



А С С О Ц И А Ц И Я

НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ и НЕФТЕХИМИКОВ

ПРОТОКОЛ № 98 **заседания Правления Ассоциации** **нефтепереработчиков и нефтехимиков**

г. Москва

14 апреля 2010г.

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

Члены Правления: Баженов В.П., Злотников Л.Е., Кантышев В.К., Коротун П.Г. (по поручению Зуева С.Ф.), Крылов И.Б. (по поручению Крылова В.В.), Лупанов Н.В. (по поручению Шекеры Д.В.), Ракитский В.М., Рябов В.А., Хаджиев С.Н., Хурамшин Т.З., Шакиров И.Х. (по поручению Кастерина В.Н.), Ющенко Н.Л. (по поручению Санникова А.Л.), Яскин В.П. (по поручению Скоромца А.А.)

По приглашению: Басыров М.И. (ОАО «Новошахтинский завод нефтепродуктов»), Бацелев А.В. (Московский филиал ЗАО «Нефтехимпроект»), Белый А.С. (ОАО «Сургутнефтегаз»), Валявин Г.Г. (УГНТУ), Гильманов Ф.С. (ОАО «ТАНЕКО»), Егоркин А.А. (Правительство РФ, Департамент промышленности и инфраструктуры), Заворотный С.А. (ООО «Газпром переработка», г. Сургут), Зекель Л.А. (ИНХС им. А.В. Топчиева РАН), Кадиев Х.М. (ЗАО «ГрозНИИ»), Кадников В.Л. (ОАО «АК «Востокнефтезаводмонтаж»), Козин В.М. (ГУП «Башгипронефтехим»), Коронатов Н.Н. (ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез»), Ланцов Б.Н. (ООО «Ильский НПЗ»), Левинбук М.И. (ОАО «Московский НПЗ»), Логинов С.А. (ЗАО «НефтеХимСервис»), Лялякин С.В. (ООО «ИнтерСтройГрупп»), Миркин А.З. (ЗАО «ИПН»), Самарина А.С. (ОИК СО РАН), Салихов А.И. (ГУП ИНХП РБ), Теляшев Р.Г. (ОАО «НижегородНИИнефтепроект»), Теляшев Э.Г. (ГУП «ИНХП РБ»), Хайрудинов И.Р. (ГУП «ИНХП РБ»), Туманян Б.П. (Ростехэкспертиза), Шпирт М.Я. (ИНХС им. А.В. Топчиева РАН), Шахназаров А.Р. (АНН), Якубенко В.М. (ООО «Енисей»), Яицких Г.С. (ЗАО «ИПН»)

ПОВЕСТКА ДНЯ:

1. О новой концепции переработки гудрона комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов ОАО «ТАНЕКО»

Докладчики:

*Капустин В.М. – генеральный директор ОАО «ВНИПИнефть»,
зав. кафедрой технологии переработки нефти РГУ нефти и газа
им. И.М.Губкина, д.т.н., профессор*

*Теляшев Э.Г. – директор ГУП ИНХП РБ, д.т.н., профессор,
член-корреспондент Академии наук РБ*

Хаджиев С.Н. – директор ИНХС им. А.В. Топчиева, академик РАН

Кадиев Х. М. – генеральный директор ЗАО ГрозНИИ», к.т.н.

2. О строительстве и модернизации средних независимых от вертикально-интегрированных нефтяных компаний нефтеперерабатывающих заводов

Докладчики: *ОАО «Новошахтинский завод нефтепродуктов» – Басыров М.И., главный инженер;*

ООО «Ильский НПЗ» – Ланцов Б.Н., заместитель главного инженера

ЗАО «Яйский НПЗ» (ЗАО «НефтеХимСервис») – Логинов С.А., технический советник;

3. Об избрании в состав членов Правления АНН генерального директора ОАО «ВНИИ НП» Винокурова Б.В.

Докладчик: Рябов В.А – генеральный директор АНН

4. О приеме в состав членов Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков:

4.1 ЗАО «Нефтехимпроект», г. С.-Петербург;

4.2. Euro Petroleum Consultants LTD (EPC)

4.3. ООО «Альянс Менеджмент» (передача полномочий от ОАО «Группа Альянс», являющегося членом Ассоциации с 2001г., в связи со структурной реорганизацией Общества)

Докладчик: Рябов В.А – генеральный директор АНН

5. Разное

1. О новой концепции переработки гудрона комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов ОАО «ТАНЕКО»

1.1 Капустин В.М. - генеральный директор ОАО «ВНИПИнефть», зав. кафедрой технологии переработки нефти РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, д.т.н., профессор, Забелинская Е.Н. – заместитель технического директора ОАО «ВНИПИнефть»

О новой концепции переработки гудрона комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов ОАО «ТАНЕКО»

Заказчик поручил ОАО «ВНИПИнефть» разработать технико-экономический расчет комплекса глубокой переработки тяжелых остатков высоковязкой карбоновой нефти ОАО «ТАНЕКО» с применением следующих вариантов технологий:

- Деасфальтизация остатков висбрекинга с последующим гидрокрекингом деасфальтизата (технология ГУП ИНХП РБ)
- Гидроконверсия гудрона (технология ИНХС РАН)
- Гидрокрекинг гудрона в трехфазном вспученном слое (технологии LC-Fining Chevron Lummus и H-Oil Axens)
- Технология Uniflex компании UOP

Варианты процессов переработки гудрона

1. Деасфальтизация остатка висбрекинга (лицензиар ГУП ИНХП РБ)

Гудрон от установок вакуумной перегонки подвергается термическому крекингу на установках висбрекинга. Остаток висбрекинга направляется на деасфальтизацию. Фракция деасфальтизата перерабатывается на установке гидрокрекинга с предварительной деметаллизацией. Из карбонизированного асфальта деасфальтизации приготавливается нефтяная спекающая добавка, которая используется в чёрной металлургии при производстве металлургического кокса.

2. Деасфальтизация остатка висбрекинга (модификация) (лицензиар ГУП ИНХП РБ)

Отличие состоит в переработке асфальта. В варианте 2 проводится газификация асфальта с выработкой синтез-газа, который направляется на ТЭЦ для производства электроэнергии и пара. Балансовое количество синтез-газа используется для производства водорода, потребляемого на установках гидропроцессов.

3. Гидроконверсия гудрона (лицензиар ИНХС им. А.В. Топчиева РАН) - пилотная установка

В процессе используется новый вид каталитической системы - наноразмерные частицы катализатора, формирующиеся в зоне реакции из прекурсора катализатора. Продуктовые бензиновая и газойлевые фракции подвергаются дополнительной гидроочистке на установках гидроочистки нефти, керосина и дизельного топлива совместно с прямогонными фракциями от установок АВТ. Катализатор возвращается в систему после регенерации.

4. LC-fining (лицензиар Chevron Lummus) - 18 действующих установок

H-Oil (лицензиар Axens) – 10 действующих установок

Гудрон перерабатывается на установке гидрокрекинга, состоящей из трёх ступеней. На 1-й ступени проводится деметаллизация гудрона. На 2-й ступени гидрокрекинг проводится в трёхфазном «кипящем» слое катализатора. Процесс гидрокрекинга 3-й ступени проводится в стационарном слое катализатора с максимальной конверсией сырья.

5. Uniflex (лицензиар UOP) - Пилотная установка

В процессе используется наноразмерный катализатор, позволяющий достигать высокой степени конверсии тяжёлого неперегоняемого остатка, уменьшить выпуск остаточного котельного топлива и увеличить выпуск дизельного топлива. Продуктовые бензиновая и газойлевые фракции подвергаются дополнительной гидроочистке на установках гидроочистки нефти, керосина и дизельного топлива совместно с фракциями от АТ. Вакуумный газойль направляется на установку гидрокрекинга вакуумного газойля совместно с потоками прямогонного вакуумного газойля. Пек направляется на установку замедленного коксования. Парная оптимизация процесса Uniflex с установкой замедленного коксования пека позволяет значительно увеличить конверсию переработки гудрона. Выработываемый на установке замедленного коксования кокс содержит в значительных количествах ценные металлы – никель, ванадий.

Наименование	Ед. изм.	Вариант				
		1	2	3	4	5
1. Годовой объем переработки нефти	млн. т/год	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
2. Объем переработки гудрона	тыс. т/год	4 287	4 287	4 620	4 620	4 620
3. Капитальные вложения для оценки эффективности инвестиций (без НДС, ПНР и пр.)	млрд. руб.	267,73	322,32	274,89	300,88	277,89
4. Годовая выручка от реализации	млрд. руб.	195,9	189,6	217,9	210,8	217,3
5. Годовые затраты на производство продукции	млрд. руб.	109,6	113,3	113,8	113,3	110,0
в т.ч. амортизация	млрд. руб.	17,9	21,6	18,4	20,2	18,6
6. EBITDA (валовая прибыль + амортизация)	млрд. руб.	98,4	90,9	116,4	111,1	119,7
7. Прибыль чистая	млрд. руб.	64,4	55,4	78,4	72,7	80,9
8. Срок окупаемости капитальных вложений	лет	3,3	4,2	2,8	3,2	2,8

Выводы:

- Все пять рассмотренных вариантов переработки нефтяных остатков обеспечивают положительную величину показателей эффективности инвестиционных проектов - NPV (Чистый дисконтированный доход) и показатели IRR (Внутренняя норма доходности) выше нормативных значений
- Худшим среди вариантов является вариант с переработкой гудрона на установке деасфальтизации с газификацией асфальта, как по величине инвестиций, так и по величине интегральных показателей эффективности инвестиций. Рынок асфальта не разработан и полностью отсутствуют данные по предварительным заказам потребителей.
- Технологии ИНХС РАН и UOP имеют высокий потенциал развития, однако в настоящее время не доработаны до промышленного внедрения
- Учитывая хорошие экономические показатели, высокую адаптацию и широкое промышленное применение, технологии LC-Fining фирмы Chevron Lummus или H-Oil фирмы Axens, рекомендуем для первого блока глубокой переработки нефти принять процесс гидрокрекинга гудрона. Стадию «Проектная документация»

ция» выполнить с учетом переработки всего гудрона на установке гидрокрекинга

- В случае успешной доработки, технологии ИНХС РАН и УОР могут быть использованы для строительства второго блока глубокой переработки нефти по данным технологиям

1.2 Теляшев Э.Г. - Директор ГУП «ИНХП РБ», д.т.н., проф., чл.-корр. АН РБ, И.Р. Хайрудинов Гл. науч. сотр. ГУП «Институт нефтехимпереработки РБ», д.х.н., профессор

Предложение ГУП ИНХП РБ по оформлению технологии переработки гудрона на ОАО «ТАНЕКО» (вариант – Висбрекинг – Деасфальтизация – Гидрокрекинг.)

Выбор такой конфигурации технологий обосновывается многолетним опытом лабораторных, пилотных, опытно-промышленных и промышленных испытаний по переработке высокосернистых, высоковязких гудронов указанными процессами.

Остатки девонской и карбоновой нефтей, выкипающие выше 520 °С, имеют высокую плотность (1017÷1034 кг/м³), содержат 3,3 ÷ 4,9 % серы, имеют высокую коксуемость (20÷23 %) и содержание тяжёлых металлов (до 560 ppm) и асфальтенов.

С учётом этого считаем целесообразным проводить предварительную подготовку этих остатков путём **термической конверсии** на установке висбрекинга и последующей **сольвентной деасфальтизацией** остатка висбрекинга, выкипающего выше 300 °С, с выделением углеводородного сырья, освобождённого от асфальтенов и основной массы тяжёлых металлов. **Дистилляты висбрекинга** гидроочищаются совместно с прямогонной дизельной фракцией, **деасфальтизат** (с содержанием тяжёлых металлов – 37 ÷ 52 ppm) перерабатывается на установке гидрокрекинга совместно с прямогонным вакуумным газойлем (в смеси: V - 8 ÷ 10 ppm, Ni – 4÷5 ppm, коксуемость – 3÷3,2%) с выходом бензино-дизельных продуктов 80÷83 %. **Асфальт** предлагается использовать в качестве нефтяной спекающей добавки (НСД) в коксохимических производствах взамен дефицитных жирных углей.

При анализе сравнения вариантов переработки гудрона на ОАО «ТАНЕКО» представленных в предыдущем докладе следует отметить, что

- схема по варианту 2 с газификацией асфальта нами не предлагается;
- **схема ИНХП отличается** от схемы 1, использованной в расчётах ОАО «ВНИ-ПИНефть».

1. С установок висбрекинга кроме бензиновой фракции выводится легкий газойль, которые затем гидроочищаются совместно с прямогонной дизельной фракцией.

2. Деасфальтизат перерабатывается в смеси с прямогонным вакуумным газойлем на установке гидрокрекинга без отдельной нитки по деасфальтизату.

3. Остаток гидрокрекинга смеси деасфальтизата и прямогонного вакуумного газойля используется в качестве котельного топлива, а не направляется в сырьё второй установки гидрокрекинга.

Основными отличительными элементами схемы ИНХП являются установки: **Висбрекинга** гудрона (2 ед.), **Деасфальтизации** остатка висбрекинга (2 ед.), **грануляции** асфальта, типовая установка **Гидрокрекинга** смеси прямогонного вакуумного газойля и деасфальтизата со стационарным слоем катализатора (2 ед. с суммарной мощностью 7 млн. т/год).

Взамен этой комбинации в схеме 4 предусмотрены установки: **Гидрокрекинга гудрона** в две ступени (мощностью 4,7 млн. т/год) с третьей ступенью, **являющейся фактически установкой** (мощностью 4,5 млн. т/год) **Гидрокрекинга** трёхкомпонентной смеси (вакуумный газойль установки Гидрокрекинга гудрона, прямогонный вакуумный газойль, остаток установки Гидрокрекинга прямогонного вакуумного газойля первой нитки мощностью 2,9 млн. т/год). Т.е. фактически **три установки** Гидрокрекинга суммарной мощностью **12,1** млн. т/год.

При этом в схеме 4 **не учитывается**, что дизельная фракция со второй ступени установки Гидрокрекинга гудрона **не может использоваться** как товарное дизельное топливо или его компонент (цетановое число порядка 42, содержание серы порядка 0,36%). Для доведения его до требуемых показателей необходима либо отдельная установка гидроочистки

(мощностью 2 млн. т/год), либо увеличение мощности гидроочистки прямогонной дизельной фракции. Это, соответственно, потребует увеличения мощности по установкам Клауса, производства водорода и КЦА.

В соответствии с приведёнными данными количество вакуумированного остатка гидрокрекинга гудрона с НК 560 °С составляет **1,139** млн. т/год. Это соответствует **75 %** конверсии. Известно, что при этом содержание серы в нём будет порядка **1,5 ÷ 2 %**, коксуемость более **30 %**, в составе в основном **асфальтены** с примесью катализатора. Такой продукт не может в чистом виде, без разбавления, применяться как котельное топливо. На аналогичных производствах при конверсии 60 % **разбавление** 55/45; при конверсии 85 % - 30/70, т.е. в нашем случае **минимум 40/60**. Следовательно, количество котельного топлива составит минимум **2,847** млн. т/год или **20 % на сырьё**. Разбавителем такого остатка может выступить только специфический **ароматизированный** продукт (обычно тяжёлый газойль каталитического крекинга), а его в схеме **4 нет**.

С учётом потерь на разбавление **суммарный выход** бензиновых и керосино-дизельных продуктов по схеме **4** составит **69,2 %**, а по схеме **ИНХП – 73,4 %**.

Наша предварительная оценка стоимости капитальных затрат, экономических показателей и сроков окупаемости вложений показывает, что, при заявленной стоимости установки гидрокрекинга гудрона в **900** млн. долл. США, капитальные затраты по схеме 4 выше, чем по схеме ИНХП более чем на **650** млн. долл. США. При этом, по имеющейся у нас информации, капитальные затраты на двухступенчатую установку гидрокрекинга гудрона мощностью 4,7 млн. т/год **превышают 2 млрд. долл. США**. Соответственно, по схеме **4 существенно увеличится срок окупаемости затрат**.

1.3. Хаджиев С.Н. - директор ИНХС им. А.В.Топчиева РАН, академик РАН, Кадиев Х. М. – генеральный директор ЗАО «ГрозНИИ», к.т.н.

Новая высокоэффективная технология переработки тяжелого углеводородного сырья

В настоящее время наблюдается катастрофическое снижение ресурсов легких и средних нефтей и наличие громадных ресурсов тяжелой нефти и природных битумов. Это выдвигает задачу ускоренного решения проблемы углубления переработки нефти, рационального ее использования.

Успешное решение проблемы углубления переработки нефти может быть обеспечено разработкой и внедрением комбинированных схем на базе принципиально новых и в то же время относительно простых технологий переработки тяжелого нефтяного сырья, после которых можно было бы применить уже обычные широко освоенные в промышленности высокоэффективные процессы нефтепереработки.

Эти задачи решает разработанный ИНХС РАН и ГрозНИИ процесс гидрогенизационной переработки тяжелого нефтяного сырья, базирующийся на принципиально новой технологии гидроконверсии тяжелого нефтяного сырья с применением наноразмерных частиц катализатора, формирующегося в зоне реакции из прекурсора катализатора. В качестве каталитических компонентов используются соли переходных металлов.

В качестве сырья изучались тяжелые нефтяные остатки – мазуты и гудроны обычных и тяжелых нефтей, а также природные битумы. Оригинальные результаты исследований, полученные в ИНХС РАН и ГрозНИИ по конверсии тяжелого сырья с применением наноразмерных частиц катализатора, не имеют аналогов в мировой промышленной практике и фактически являются научной основой создания новой технологии глубокой переработки тяжелых нефтяных остатков и высоковязких тяжелых нефтей.

Процесс осуществляется в среде водорода при давлении в зоне реакции 6,0-8,0 МПа, расход водорода составляет около 1,5-2,5 % масс. на сырьё. Объемная скорость подачи сырья 1-4 час⁻¹. Достижимая конверсия сырья – до 95 %, что является предельно достижимым показателем для современной нефтеперерабатывающей промышленности.

С учетом существующих научных достижений, предлагаемый к внедрению новый процесс гидроконверсии, представляется наиболее перспективным и привлекательным с точки зрения эффективной коммерциализации и перспективы крупномасштабного практического использования в Российской Федерации. Применение и дальнейшее совершенствование известных подходов (даже наиболее передовых) для решения проблемы переработки остаточного сырья позволят в лучшем случае приблизить российскую нефтепереработку к среднему мировому уровню, и сохранит существующее на 15-20 лет отставание.

Практическая реализация и последующая коммерциализация в России новой прорывной чрезвычайно актуальной технологии гидроконверсии тяжелого нефтяного сырья, позволит:

- повысить глубину переработки нефтей с существующих сегодня 72-73 до 90-95%.
- осуществить эффективную переработку высоковязких тяжелых нефтей.

Техническая реализуемость подтверждена проведением отработки основных технологических режимов предлагаемой технологии гидроконверсии гудрона на пилотных установках производительностью 0,5 кг/час и 2 кг/час в ИНХС РАН и ГрозНИИ, 1000 кг/час на опытно-промышленной установке СТ-5.

Технология может быть рекомендована к внедрению при расширении существующих НПЗ с углублением переработки нефти и при строительстве новых НПЗ глубокой переработки обычных нефтей, а также сверхтяжелых нефтей и природных битумов.

В прениях выступили также Баженов В.П. – Президент НП «Нефтегазсервис» (член Правления АНН), Гильманов Ф.С. - главный технолог ОАО «ТАНЕКО».

О зарубежном опыте эксплуатации установок гидрокрекинга доложил помощник генерального директора ОАО «Московский НПЗ», д.т.н., профессор Левинбук М.И.

Заслушано краткое сообщение Валявина Г.Г. (ведущий научный сотрудник Уфимского Государственного Нефтяного Технического Университета, д.т.н., заслуженный нефтяник Республики Башкортостан) о пуске и эксплуатации УЗК на ОАО «Уфанефтехим», а также состоянии проблемы квалифицированного использования высокосернистого нефтяного кокса «добавка коксующая».

Дальнейшая безостаточная переработка нефти может быть осуществлена лишь химической переработкой твердых нефтяных остатков с получением синтетических жидких топлив, энергетических или технологических газов, водорода и т.д. Для этих целей применяются давно используемые и отработанные технологические процессы переработки твердых горючих ископаемых. Из многообразия используемых в углепереработке способов применительно к нефтепереработке более предпочтительны и эффективны процессы газификации. Именно посредством газификации твердых нефтяных остатков решаются в последние годы проблемы глубокой переработки нефти с получением высококачественных малосернистых моторных и котельных топлив на ряде НПЗ зарубежных стран. При этом процессы газификации используют преимущественно для производства водорода, потребность в котором резко возрастает по мере повышения глубины переработки нефти.

В ниже приведенной таблице представлен обобщенный анализ вариантов использования процесса газификации различных нефтепродуктов. Обращает на себя внимание низкий срок окупаемости при газификации кокса. Такой эффект наблюдается если мощность по коксу обеспечит выработку сетевой электроэнергии на уровне 350-400 МВт.

	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
	Атмосферная перегонка + вакуумная перегонка + газификация гудрона	Атмосферная перегонка + вакуумная перегонка + УЗК + газификация кокса	Атмосферная перегонка + вакуумная перегонка + деасфальтизация гудрона + газификация асфальта	Атмосферная перегонка + вакуумная перегонка + деасфальтизация гудрона + УЗК асфальта (ASCOT) + газификация
Объем капиталовложений, млн. долл. США	5683,7	2608,1	3432,1	2933,7
Срок окупаемости, год	19,86	2,39	4,04	2,86

На Уфимской группе НПЗ в настоящее время вырабатывается около 700 тыс. тонн высокосернистого кокса в год, около 1 млн. тонн в год высоковязкого вакуумного отгона, а также асфальт с 3-х установок деасфальтизации. Такое количество сырья вполне достаточно для обеспечения рентабельного производства с применением технологии газификации нефтепродуктов. УГНТУ и фирма «Проминтех» с участием АФК «Система» готовы проработать вопрос на уровне ТЭО в обобщенном варианте, для ориентировочной оценки капитальных вложений.

Заслушав доклады руководителей и специалистов ведущих отраслевых проектных, научно-исследовательских институтов, ИНХС им. А.В. Топчиева РАН, УГНТУ, осуществляющих разработки и исследования в области процессов глубокой переработки нефти, Правление Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков приняло **р е ш е н и е**:

1. Считать разработку и внедрение высокоэффективных отечественных конкурентоспособных технологий глубокой переработки тяжелых остатков нефти приоритетной задачей для повышения эффективности работы нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей промышленности и развития российской экономики в целом.

2. Учитывая, что результаты исследований, полученные в ИНХС РАН и ГрозНИИ по гидроконверсии тяжелого сырья с применением наноразмерных частиц катализатора, не имеют аналогов в мировой промышленной практике и фактически являются научной основой создания новой отечественной технологии глубокой переработки тяжелых нефтяных остатков и высоковязких тяжелых нефтей, считать этот процесс наиболее перспективным для крупномасштабного практического использования в Российской Федерации.

Рекомендовать к внедрению данного процесса для целей глубокой переработки обычных нефтей, а также сверхтяжелых нефтей и природных битумов при модернизации существующих НПЗ с углублением переработки нефти и при строительстве новых НПЗ.

Обратиться в Правительство Российской Федерации об оказании содействия по внедрению процесса гидроконверсии тяжелого сырья с применением наноразмерных частиц катализатора в промышленном масштабе.

3. Согласно анализу технико-экономического расчета различных вариантов технологий глубокой переработки тяжелых остатков нефти, проведенному ОАО «ВНИИ-Шнефть», отметить высокую стоимость и сложность в эксплуатации процесса прямого гидрокрекинга гудрона (варианты 4, 5 таблицы стр.3).

Кроме того необходимо проведение дополнительной независимой экспертизы для определения сроков окупаемости капитальных вложений по процессам.

4. Принять к сведению информацию ГУП ИНХП РБ и одобрить разрабатываемую институтом технологию переработки гудрона на ОАО «ТАНЕКО» по варианту Висбрекинг – Деасфальтизация – Гидрокрекинг.

Рекомендовать продолжить разработки, направленные на совершенствование технологий глубокой переработки высокосернистых, высоковязких нефтяных остатков, обратив внимание на необходимость решения проблемы утилизации твердых нефтяных остатков.

5. Принять к сведению сообщение Валявина Г.Г. и одобрить достижения УГНТУ в области создания и внедрения новой технологии замедленного коксования посредством реконструкции действующих коксовых установок российских НПЗ и пуска новой установки УЗК на ОАО «Уфанефтехим».

Рекомендовать УГНТУ продолжить работы по разработке и внедрения процесса газификации на Уфимской группе НПЗ, а также других российских НПЗ, имеющих в своем составе коксовые производства.

II. О строительстве и модернизации средних независимых от вертикально-интегрированных нефтяных компаний нефтеперерабатывающих заводов

Вопрос оптимизации и эффективности работы нефтеперерабатывающей отрасли является актуальнейшим вопросом для российской экономики.

В феврале с.г. Президент РФ Медведев Д.А. посетил один из ведущих в отрасли Омский НПЗ. Президент призвал модернизировать старые нефтеперерабатывающие заводы и

строить новые, современные. По его мнению, это должно стать приоритетной задачей крупных компаний. Президент отметил, что нефтеперерабатывающая отрасль, конечно же, одна из самых эффективных в стране, но и ее стоит развивать. От этого зависит, как выразился президент, — **«останемся ли мы в числе ведущих топливно-энергетических держав или окажемся на обочине, несмотря на то, что у нас существуют мощные запасы».**

Ранее протоколом совещания у Председателя Правительства Российской Федерации В.В. Путина от 11 июля 2008 г. № ВП-П9-10 пр (пункт 10) даны поручения Минэнерго России и совместно с другими федеральными органами исполнительной власти, подготовить и представить в Правительство РФ предложения по мерам, направленным на **стимулирование строительства на территории Российской Федерации новых нефте- и газоперерабатывающих и нефтехимических комплексов, в первую очередь, независимых от вертикально-интегрированных компаний, проработав при этом формы возможного участия государства, в том числе в рамках государственно-частного партнерства.**

В Западной Европе с 1994 года на основе государственно-частного партнерства запущены и уже в значительной степени реализованы проекты на сумму более 120 миллиардов долларов. В Российской Федерации только один успешный опыт – комплекс нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов ОАО «ТАНЕКО» республика Татарстан.

Однако, к сожалению, следует отметить, что на сегодняшний день состояние выполнения ряда важных для развития отрасли решений неудовлетворительно.

К таким позициям, реализация которых осуществляется крайне неудовлетворительно, следует отнести:

1. Разработка Генеральной схемы развития отрасли до 2020 года и в ее рамках развитие нефтеперерабатывающей промышленности.

2. Строительство на территории Российской Федерации новых нефте- и газоперерабатывающих комплексов, в первую очередь, независимых от вертикально-интегрированных компаний при участии государства, в том числе в рамках государственно-частного партнерства.

Нефтяные компании не заинтересованы в создании независимых от ВИНК нефте- и газоперерабатывающих и нефтехимических комплексов, как конкурентов, а структур, способных заниматься организацией их строительства, в настоящее время не существует.

В то же время Ассоциация нефтепереработчиков и нефтехимиков с удовлетворением отмечает, что ряд проблем и поручений федеральным органам исполнительной власти по принятию неотложных мер в целях решения стратегических задач развития российской нефтепереработки, связанных с удовлетворением потребностей внутреннего рынка в нефтепродуктах, повышением глубины переработки сырья, развитием нефтехимии, совершенствованием таможенного и налогового регулирования оборота нефтепродуктов, созданием «прозрачных» механизмов ценообразования на нефтепродукты, расширением мощности системы нефтепродуктопроводов, **обеспечением приоритета поставок сырья для переработки на российских НПЗ перед экспортом сырой нефти**, нашли свое отражение в итоговом документе совещания у заместителя Председателя Правительства Российской Федерации И.И. Сечина от 11 января 2010 г. «О состоянии и перспективах развития нефтеперерабатывающей промышленности Российской Федерации» (Протокол № ИС-П9-3пр).

Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 18 февраля 2009 г. N 36 утверждены рекомендуемые критерии включения в баланс нефтяного сырья нефтеперерабатывающих заводов и их подключения к системам магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ОАО "АК "Транснефть". При этом следует отметить, что одним из важных для новых независимых НПЗ критериев является рекомендуемый объем планируемой переработки нефти на НПЗ не менее 1 миллиона тонн в год с обеспечением глубины переработки нефти не ниже 75 %.

Членам Правления предлагается рассмотреть состояние и перспективы развития трех таких НПЗ - ОАО «Новошахтинский завод нефтепродуктов», ООО «Ильский НПЗ, ЗАО «Яйский НПЗ» (ЗАО «НефтеХимСервис»)

2.1. ОАО «Новошахтинский завод нефтепродуктов» (Басыров М.И., главный инженер)

ОАО «Новошахтинский завод нефтепродуктов» (ОАО «НЗНП») расположен в Ростовской области России, в 80 км от г. Ростова-на-Дону, и на удалении 3 км. от г. Новошахтинска.

В 2004 году Законодательное собрание Ростовской области принимает областной Закон «О приоритетном развитии шахтерских территорий». Принятие данного закона во многом обусловило выбор в качестве места строительства НПЗ г. Новошахтинск.

Пуск завода в эксплуатацию имеет большое социальное значение для шахтерской территории, к которой относится город Новошахтинск. На предприятии создано более 1 000 высокооплачиваемых рабочих мест. Большинство из них занято бывшими работниками закрытых шахт.

В 2004 году ГК «Юг Руси» приступает к началу реализации проекта Новошахтинского завода нефтепродуктов.

Генеральный проектировщик установки ЭЛОУ-АВТ-2,5 ОАО «Омскнефтехимпроект».

Генеральный проектировщик общезаводского хозяйства ОАО «ЛУКОЙЛ-Ростовнефтехимпроект».

Мощность ОАО «Новошахтинский завод нефтепродуктов» 2,5 млн. тонн в год по переработке нефти.

ОАО «Новошахтинский завод нефтепродуктов» открыт 16 октября 2009 г.

Снабжение предприятия сырьем (сырой нефтью) происходит из магистрального трубопровода, а также железнодорожным транспортом (ж/д вагоноцистернами).

Производственно-технологическую основу предприятия представляет установка ЭЛОУ-АВТ-2,5.

Номенклатура выпускаемой продукции:

- Бензин для промышленных целей
 - Бензин прямогонный экспортный (Нафта)
 - Топливо печное бытовое
 - Мазут топочный 40
 - Мазут топочный 100
 - Дизельное топливо Л – 0,2 - 40
 - Дизельное топливо Л – 0,2 - 62
 - Судовое топливо дистиллятное марка ИСО – Ф – ДМА
- судовые топлива:
- марка ИСО – Ф – РМЕ 25 (ISO – F – RMF 180)
 - марка ИСО – Ф – РМЖ 35 (ISO – F – RMG 380)

Перспективные цели развития предприятия:

- внедрение битумной установки до - 2012г;
- увеличение глубины переработки не менее 75 %;
- внедрение процессов глубокого обессеривания дизельного топлива с выпуском товарной продукции соответствующей стандартам ЕВРО – 5 до - 2015г;

2.2. ООО «Ильский НПЗ» (Ланцов Б.Н., заместитель главного инженера)

Строительство новых нефте– и газоперерабатывающих комплексов на Юге России особенно важно для этого региона в связи с выводом из эксплуатации группы Грозненских НПЗ.

ООО «Ильский НПЗ» образован в феврале 2007 года и является правопреемником ООО «Строй-ПРЭМ-Инвест», которым в сентябре 2000 года у Управления Федеральных дорог по Краснодарскому краю был куплен комплекс по производству битума. С 2001 года по март месяц 2003 года по проекту ГПИ «Нефтехимпроект» г. Казань была построена установка первичной переработки нефти мощностью 50 тыс. тонн в год. В результате проведенной реконструкции мощность установки была доведена до 120 тыс. тонн в год.

В 2005 году построена и введена в эксплуатацию установка АТ-2 производительностью по первичной переработке нефти 180 тыс. тонн в год.

В 2006-2007 годах в результате реконструкции мощность установки АТ-2 доведена до 280 тыс. тонн в год. Также в эти годы построена газораспределительная станция для получения природного газа от магистрального газопровода. Технологические печи установок и котельная переведены на газовое топливо.

Для обеспечения стабильной работы завода в 2006-2007 годах была проведена реконструкция эстакады слива-налива нефти и нефтепродуктов и смонтирован резервуарный парк объемом 15 тыс. м³.

В 2009 году построена и введена в эксплуатацию установка АТ-3 мощностью 300 тыс. тонн в год и резервуарный парк для хранения нефтепродуктов объемом 30 тыс. м³. Построена котельная на базе котлов фирмы «Buderus» мощностью 8 тыс. тонн пара в час.

В 2010 году закончено проектирование и ведется строительство установки АТ-4. Заканчивается проектирование резервуарного парка для приема и хранения нефти объемом 15 тыс. м³.

Таким образом, производственная мощность завода в июле 2010 года составит более 1 млн. тонн в год по переработке нефти.

Дальнейшее развитие завода направлено как на увеличение мощности по переработке нефти, так и на обеспечение глубины переработки с производством товарных нефтепродуктов, соответствующих европейским требованиям согласно принятому техническому регламенту. В связи с этим в настоящее время ведется предпроектная проработка строительства II очереди завода, включающая следующие основные этапы:

- 2011 год – вакуумный блок мощностью 500 тыс. тонн в год по мазуту и установка по производству битумов мощностью 250 тыс. тонн в год;

- 2012-2013 годы – установка ЭЛОУ-АВТ мощностью 1500 тыс. тонн в год;

- 2012-2013 годы – комбинированная установка производства товарных автомобильных бензинов, соответствующих классу 4 технического регламента, мощностью 800 тыс. тонн в год.

На период 2012-2015 годы планируется проектирование и строительство установки гидрокрекинга вакуумного газойля мощностью 700 тыс. тонн в год, установки гидроочистки дизельного топлива мощностью 800 тыс. тонн в год, установки по производству водорода и установки очистки газов и производству серы, что позволит увеличить глубину переработки нефти до 85-90%.

Для обеспечения текущих и перспективных потребностей завода в нефтяном сырье, рассматривается вопрос получения технических условий от ОАО «АК «Транснефть» на подключение ООО «Ильский НПЗ» к трубопроводной системе от ЛДПС «Карская».

2.3. ЗАО «Яйский НПЗ» (ЗАО «НефтеХимСервис») (Логинов С.А., технический советник)

Решение о строительстве нового нефтеперерабатывающего завода было одобрено коллегией администрации Кемеровской области в октябре 2007 года. Стоимость проекта — порядка 30 миллиардов рублей.

Мощность предприятия составит 3 миллиона тонн нефти в год с глубиной переработки в 85%.- 90%.

Яйский НПЗ расположен в 800 метрах от магистрального нефтепровода Александровское (Томская область) — Анжеро-Судженск — Иркутск. Это обеспечит устойчивую, ритмичную работу предприятия, даст экономию за счет сокращения расходов на транспортировку сырой нефти. Производственная площадка располагается на землях Яйского района в Кемеровской области и находится на расстоянии 100 километров, как от города Томска, так и от города Кемерово. В двух километрах от площадки строительства располагается действующая станция Судженка Западно-Сибирской железной дороги, на которой будут выполняться все операции по сортировке, приёму и отправке железнодорожных цистерн с товарной продукцией, вырабатываемой на Яйском НПЗ.

Генеральным проектировщиком является ООО «ИКТ СЕРВИС» (город Москва). Им разработаны схема генерального плана и технико-экономический расчёт по выбору вариантов развития завода. Проектировщиком предусмотрен замкнутый цикл водопользования и

технологии, которые обеспечат отсутствие вредных выбросов в атмосферу. Сливоналивные эстакады будут оснащены уловителями, чтобы исключить любые утечки.

Высокий уровень технологии производства позволит получать бензин, дизельное топливо, нефтяной кокс и др.

Получено положительное заключение проекта Главгосэкспертизы г. Москва. Выдано разрешение на строительство завода.

Официальное начало строительства НПЗ состоялось 26 сентября 2008 года.

В настоящее время заканчивается строительство товарно-сырьевого парка темных и светлых нефтепродуктов. Заказано технологическое оборудование. Идет строительство подъездных и железнодорожных путей. Строятся трансформаторная подстанция 110/10 и линии электропередач, построено здание АБК.

Реализация проекта рассчитана на три этапа.

Первый — этап первичной переработки — должен быть завершен в сентябре 2011-го года.

К этому времени предполагается запустить атмосферный и вакуумный блоки.

Финансовые вложения на первом этапе — 400 миллионов долларов.

На втором этапе строительства - ввод дополнительных технологических установок (гидроочистка и установка замедленного коксования) даст возможность получить дизельное топливо, соответствующее стандарту Euro4, и кокс-сырьё, используемое в алюминиевом производстве.

Предполагаемые затраты — 200 миллионов долларов.

На третьем этапе — в 2013-м году — планируется запустить вторичные процессы по переработке, которые позволят улучшить качество бензиновой фракции.

В результате завод сможет выпускать высокооктановый бензин и авиационный керосин. Это самый затратный этап (свыше 300 миллионов долларов).

Яйский НПЗ — это не только высокотехнологичный бизнес-проект, но и крупный социально-экономический. Сегодня на стройке задействовано несколько кузбасских предприятий. Для жителей Яйского района и города Анжеро-Судженска появляются дополнительные рабочие места.

По подсчетам экономистов после выхода завода на проектную мощность в 2012 году в бюджет области будет поступать дополнительно примерно до 1,5 миллиардов рублей налоговых платежей.

Ввиду дефицита в регионе специалистов-нефтепереработчиков программа развития предусматривает переобучение специалистов Анжеро-Судженска и Яйского районов, привлечение технических специалистов с НПЗ других регионов.

Руководство компании ЗАО «НефтеХимСервис» проводит политику по оптимизации затратного механизма строительства завода.

Основные факторы снижения себестоимости строительства Яйского нефтеперерабатывающего завода:

1. Договорные цены на подрядные работы с изменением повышающего коэффициента в сторону снижения;
2. Повышение производительности труда с использованием машин и механизмов;
3. Отсутствие непредвиденных простоев, которые влекут затраты;
4. Максимальное использование региональных ресурсов стройиндустрии без привлечения посреднических структур;
5. Решение взаимных поставок производителям ЖБИ, т.е. металл, щебень, песок в обмен на бетон и готовую продукцию;
6. Резкое снижение цен на металлургическую продукцию во время финансового кризиса позволило значительно сократить расходы на изготовление товарно-сырьевого парка, мачт, опор и т.д.

Длительная работа проводилась перед заказом технологического оборудования, рассматривались различные варианты, изучались цены внутреннего рынка и зарубежные аналоги. Заключенные договоры с заводами-изготовителями после длительных переговоров позволили снизить стоимость оборудования

2.4 Заслушано краткое сообщение Якубенко В.М. - директора строящегося комплекса по подготовке и переработке нефти и газа ООО «Енисей» о ходе строительства нефтеперерабатывающего предприятия нефтегазодобывающей фирмы ООО «Енисей».

Р е ш е н и е:

1. Считать актуальным вопросом для экономики России и оптимизации и эффективности работы нефтеперерабатывающей отрасли строительство и развитие средних независимых от вертикально-интегрированных нефтяных компаний нефтеперерабатывающих заводов мощностью по первичной переработке нефти от 1,0 млн.т/год и доведение их до передового уровня.

Оказывать всестороннюю поддержку в вопросах развития этих заводов.

2. Просить Правительство РФ и Минэнерго России оказывать содействие в вопросах обеспечения нефтью новых НПЗ, принимая во внимание решения, принятые в итоговом документе совещания у заместителя Председателя Правительства Российской Федерации И.И. Сечина от 11 января 2010 г. «О состоянии и перспективах развития нефтеперерабатывающей промышленности Российской Федерации» (Протокол № ИС-П9-3пр) по приоритету поставок сырья для переработки на российских НПЗ перед экспортом сырой нефти, а также в соответствии с критериями включения в баланс нефтяного сырья нефтеперерабатывающих заводов и их подключения к системам магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ОАО "АК "Транснефть", утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 18 февраля 2009 г. N 36 (рекомендуемый объем планируемой переработки нефти на НПЗ не менее 1 миллиона тонн в год с обеспечением глубины переработки нефти не ниже 75 %).

3. Одобрить опыт руководства компании ЗАО «НефтеХимСервис» по оптимизации затратного механизма строительства завода.

4. Просить руководство ООО «Енисей» предоставить более подробную информацию о ходе строительства и перспективных планах эксплуатации строящегося нефтеперерабатывающего предприятия.

III. Об избрании в состав членов Правления АНН генерального директора ОАО «ВНИИ НП» Винокурова Б.В.

В связи с изменением места работы члена Правления АНН Галиева Р.Г. генеральным директором Ассоциации Рябовым В.А. предложено ввести в состав членов Правления АНН генерального директора ОАО «ВНИИ НП» Винокурова Б.В.

Голосовали (члены Правления и лица их замещающие)

«За» - 13

«Против» - нет

«Воздержались» - нет

Р е ш е н и е:

Ввести в состав членов Правления Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков генерального директора ОАО «ВНИИ НП» Винокурова Б.В.

IV. О приеме в состав членов Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков

В Правление Ассоциации поступили заявления о принятии в члены Ассоциации от ЗАО «Нефтехимпроект» г. С.-Петербург (письмо от 06.04.2010 № 1140), Euro Petroleum Consultants LTD (письмо от 13.04.2010 № 702/8) и о передача ООО «Альянс Менеджмент» полномочий члена Ассоциации от ОАО «Группа Альянс» (письмо от 13.04.2010 № 118).

В.А. Рябов кратко сообщил об основных направлениях деятельности и планах сотрудничества с этими организациями и предложил принять ЗАО «Нефтехимпроект» г. С.-Петербург и Euro Petroleum Consultants LTD (ЕРС) в члены Ассоциации, а также утвердить членом Ассоциации ООО «Альянс Менеджмент» вместо ОАО «Группа Альянс», входящего в состав АНН с 2001 г., приняв во внимание структурные изменения Общества.

4.1. О приеме в члены АНН ЗАО «Нефтехимпроект» г. С.-Петербург

Голосовали (члены Правления и лица, их замещающие):

«За» - 13

«Против» - нет

«Воздержались» - нет

Р е ш е н и е:

Принять ЗАО «Нефтехимпроект» г. С.-Петербург в члены Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков

4.2. О приеме в члены АНН Euro Petroleum Consultants LTD (EPC)

Голосовали (члены Правления и лица, их замещающие):

«За» - 13

«Против» - нет

«Воздержались» - нет

Р е ш е н и е:

Принять Euro Petroleum Consultants LTD (EPC) в члены Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков.

4.3. О передаче ООО «Альянс Менеджмент» полномочий члена Ассоциации от ОАО «Группа Альянс»

Голосовали (члены Правления и лица, их замещающие):

«За» - 13

«Против» - нет

«Воздержались» - нет

Р е ш е н и е:

Утвердить членом Ассоциации ООО «Альянс Менеджмент» вместо ОАО «Группа Альянс», входящего в состав АНН с 2001 г., приняв во внимание структурные изменения Общества

Председатель Правления, академик РАН



С.Н. Хаджиев

Генеральный директор



В.А.Рябов

Секретарь



Ю.Н. Горячева