использование речной воды для подпитки собственной системы оборотного водоснабжения
- Более высокая штатная численность персонала (на 17 человек)
- Более высокие затраты на оплату за вредные выбросы в атмосферу и очистку сточных вод.
- Большой срок возврата капитала.
- Более низкие накопленная текущая стоимость, внутренняя норма рентабельности и индекс доходности.
- Значительно выше удельный расход топлива на отпуск энергии – на 40-50%

Для ОАО «Орскнефтеоргсинтез» ГТУ-ТЭС электрической мощностью 40 МВт. В отношении выработки тепловой энергии по заданию завода были рассмотрены два варианта: производство 140 т/час и 210 т/час пара технологических параметров. В последнем случае потребовалось предусмотреть организацию предварительного сжигания топлива перед котлом-утилизатором для повышения температуры дымовых газов на входе в него. Такая схема позволяет в широких пределах изменять количество вырабатываемой тепловой энергии при сохранении постоянной электрической мощности, что происходит благодаря тому, что в выхлопных газах газовой турбины содержится 15 % кислорода.

Технико-экономические показатели станции практически не отличаются от показателей рассмотренных выше станций.

Все выполненные работы подтвердили экономическую целесообразность создания на НПЗ собственных источников энергии, базирующихся на газотурбинных установках, высокая эффективность проектов не вызывает сомнений.

Р е ш е н и е

1. Считать приоритетным направлением развития энергетики НПЗ - создание собственных электро- и теплогенерирующих мощностей как с точки зрения снижения энергозатрат, так и повышения надежности обеспечения энергоресурсами особенно в связи с опубликованием РАО ЕЭС России списка из 16 регионов, которых предстоящей зимой могут коснуться ограничения энергопотребления, а также, принимая во внимание то, что возможные нарушения в централизованном энергообеспечении НПЗ могут привести к аварийной ситуации на предприятии.

В зоне распространения предупреждения РАО «ЕЭС» находится 8 НПЗ (регионы – Коми, Кубань, Ленинградская, Московская, Нижегородская, Пермская и Саратовская области.

2. Отметить заинтересованность ЗАО «ЮКОС-РМ» в подготовке с участием МК «РИФИН» среднесрочной программы развития собственного энергообеспечения на дочерних НПЗ компании.

3. Рекомендовать нефтяным компаниям и предприятиям отрасли принять во внимание предложенные МК «РИФИН» рекомендации по созданию собственных источников энергообеспечения.

1.4. Об использовании внутренних резервов в ОАО «Сибнефть-Омский НПЗ»

Вопрос снят с повестки дня в связи с форс-мажорными обстоятельствами на заводе и просьбой генерального директора завода Сарварова И.И. о переносе рассмотрения вопроса на одно из последующих заседаний Правления.

2. О реконструкции ОАО «Роснефть-Туапсинский НПЗ»

Туапсинский НПЗ введен в эксплуатацию в 1929 году и изначально предназначался для переработки грозненской нефти с целью дальнейшей поставки продуктов ее переработки на экспорт.

Основными продуктами производства ТНПЗ являются на настоящее время автомобильные бензины, малосернистое дизельное топливо, мазут и сжиженный газ. В качестве сырья в настоящее время завод использует западносибирскую нефть, поступающую по трубопроводу.

Ориентированное на экспорт расположение завода и отсутствие железнодорожных транспортных перевозок обуславливает его высокую конкурентоспособность.

В связи с переходом предприятия под полный контроль ОАО «НК «Роснефть» (сразу после выкупа в конце 2004 г. дополнительных 41,7% акций ТНПЗ у миноритарных акционеров), с 2005 г. загрузка ТНПЗ осуществляется на 100% сырьем «НК «Роснефть».

Завод переработал в 2005 г. 4,1 млн. тонн нефти. Глубина переработки нефти увеличилась до 55,8% против 55,3% годом ранее.

В 2005 г. на заводе введены в эксплуатацию после реконструкции новые колонны на установках АТ-1 и АТ-2.

Ранее на заводе уже был введен в эксплуатацию новый блок стабилизации с автоматизированной системой управления, завершена работа по ремонту установки каталитического риформинга. В 2004 г. была также завершена реконструкция ТЭЦ, что обеспечило стабильную работу технологических мощностей завода.

Программа коренной модернизации ТНПЗ предусматривает строительство практически нового современного нефтеперерабатывающего предприятия.

Цели проведения модернизации завода:

- повышение коммерческой эффективности;
- увеличение глубины переработки нефти с 56% до 95,6%;
- увеличение мощности завода по первичной переработке нефти до 12 млн. тонн в год.

Реконструкцию Туапсинского НПЗ планируется осуществить в 2 этапа. В ходе первого этапа реконструкции (2006-2010 гг.) предусматривается строительство: блока первичной переработки нефти мощностью 12 млн. т в год, вакуумного блока мощностью 5,5 млн. т по мазуту; установки «ASCOT» мощностью 1,6 млн. т в год (включает в себя деасфальтизацию гудрона с коксованием остатка деасфальтизации и вовлечением деасфальтизата в сырье гидрокрекинга); блока по производству водорода мощностью 180 тыс. т в год; блока гидрокрекинга вакуумного газойля и деасфальтизата гудрона мощностью 5,0 млн. т в год по сырью; блока гидроочистки дизельного топлива мощностью 3,2 млн. т в год; блока производства серы мощностью 120 тыс. т по сере.

В ходе второго этапа реконструкции (2011-2012 гг.) предусматривается строительство: блока каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора мощностью 1,5 млн. т в год; блока низкотемпературной изомеризации мощностью 800 тыс. т в год.

По результатам первого этапа реконструкции Туапсинского НПЗ индекс Нельсона (индикатор технологической сложности завода) возрастет с существующих 1,6 до 6,1, а по итогам второго этапа реконструкции – до 8,6. значение индекса показывает, что Туапсинский НПЗ станет одним из лучших НПЗ в России. По состоянию на текущий момент самый сложный НПЗ в России имеет индекс Нельсона 6,4.

После завершения реконструкции на НПЗ появится возможность производить бензины «Премиум-95» и «Супер-98», экспортное дизельное топливо с содержанием серы менее 10

прт, электродный кокс, серу товарную. Объем производства экспортного дизельного топлива возрастет в 4,8 раза (с содержанием серы 0,001%, в то время как на данный момент экспортируется дизтопливо с содержанием серы 0,2%), нефти — в 5,0 раза. При этом выпуск малоценного мазута снизится с 1,8 млн.тонн до 0,2 млн.тонн, а глубина переработки нефти составит более 95%.

Предполагается, что после проведения реконструкции доля экспортных поставок нефтепродуктов составит более трех четвертей от общего объема выпуска.

Компания планирует проводить всю работу по строительству нового завода на территории действующего завода путем «расчистки» старых процессов.

В настоящее время досрочно и негласно проведен тендер по выбору лицензиаров на процессы гидрокрекинга, риформинга, изомеризации, водородной. Лицензиары пока не озвучены. Им даны задания по подготовке базовых проектов.

Параллельно оформляется договор с ООО «Ленгипронефтехим» на подготовку проекта всего завода с решением всех ключевых проблем.

ОАО «Ленгипронефтехим» в настоящее время завершает подготовку документации на проведение тендера по выбору генерального подрядчика строительства «под ключ» нового нефтеперерабатывающего завода на территории Туапсинского НПЗ, который будет готовить рабочую документацию, закупать оборудование, осуществлять строительство и пуск.

По сообщению руководства ОАО «Роснефть» (письмо от 20.09.06 № СБ-598) тендер будет открытым для участия как отечественных, так и зарубежных компаний, имеющих опыт и квалификацию по реализации подобных проектов.

По мнению Ассоциации возникают серьезные трудности с размещением мощного нефтеперерабатывающего комплекса с соблюдением отечественных норм по экологической, промышленной и пожарной безопасности на действующей территории Туапсинского НПЗ в условиях городской курортной зоны.

Р е ш е н и е:

Принять к сведению информацию ОАО «Роснефть» о проведении работ, связанных с подготовкой к реализации проекта строительства нового нефтеперерабатывающего завода мощностью 12 млн тонн в год на территории ОАО «Роснефть-Туапсинский НПЗ».

3. Об образовании Оргкомитета по проведению торжеств, посвященных 95-летию В.С. Федорова.

Р е ш е н и е:

1. Утвердить предложенный к рассмотрению состав оргкомитета по проведению торжеств, посвященных 95-летию В.С. Федорова, с правом дополнять и уточнять его в рабочем порядке.

2. Оргкомитету разработать план мероприятий по подготовке проведения этого мероприятия.

3. Принять к сведению согласие Хаджиева С.Н. издать книгу В.С. Федорова за счет собственных средств после ее небольшой доработки с участием Рябова В.А., Федорова В.В., Злотникова Л.Е.

4. Об утверждении состава рабочей группы по присадкам

Предложен к рассмотрению и утверждению состав рабочей группы по присадкам, подготовленный на первом техническом совещании по формированию и организации деятельности рабочей группы 27 июля 2006 г.

Р е ш е н и е:

Утвердить предложенный к рассмотрению состав рабочей группы по присадкам с правом его дополнения и уточнения в рабочем порядке.

5. О приеме в члены Ассоциации:

- ОАО «Орскнефтеоргсинтез»;
- ЗАО «ТАИФ-НК»;
- ООО «Новокуйбышевский завод по производству масел и присадок»;
- ОАО «Стройтрансгаз»
- ОАО «Афипский НПЗ»

В Правление Ассоциации поступили заявления о принятии в члены Ассоциации от ОАО «Орскнефтеоргсинтез» (письмо от 26.07.06 № К-1986), ЗАО «ТАИФ-НК» (письмо от 16.08.06 № 1/69-3000), ООО «Новокуйбышевский завод по производству масел и присадок» (письмо от 30.08.2006 № 08м-2712), ОАО «Стройтрансгаз» (письмо от 07.09.2006 № ПР/580-138), ОАО «Афипский НПЗ» (письмо от 14.09.06 № 01-3943).

В.А. Рябов кратко сообщил об основных направлениях деятельности и планах сотрудничества с этими организациями и предложил принять ОАО «Орскнефтеоргсинтез», ЗАО «ТАИФ-НК», ООО «Новокуйбышевский завод по производству масел и присадок», ОАО «Стройтрансгаз», ОАО «Афипский НПЗ» в члены Ассоциации.

Голосовали (члены Правления и лица, их замещающие):

ОАО «Орскнефтеоргсинтез»

«За» -17

«Против» - нет

«Воздержались» - нет

Решение:

Принять ОАО «Орскнефтеоргсинтез» в члены Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков

ЗАО «ТАИФ-НК»

«За» – 17

«Против» – нет

«Воздержались» - нет

Решение:

Принять ЗАО «ТАИФ-НК» в члены Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков

ООО «Новокуйбышевский завод по производству масел и присадок»;

«За» - 17

«Против» – нет

«Воздержались» - нет

Решение:

Принять ООО «Новокуйбышевский завод по производству масел и присадок» в члены Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков.

ОАО «Стройтрансгаз»

«За» - 15

«Против» – нет

«Воздержались» -2

Решение:

Принять ОАО «Стройтрансгаз в члены Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков.

ОАО «Афипский НПЗ»

«За» - 17

«Против» – нет

«Воздержались» - нет

Решение:

Принять ОАО «Афипский НПЗ» в члены Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков.

6. Об исключении из состава членов Ассоциации за систематическую неуплату членских взносов

Генеральный директор АНН Рябов В.А. предложил вывести из состава членов Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков в связи не участием в течение многих лет в работе Ассоциации и систематической неуплатой членских взносов следующие организации:

- ООО «ИСТА-Системс»;
- ЗАО «МХК «Лаверна-холдинг»;
- ОАО «Московский НМЗ»;
- ОАО «РИКОС»;
- ОАО «СЛАВнефть – Ярославский НПЗ им. Д.И. Менделеева

Голосовали:

«За» - 15

«Против» - нет

«Воздержались» - 2

Р е ш е н и е:

1. Вывести из состава членов Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков ООО «ИСТА-Системс», ЗАО «МХК «Лаверна-холдинг», ОАО «Московский НМЗ», ОАО «РИКОС», ОАО «СЛАВнефть – Ярославский НПЗ им. Д.И. Менделеева.

2. Дирекции Ассоциации довести до руководства вышеперечисленных организацию информацию о выведении их из состава членов АНН.

Генеральный директор

В.А. Рябов

Секретарь

Ю.Н. Горячева