



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

**ПРОТОКОЛ № 135**  
**заседания Правления Ассоциации**  
**нефтепереработчиков и нефтехимиков**

Москва

17 мая 2017г.

**ПРИСУТСТВОВАЛИ:**

**Члены Правления:** Андреев А.В., Баженов В.П., Важенин Ю.И., Голубев В.Б. (по поручению Романова А.А.), Канделаки Т.Л., Капустин В.М., Левинбук М.И., Ракитский В.М., Романов М.М. (по поручению Зубера В.И.), Рябов В.А., Хаджиев С.Н.

**По приглашению:** Акопов Е.О. (АО «ФортеИнвест»), Алаторцев Е.И. (АО «ВНИИ НП»), Аринушкина И.Б. (ООО «СИБУР»), Глинчак С.И. (ОАО «ВНИПИнефть»), Давыдов Б.Н. (АО «ВНИИ НП»), Дутлов Э.А. (ОАО «Славнефть-ЯНОС»), Заворотный С.А. (СФ ФС РФ), Карпухин А.К. (АО «ВНИИ НП»), Касперович А.Г. (ООО «Газпром переработка»), Лебедев Ю.Н. (ООО «НПК «Кедр-89»), Лебедева О.В. (ОАО «ВНИПИнефть»), Липай Г.Е. (ПАО «Ижорские заводы»), Матюшин Л.П. (ООО «Газпром нефтехим Салават»), Персиянцев Г.В. (Независимый эксперт), Позднякова С.И. (Минэнерго России), Самарин А.В. (Представительство New Stream), Симагин А.А. (ЗАО «ЦТК-Евро»), Соболев Б.А. (АНН), Филь С.Ю. (ООО «ЭКО ТЭК ГРУПП»), Хавкин В.А. (АО «ВНИИ НП»), Царев А.Н. (ООО «ИнфоТЭК-Консалт»), Чернышев К.И. (ЗАО «Промкатализ»), Шахназаров А.Р. (АНН), Шевкунов С.Н. (ПАО «НОВАТЭК»), Шуляр Н.А. (ООО «ИД ИнфоТЭК»), Юшинский Л.Т. (Независимый эксперт).

**ПОВЕСТКА ДНЯ:**

**1) Меры по обеспечению конкурентоспособности российских нефтеперерабатывающих заводов**

*Докладчики:* **ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»**  
**Андреев А.В.** – начальник Управления технологии ПАО «ЛУКОЙЛ»

**АО «Ангарская НХК»**  
**Рыбаков Э.А.** – технический директор АО «Ангарская НХК»  
**Голубев В.Б.** – главный специалист Департамента нефтепереработки ПАО «НК «Роснефть»

*Содокладчики:* **Давыдов Б.Н.** – заведующий лабораторией АО «ВНИИ НП», профессор, д.э.н.

**Канделаки Т.Л.** – генеральный директор  
ООО «ИнфоТЭК-Консалт», Председатель Комитета АНН  
по экономическим реформам, профессор, д.э.н.

## 2) О переработке газового конденсата

Докладчики: *Солодов П.А.* – начальник Инженерно-технического центра ООО «Газпром переработка», к.т.н.  
*Касперович А.Г.* – ведущий инженер-технолог  
Инженерно-технического центра ООО «Газпром переработка»

*Шевкунов С.Н.* – начальник управления по переработке газового конденсата и газохимии ПАО «НОВАТЭК»

## 3) Об избрании в состав Правления АНН Р.Р. Гималетдинова – вице-президента по нефтепереработке, нефтехимии, газопереработке ПАО «ЛУКОЙЛ»

Докладчик: *Рябов В.А.* – генеральный директор АНН

### 1. Меры по обеспечению конкурентоспособности российских нефтеперерабатывающих заводов ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»; АО «Ангарская НХК»

#### 1.1. ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» *Андреев А.В.* – начальник Управления технологии ПАО «ЛУКОЙЛ»

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» является одним из лидирующих заводов нефтеперерабатывающей отрасли России.

Завод расположен в 9 км от г. Пермь. Мощность по переработке нефти в 2016 году составила 13,3 млн. т/год, переработано – 12,1 млн. т (без учета газового сырья). Достигнутая глубина переработки равна 96,6%, индекс сложности Нельсона равен 9,4 пунктов. В производстве и управлении завода задействовано 2905 человек.

Предприятие включает в себя производство моторных топлив, смазочных материалов, сырья для нефтехимических производств и сталелитейной промышленности.

В состав завода, помимо «базовых» установок, входят гидрокрекинг T-Star, каталитический крекинг, установки замедленного коксования, комплекс газового производства, **энергоблок, полностью обеспечивающий потребность предприятия в электрической и тепловой энергии.**

В рамках развития предприятия введены новые мощности, направленные на максимизацию конверсии углеводородного сырья:

- ▶ Установка замедленного коксования 21-20;
- ▶ Установка гидроочистки 24-100 с блоком производства водорода 24-101;
- ▶ Блок гидроизомеризации.

Вызовы конкурентоспособности:

- ▶ ухудшение состава сырья;
- ▶ рост налоговой нагрузки;
- ▶ ужесточение требований в области промышленной безопасности, охраны труда и экологии;
- ▶ снижение качества инжиниринга и проектирования.

Основными мерами по повышению конкурентоспособности на перерабатывающих заводах являются:

- ▶ повышение уровня надежности;
- ▶ повышение уровня промышленной безопасности;

- ▶ непрерывное совершенствование производства: мощность, структура отборов, затраты;
- ▶ развитие персонала.

Внедрены инструменты с элементами проактивных подходов, направленные на повышение надежности – целевой задачей является снижение количества отказов оборудования и увеличение индекса механической готовности (целевой ориентир для ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» - 98%).

Активно используются возможности внутренней синергии производственных площадок ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» (процессы нефте- и газопереработки, производства собственной электро- и теплоэнергии), позволяющие снизить зависимость от привлечения сторонних ресурсов и направленные на оптимизации структуры затрат.

**Реализованы меры по вовлечению в переработку альтернативного нефтяного сырья (гудрон, мазут, алкилат).**

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» непрерывно внедряет и развивает передовые методы по улучшению производства (Visual Mesa, Lean-Six Sigma), что позволяет управлять эффективностью и энергопотреблением.

Особое внимание уделяется мероприятиям по повышению уровня промышленной безопасности, которые включают в себя развитие культуры промышленной безопасности, вовлечение персонала, распределение ролей и ответственности, приоритет профилактики над наказанием, управление изменениями (оперативный и ежеквартальный анализ с принятием решений).

В ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» также имеется собственная система подготовки кадров:

- ▶ Сотрудничество с Пермским Национальным Исследовательским Политехническим Университетом;
- ▶ Наличие учебного центра с широким спектром занятий, как для рабочих профессий, так и для инженерно-технических работников;
- ▶ Планируемое строительство полигона для отработки практических навыков;
- ▶ Наличие системы дистанционного обучения;
- ▶ Проведение семинаров с лицензиарами процессов.

**Перечисленные мероприятия позволяют обеспечивать высокий уровень конкурентоспособности производства, а при их системном подтверждении, иметь обоснования для дальнейшего совершенствования производственной схемы завода и внедрения новых и современных технологий и оборудования.**

**1.2. АО «Ангарская НХК». Обеспечение конкурентоспособности**  
*Рыбаков Э.А. – технический директор АО «Ангарская НХК»*  
*Голубев В.Б. – главный специалист Департамента нефтепереработки*  
*ПАО «НК «Роснефть»*

**АО «Ангарская нефтехимическая компания» является крупнейшим предприятием Восточной Сибири по переработке нефти и выпуску нефтепродуктов и продукции нефтехимии.**

**Основной вид деятельности – производство продуктов нефтепереработки, нефтехимии и химической продукции производственно-технического назначения.**

**В масштабе отрасли на долю АО «АНХК» приходится: 3,2% российской нефтепереработки, 3,3% выпуска российских топлив, 3,6% дизельных топлив, 2,1% производства топочного мазута, 5,4 % авиакеросина.**

По ключевым показателям – объему и глубине переработки нефти – АО «АНХК» входит в первую десятку НПЗ России.

#### **Качество продукции АО «АНХК»**

АО «АНХК» выпускает более 200 наименований товарной продукции, в т.ч. и продукты нефтехимии (метанол, бутиловые спирты, серная кислота, амины). Производство реализуется в 64 регионах РФ и более 15 зарубежных стран.

В АО «АНХК» разработана, внедрена и функционирует Интегрированная система менеджмента качества, экологии, профессионального здоровья и безопасности (ИСМ), соответствующая требованиям международных стандартов:

- ▶ **ISO 9001** «Системы менеджмента качества – Требования»;
- ▶ **ISO 14001** «Системы экологического менеджмента. Требования и руководство по применению»;
- ▶ **OHSAS 18001** «Системы менеджмента профессионального здоровья и безопасности – Требования»;
- ▶ **ISO/TS 29001** «Промышленность нефтяная, нефтехимическая и газовая. Отраслевые системы менеджмента качества»

#### **Результаты Всероссийского конкурса «100 лучших товаров России»**

За двенадцать лет участия АНХК в конкурсе «Сто лучших товаров России» в номинации «Производство производственно-технического назначения» *золотыми и серебряными* логотипами были удостоены 83 наименования товаров.

АО «АНХК» получило дополнительную награду за заслуги в импортозамещении.

#### **Программа ПОЭ АО «АНХК» на 2016-2020гг.**

В АО «АНХК» утверждена программа повышения операционной эффективности на 2016-2020г.г., включающая в себя 29 мероприятий.

С целью увеличения выпуска бензинов Евро-5 в марте 2015 года была разработана Дорожная карта по переходу АО «АНХК» на выпуск автомобильных бензинов стандарта Евро-5 с использованием существующих мощностей (установка Л-35/11-1000, ГК-3, 225/1 и блок гидроочистки БКК) до пуска новых установок обеспечивающих выполнение требований Технического регламента: КСА и КУГБКК.

#### **Увеличение выпуска дизельного топлива зимнего Евро класс 2 вид III**

В ноябре 2015 года в АО «АНХК» была реализована схема по переводу установки Л-24/6 на производство дизельного топлива зимнего двумя потоками для обеспечения потребностей блока трейдинга НК Роснефть в дизельном топливе Евро класс 2 вид III.

#### **Реализация мероприятий по направлению «Оптимизация мощностей и отборов» в 2016-2017г.г. в АО «АНХК»**

Разработаны и выполняются Мероприятия по направлению «Оптимизация мощностей и отборов» реализованные в 2016 году и планируемые к реализации в 2017 году в рамках программы повышения операционной эффективности.

АО «АНХК» прошло сертификацию системы энергоменеджмента на соответствие международным и национальным стандартам ISO 50001:2011 и ГОСТ Р ИСО 50001:2012.

Внедренные процессы и процедуры системы энергоменеджмента позволяют предприятию повышать показатели энергетической эффективности.

В 2016 году АНХК была организована работа по внедрению современного энергоэффективного оборудования и производству тепловой энергии с использованием вторичных энергоресурсов.

В 2016 году экономический эффект от реализованных энергосберегающих мероприятий составил 132 млн. рублей.

В настоящий момент сформирована программа повышения операционной эффективности на 2017-2021 годы, включающая 40 мероприятий по экономии электрической и тепловой энергии, топлива, а также использованию вторичных энергоресурсов. Планируется, что за 5 лет эффект от программы составит около 2 млрд рублей.

**Экология.** Контроль загрязнения атмосферного воздуха осуществляется в 38 точках предприятия и города по 26 показателям. В течение года отбирается и анализируется более 41000 проб. **Мониторинг показывает, что нарушений ПДК нет на протяжении целого ряда лет.**

**Затраты на выполнение мероприятий по охране окружающей среды, млн. руб.: 2014г.-650, 2015г.-960, 2016г.-692.**

**Справочно:**

***АО «Газпромнефть-ОМПЗ» (Источник: сайт АО «Газпромнефть-ОМПЗ»)***

**Началась транспортировка оборудования на площадку строительства комплекса глубокой переработки нефти Омского НПЗ**

На Омском НПЗ началась транспортировка крупногабаритного оборудования на площадку строительства комплекса глубокой переработки нефти (КГПН). Проект строительства КГПН «Газпром нефть» реализует в рамках второго этапа масштабной программы модернизации Омского НПЗ, направленного на повышение эффективности нефтепереработки и улучшение экологических параметров производства.

Для доставки с площадки временного хранения к месту строительства технологического объекта первых единиц негабаритного груза – двух колонн КГПН высотой 45 и 64 метра – был задействован многоосный самодвижущийся модульный транспортер с дистанционным управлением. Непосредственно на строительной площадке будет произведена досборка колонн, монтаж площадок обслуживания, после чего колонны будут установлены на фундаменты. В подъеме крупногабаритного оборудования, включающего также теплообменники, реакторы и сепараторы, будут использованы два крана грузоподъемностью 400 и 1300 тонн соответственно. Монтаж первых единиц основного оборудования КГПН планируется завершить до конца июня.

«Строительство на Омском НПЗ комплекса глубокой переработки нефти является одним из ключевых проектов модернизации предприятия. Благодаря внедрению новых эффективных процессов и технологий ОМПЗ не только укрепит свои лидерские позиции по ключевым параметрам - глубине переработки и выходу светлых нефтепродуктов, но и повысит экологическую эффективность нового производства до уровня мировых лидеров», - отметил генеральный директор «Газпромнефть-ОМПЗ» Олег Белявский.

**Комплекс глубокой переработки нефти Омского НПЗ объединит в себе процессы гидрокрекинга, производства водорода и серы и обеспечит производство качественных нефтепродуктов из тяжелых остатков. Ввод КГПН в эксплуатацию позволит заводу более чем на 6% увеличить показатель выхода светлых нефтепродуктов (авиакеросина и дизельного топлива экологического стандарта «Евро-5»). Производственная мощность комплекса составит 2 млн. тонн в год.**

**1.3. О конкуренции на региональных рынках производства нефтепродуктов в России с учетом перспектив развития независимых НПЗ**

*Давыдов Б.Н. – заведующий лабораторией №2*

*«Себестоимости, цен и экономической информации» АО «ВНИИ НП»,*

*д.э.н., профессор, академик МАНЭБ, Председатель Ревизионной комиссии АНН*

**Необходимой предпосылкой формирования цен в условиях рыночной экономики является наличие конкурентной среды, т.е. когда на рынке имеется до-**

**статочное количество нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), вырабатывающих однородную стандартизованную продукцию (нефтепродукты) и поставляющие её потребителям через организации нефтепродуктообеспечения или в порядке прямых связей.**

Из-за высокой концентрации производства Россия характеризуется наиболее обширными размерами территорий, условно или фактически снабжаемых нефтепродуктами с одного НПЗ. Исходя из этого показателя уровень концентрации производства нефтепродуктов в России в 2004г. был выше по сравнению с США в 8,6 раза, Канадой в 1,3 раза, Японией в 54 раза и Западной Европой в 14,2 раза.

Это обуславливается, прежде всего, тем, что все наиболее крупные НПЗ были построены и введены в эксплуатацию в период 1951-1983г.г., т.е. задолго до проведения экономических реформ в России. При этом не ставилась задача, чтобы отдельные НПЗ конкурировали бы друг с другом. В период плановой экономики НПЗ строились в привязке к определенным нефтедобывающим регионам для обеспечения нефтепродуктами тех территорий, которые характеризовались высоким уровнем их потребления. Так, например, строительство Киришского НПЗ в Северо-Западном регионе было обусловлено тем, что потребность этого региона в нефтепродуктах за счет их производства на Ухтинском НПЗ покрывалась всего на 10-15%.

В период плановой экономики проблема все возрастающей потребности отдельных регионов в нефтепродуктах решалась не за счет строительства новых НПЗ и более равномерного их размещения на территории страны, а путем наращивания мощностей по переработке нефти на действующих предприятиях, что обеспечивало значительную экономию времени и средств (Капитальных вложений).

С начала 90-х годов, за 19 лет в России не было построено ни одного современного НПЗ, а мощность действующих предприятий используется в настоящее время всего на 90%. Справочно: современные НПЗ построены в республиках бывшего СССР.

Если провести анализ концентрации производства и, следовательно, конкурентной среды на региональных рынках производства нефтепродуктов в разрезе Федеральных округов: Северо-Западного (СЗФО), Центрального (ЦФО), Поволжского (ПФО), Южного (ЮФО), Сибирского (СФО) и Дальневосточного (ДФО) на основе данных за 2016 г., то можно сделать следующие основные выводы:

- ▶ НПЗ в России размещены по территории страны крайне неравномерно;
- ▶ в 4-х Федеральных округах: СЗФО, ЦФО, СФО и ДФО, на долю которых приходится почти 50% от общего объема переработки нефти, размещено по 2-3 НПЗ, которые принадлежат 2-3 вертикально-интегрированным нефтяным компаниям (ВИНК).
- ▶ на всех региональных рынках (Федеральных округах) концентрация производства нефтепродуктов выше, чем в среднем в США, Японии и Западной Европе.

**Одним из конкретных показателей (индексов), определяющих уровень концентрации рынка товаров разных фирм (компаний, корпораций, объединений) и, следовательно, уровень конкуренции на рынке, является «Индекс концентрации (ICR) (concentration ratio-CR)», который показывает долю наиболее крупных нефтяных компаний в общем объеме рынка товаров в процентах.**

Далее мы дали оценку конкурентной среды на основе данных о работе НПЗ за период 2013-2016 гг. при увеличении количества предприятий с 25 до 27 единиц, т.е. с учетом появления на рынке ПФО двух НПЗ: ТАНЕКО и ТАИФ-НК.

Анализ показал, что, например, в 2016 г., в СФО перерабатывали нефть два предприятия: КиришиНОС (нефтяная компания «Сургутнефтегаз») и Ухтанефтепереработка (нефтяная компания ЛУКОЙЛ). Таким образом, две нефтяные компании занимают на данном региональном рынке монопольное положение: индекс concentra-

ции равен ( $I_{CR}$ ) (concentration ratio-CR) 100% и рынок в этом случае является неконкурентным.

Аналогичная ситуация характерна и для СФО и ДФО, где две нефтяные компании – в первом случае «Роснефть» и «Газпром нефть», а во втором - «Роснефть» и «ННК» также занимают монопольное положение: индекс концентрации ( $I_{CR}$ ) (concentration ratio-CR) равен 100% и, следовательно, оба региональных рынка также являются неконкурентными.

Известно, что потребность ДФО в нефтепродуктах за счет их производства на Хабаровском НПЗ и Комсомольском НПЗ в настоящее время обеспечивается не полностью и поэтому возникает необходимость в поставке отдельных видов нефтепродуктов в этот регион с Ангарской НХК и Ачинского НПЗ, которые входят в нефтяную компанию «Роснефть». В этом случае индекс концентрации ( $I_{CR}$ ) в этом регионе не изменится, т.к. Ангарская НХК, Ачинский НПЗ, также как и РН - Комсомольский НПЗ, входят в нефтяную компанию «Роснефть».

Несколько меньшая концентрация производства нефтепродуктов характерна для ЦФО и ЮФО, однако расчеты показали, что с точки зрения концентрации производства за период 2008-2011 гг. и 2013-2016 гг. ни один региональный рынок производства нефтепродуктов не был конкурентным.

Далее мы поставим перед собой задачу рассмотреть уровень конкуренции на региональных рынках производства нефтепродуктов при условии дополнительного размещения 7 независимых НПЗ, проектная мощность которых должна составить 31,1 млн. т. нефти в год.

Расчеты показали, что в этом случае индекс концентрации производства нефтепродуктов снизится в: СЗФО со 100 до 83,3%, ЮФО с 93,1 до 75,4 % и в СФО со 100 до 80,3%, но данные рынки по-прежнему останутся неконкурентными.

**Вместе с чем расчеты показали, что размещение в ПФО Марийского НПЗ мощностью 4,5 млн. т. нефти в год приведет к тому, что в этом крупнейшем регионе, где размещено 15 НПЗ и объем переработки нефти на которых составляет почти 40%, рынок производства нефтепродуктов становится конкурентным ( $I_{CR}<70\%$ ). В этих условиях приобретение НК «Роснефть» акций ПО «Башнефть» следует считать весьма эффективной рыночной сделкой.**

Значительные резервы в повышении конкурентоспособности российских нефтеперерабатывающих заводов заключаются в снижении затрат на производство нефтепродуктов, учитывая сложившиеся соотношения между внутренней ценой на нефть (франко-завод) и затратами на её переработку. Рассматривая динамику и структуру внутренней цены на нефть, поставляемую на НПЗ, необходимо отметить устойчивое снижение удельного веса (доли) затрат на транспортировку нефти на НПЗ в цене нефти (Франко-завод). В современных условиях удельный вес (доля) затрат на нефть (франко-завод) в суммарных затратах на производство нефтепродуктов составляет 90%. **Отсюда вытекают и основные направления в снижении затрат на производство нефтепродуктов. Так, например, для НПЗ, которые работают на покупной нефти, например, предприятия ЛУКОЙЛа (Ухтанефтепереработка, ПермьНОС, НижегородНОС, Волгограднефтепереработка), «Газпром нефтехим Салават», ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез» (частично) и ряда независимых НПЗ, большое значение будет иметь снижение безвозвратных технологических потерь на всех стадиях производства и технологического топлива (газа и мазута) расходуемого на собственные нужды. Для подавляющего же большинства НПЗ, которые работают на давальческой нефти (Процессинге), основным направлением снижения затрат на производство нефтепродуктов следует считать уменьшение энергетических расходов и более полное использование проектных мощностей технологических установок (производств).**

Расчеты показывают, что в современных условиях при переработке, например, 100 млн.т. давальческой нефти и при снижении затрат на её переработку на 1%, может быть получена экономия порядка 1,6 млрд. руб.

**В этой связи, одним из действенных инструментов в снижении эксплуатационных затрат на переработку нефти является бенчмаркинг – сопоставительный анализ работы НПЗ на основе эталонных показателей лучших предприятий отрасли.**

До сих пор в российской нефтепереработке повышению эффективности её работы уделяется недостаточно внимания. При этом, правильная и адекватная оценка текущей эффективности эксплуатации НПЗ дает возможность определить направления по снижению издержек, уменьшению себестоимости вырабатываемой продукции и как следствие позволит перейти на качественно новый уровень в оценке мероприятий по снижению операционных затрат на производство.

**Создание АО «ВНИИ НП» национальной системы бенчмаркинга – это понятные и прозрачные инструменты сбора информации, методики по ее анализу, с детализированными и адекватными результатами оценки. Самое главное, что по результатам сопоставительного анализа по каждому из НПЗ будет сформирована дорожная карта, с перечнем мероприятий, направленных на снижение операционных затрат при производстве продукции.**

В качестве основных сравнительных показателей системы, оценивающих эффективность эксплуатации НПЗ, предлагается определить.

- Конфигурация НПЗ (перечень технологических процессов, участвующих в производстве и их взаимосвязь).
- Производительность НПЗ (сравнение проектных показателей работы установок и фактической загрузки их сырьем).
- Условия эксплуатации (состав исходного сырья, климатические условия, местонахождение, состояние основных фондов и т.д.).
- Выход светлых нефтепродуктов.
- Показатель глубины нефтепереработки.
- Показатель энергоэффективности (уровень применяемого оборудования, проектное и фактическое энергопотребление, безвозвратные потери, расход топлива на собственные нужды НПЗ, использование рекуперативных потоков, эффективность эксплуатации печей, состав топливного газа и т.д.).
- Индекс Нельсона.
- Организационная структура предприятия (штатная и фактическая численность персонала, его квалификация).

Сравнительные показатели, до внесения их в методики оценки будут совместно оценены и согласованы как с ВИНК, так и с Минэнерго РФ.

По результатам выводов **бенчмаркинга** НПЗ будут иметь возможность определить наиболее рациональные направления снижения операционных расходов, с наибольшим финансовым потенциалом. Оценка величины разрыва до эталона, закрыть который будет экономически целесообразно, даст возможность определить основные пути повышения эффективности и формирования детальной программы снижения операционных расходов, направленных на решение основной задачи снижения затрат при переработке нефти, следовательно снижения себестоимости вырабатываемой продукции.

### **Основные выводы**

- 1) **Впервые проведенный ретроспективный анализ конкурентной среды на региональных рынках производства нефтепродуктов за период 2008-2011 гг. и 2013-2016 гг. на основе расчета «Индекса концентрации» ( $I_{CR}$ ) показал, что с учетом перспектив развития 7 независимых НПЗ конкуренция в СЗФО,**



**ЮФО и СФО существенно повысится, а в ПФО рынок станет конкурентным ( $I_{CR} < 70\%$ ).**

- 2) Впервые рассчитана динамика и структура внутренней цены на нефть, поставляемую на НПЗ и затрат на производство нефтепродуктов за период 2004-2016 гг. и определены основные направления снижения затрат при переработке попутной и давальческой нефти (Процессинге).**
- 3) Создание АО «ВНИИ НП» национальной системы сопоставительного анализа НПЗ в РФ, позволит перейти на качественно новый уровень в оценке мероприятий по снижению операционных затрат в отечественной нефтепереработке и нефтехимии, с целью повышения эффективности эксплуатации НПЗ и снижения затрат при переработке давальческой нефти (Процессинга) и, следовательно, себестоимости вырабатываемой продукции.**

*1.4. Кандаки Т.Л. – генеральный директор ООО «ИнфоТЭК-Консалт», профессор, д.э.н., Председатель Комитета по экономическим реформам*

Сегодня прозвучала хорошая фраза: «Как считать»? Если реально взять числа и почистить их от инфляции и т.д. и перевести их в доллары, то окажется примерно следующее. На протяжении последних 10-15 лет себестоимость нефтепереработки составляет примерно 30 долларов на сложных заводах. На не сложных заводах себестоимость составляет примерно 10-12 долларов. Как не странно хуже дела на средних заводах. Себестоимость на заводе это регулируемый процесс.

Сейчас стало хуже с информацией в связи и изменением формы собственности, а именно из ОАО сделали АО, то НПЗ которые были ОАО и публиковали свои цифры и показатели. Мы сейчас говорим о не существующей категории себестоимости, которая на самом деле назначается хозяином завода. Это могут быть и нефтяные компании, это могут быть другие независимые операторы. Теперь, что касается конкуренции. У нас есть два вида конкуренции. Одна конкуренция на розничном рынке или на оптовом рынке нефтепродуктов – это регионы, где идет конкуренция между теми, кто продает нефтепродукты. А вторая – это касается НПЗ, которые не могут конкурировать между собой, потому что они находятся в разных нефтяных компаниях. У нас компании конкурируют между собой, как владельцы этих мощностей. Конкуренция между компаниями она есть, она присутствует. **Но никакими показателями она не измеряется. Хочу сказать, что самое важное, что в стране и в мире нефтепереработка является отраслью материально-технического производства. В ней должен происходить научно-технический прогресс, иначе она устареет и не сможет производить продукцию, которая может быть кем-то востребована. Техно-технический уровень завода определяется модернизацией. Это и есть те показатели эффективности, которые у нас измеряют уровень конкуренции в нефтеперерабатывающей отрасли. Это технико-технологические показатели – глубина переработки нефти, индекс Нельсона и другие. Хочу подчеркнуть только одну вещь. Здесь тоже играет формула как считать. Мы считаем коэффициент Нельсона в течение 25 лет. Каждая компания по-своему считает индекс Нельсона, у каждой своя методика. Каждая компания использует разные коэффициенты. При этом министерство не играет роли методологической структуры. Хочу попросить Ассоциацию поддержать наше решение провести в ноябре 2017 г. семинар нефтеперерабатывающих заводов по методике расчета коэффициента Нельсона. Последнее, что хочу сказать очень тяжело с информацией от заводов. Любую информацию экономического плана практически невозможно собрать.**

В прениях выступили: Рябов В.А., Важенин В.И., Баженов В.П., Капустин В.М., Давыдов Б.Н., Ракитский В.М., Канделаки Т.Л., Карпухин А.К., Хаджиев С.Н., Хавкин В.А. и др.

#### **РЕШЕНИЕ:**

- ♦ **отметить большую работу, проводимую ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», АО «Ангарская НХК» и АО «Газпромнефть-Омский НПЗ» по модернизации и строительству новых процессов с целью повышения их конкурентоспособности, однако отечественные НПЗ не являются конкурентоспособными. В тоже время нефтяными компаниями до 2025г. предусмотрены строительство современных конкурентоспособных процессов первичной переработки нефти, гидрокрекинга, каталитического крекинга, гидроконверсии нефтяных остатков и др., что позволит вывести из эксплуатации морально устаревшие производства и оборудование;**
- ♦ использовать опыт работы АО «Ангарская НХК» по развитию процессов нефтехимии;
- ♦ сырьевой вектор развития и монетарная система не позволяют решать важные проблемы реального сектора экономики. Необходимо уходить от сырьевой иглы в экономике страны (так называемая «голландская болезнь»). В 2015-2016 гг. произошел обвал инвестиций и снижение показателей в перерабатывающем секторе углеводородного сырья и поставлены рекорды в сырьевых секторах по нефти и газу;
- ♦ просить Ростехнадзор рассмотреть вопрос о применении прямых западных норм при проектировании и строительстве объектов нефтепереработки и нефтехимии;
- ♦ в целях улучшения качества поступающей нефти на НПЗ, недопустимо, когда на мини-НПЗ и др., расположенных в районе добычи нефти, отбирают бензин, а остаток возвращают обратно в нефть;
- ♦ **налоговая нагрузка в нефтепереработке в 1,5 раза выше чем в среднем в промышленности, что ведёт к сырьевому вектору развития;**
- ♦ в целях усиления конкурентоспособности нефтеперерабатывающей промышленности следует более активно развивать в них процессы нефтехимии, планомерно повышать валовую продукцию, производительность труда и снижать производственные затраты;
- ♦ необходимо восстановить роль прикладных (отраслевых) институтов, которые не финансируются многие годы. Общеобразовательные университеты не могут создавать конкурентоспособные базовые проекты;
- ♦ **оказать содействие АО «ВНИИ НП» по созданию национальной системы сопоставительного анализа НПЗ в РФ, которая позволит перейти на качественно новый уровень в оценке мероприятий по снижению операционных затрат в отечественной нефтепереработке и нефтехимии, с целью повышения эффективности эксплуатации НПЗ и снижения затрат при переработке давальческой нефти (Процессинга) и, следовательно, себестоимости вырабатываемой продукции;**
- ♦ просить организаторов Форума «Стратегия объединения» (Капустин В.М.) включить в программу работы Форума в ноябре 2017 г. круглый стол (семинар) по методике расчета коэффициента Нельсона (организатор ООО «ИнфоТЭК»).
- ♦ **поддержать и оказать всемерную поддержку заявлению Министра энергетики РФ А.В. Новака на итоговой Коллегии Минэнерго России 07.04.2017г. о необходимости разработке комплекса мер для поддержки нефтепереработки.**

## **2. О переработке газового конденсата и жидких углеводородов**

## **2.1. Переработка газового конденсата на мощностях ООО «Газпром переработка»**

*Солодов П.А. – начальник Инженерно-технического центра  
ООО «Газпром переработка», к.т.н.*

*Касперович А.Г. – ведущий инженер-технолог  
Инженерно-технического центра ООО «Газпром переработка»*

### **1) Этапы начала и развития переработки конденсата.**

На первом этапе разработки газоконденсатных месторождений переработка конденсата заключалась преимущественно в подготовке сырья для НПЗ и НХК.

Скважина → Промысловая подготовка газа → Деэтанализация и стабилизация конденсата → Стабильный конденсат

В процессе эксплуатации упрощенной схемы появилось понимание возможности более глубокой и квалифицированной переработки конденсата с получением моторных топлив и сжиженных газов для местных нужд и поставок более удаленным потребителям.

Начало переработки газового конденсата:

Западная Сибирь – 1985; Астрахань – 1988.

**База для создания единого комплекса по переработке углеводородного сырья ПАО «Газпром»:**

- ▶ **3 завода по переработке углеводородного сырья**
- ▶ **фактические мощности за 2016 год по переработке составили 2,1 млрд. м<sup>3</sup> природного газа и 20,8 млн. т жидких углеводородов**
- ▶ **2100 км обслуживаемых трубопроводов**
- ▶ **численность персонала – 5500 человек**
- ▶ **координация развития газоперерабатывающих и газохимических комплексов ПАО «Газпром» в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.**

### **2) Номенклатура продукции, производимой ООО «Газпром переработка» в Западной Сибири:**

#### Сургутский ЗСК

- ▶ Автомобильные бензины различных марок (класс К5 ТР ТС)
- ▶ Дизельное топливо (класс К5 ТР ТС)
- ▶ Сжиженные углеводородные газы (ПТ, БТ, ПБТ, СПБТ и др.)
- ▶ Дистиллят газового конденсата легкий
- ▶ Конденсат газовый стабильный
- ▶ Топливо для реактивных двигателей марки ТС-1
- ▶ Широкая фракция легких углеводородов
- ▶ Углеводородная фракция
- ▶ Пентан-гексановая фракция
- ▶ Метанол

#### ЗПКТ

- ▶ Конденсат газовый деэтанализированный
- ▶ Газ деэтанализации
- ▶ Дизельное топливо (внеклассное, для собственных нужд ПАО «Газпром»)
- ▶ Топливо для реактивных двигателей марки ТС-1
- ▶ Сжиженные углеводородные газы (ПТ, ПБТ, ПА, ПБА и др.)
- ▶ Дистиллят газового конденсата легкий

- Конденсат газовый стабильный
- Широкая фракция легких углеводородов.

### **Интеграция ООО «Газпром нефтехим Салават» в систему ПАО «Газпром»**

ООО «Газпром нефтехим Салават» располагает развитой транспортной инфраструктурой. Через Салават проходят железнодорожные линии, связывающие предприятие с крупными добывающими и промышленными центрами Астрахань, Сургут и Оренбург. Сырье для своих производств ООО «Газпром нефтехим Салават» получает по магистральному нефтепроводу, конденсатопроводу, этанопроводу 4.

ООО «Газпром нефтехим Салават» обеспечивает переработку стабильного газового конденсата, ШФЛУ, этана, природного газа предприятий группы «Газпром» в конечную продукцию: автобензины, дизельное топливо, битум дорожный, этилен, полиэтилен, бутиловые спирты, стирол, карбамид, прочую продукцию нефтехимии.

### 3) Реструктуризация дочерних обществ ПАО «Газпром» (действующие)

#### ООО «Газпром добыча Оренбург»:

Администрация

Газопромислое управление

Управление по эксплуатации соединительных трубопроводов

**Оренбургский ГПЗ и Оренбургский ГЗ (мощность: 6,3 млн. тонн по НК, 37,5 млрд м<sup>3</sup> по газу)**

#### ООО «Газпром переработка»

Администрация

**Сургутский ЗСК, г. Сургут (мощность: 10,0 млн. т по нефти и СГК; 340 тыс. т по этилену; 0,9 млрд. м<sup>3</sup> по газу)**

УТЖУ, г. Ноябрьск

**ЗПКТ, г. Новый Уренгой (мощность: 12,2 млн. т по НК)**

**Сосногорский ГПЗ, г. Сосногорск (мощность: 3,0 млрд. м<sup>3</sup> по газу; 2,5 млн. т по НГКс)**

**ООО «Газпром нефтехим Салават» (мощность: 10,0 млн. т по нефти и СГК; 340 тыс. т по этилену; 0,9 млрд. м<sup>3</sup> по газу).**

#### ООО «Газпром добыча Астрахань»

Газопромислое управление

**Астраханский ГПЗ (мощность: 7,3 млн.т по НК; 12,0 млрд. м<sup>3</sup> по газу).**

Перспективные объекты

**Ново-Уренгойский ГХК (мощность: 420 тыс. т по этилену) - ввод 2018 год**

**Амурский ГПЗ (мощность: 55 млрд. м<sup>3</sup> по газу) - ввод 2020 год**

**Основные результаты реорганизации перерабатывающих предприятий на базе ООО «Газпром переработка»**

**Суммарная проектная мощность объектов:**

до реорганизации – 36,7 млн. т/год; 4,2 млрд. м<sup>3</sup>/год

после реорганизации – 50,3 млн. т/год; 109 млрд. м<sup>3</sup>/год

Численность персонала:

до реорганизации – 13400 чел.

после реорганизации – 28600 чел.

**Выводы:**

Переработка газового конденсата характеризуется следующим:

✓ Высокая глубина переработки и выход светлых фракций;

- ✓ Высококачественное сырье для дальнейшей его переработки в моторные топлива, сжиженные углеводородные газы и полупродукты;
- ✓ Низкое содержание серы, азота и других нежелательных соединений;
- ✓ Несложная технологическая схема заводов в связи с отсутствием необходимости строительства установок глубокой переработки (каткрекинг, гидрокрекинг, коксование и др.)

## **2.2. Технологические особенности переработки газовых конденсатов ачимовских залежей**

*Шевкунов С.Н. – начальник управления по переработке  
газового конденсата и газохимии ПАО «НОВАТЭК»*

**ПАО «НОВАТЭК» – крупнейший российский независимый производитель природного газа и второй по объемам добычи природного газа в России.** Основанная в 1994 г. компания занимается разведкой, добычей, переработкой и продажей природного газа и жидких углеводородов. На своих дочерних и зависимых обществах ПАО «НОВАТЭК» ведёт разработку сеноманских, валанжинских и ачимовских залежей газовых месторождений, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе. При этом дальнейший рост добычи газа и газового конденсата будет осуществляться в основном за счет разработки ачимовских залежей.

Ачимовские продуктивные пласты залегают на глубине 3600 - 3750 м по вертикали. Такие пласты характеризуются аномально высоким пластовым давлением, превышающим 600 атмосфер. На сегодняшний день ПАО «НОВАТЭК» является единственной компанией в РФ, кто поставил строительство Ачимовских скважин на безопасный конвейер. Построено более 20 горизонтальных скважин, рекордная протяженность горизонтальной секции ~ 1300 м, а окончательный забой превышает 5500 м. Особенностью продукции ачимовских залежей, является то, что добываемый газовый конденсат содержит в своем составе повышенное количество вредных компонентов, в частности, от 4 до 6% масс. тугоплавких парафинов (C<sub>16</sub> - C<sub>35</sub>), более 500 ppm серосодержащих соединений и более 3 ppm соединений ртути.

Все указанные компоненты позволяют в относительно безопасном режиме осуществлять добычу и подготовку газа и конденсата, но самым негативным образом сказываются на процессах их переработки. С целью минимизации негативного влияния ртути, серы и парафинов в ПАО «НОВАТЭК» ведется **предпроектная работа, основными этапами которой является разработка основных технических решений для следующих объектов:**

- 1. Блок по извлечению ртути из газового конденсата или продуктов его переработки;**
- 2. Установка гидроочистки газового конденсата;**
- 3. Установка гидрокрекинга тяжелого остатка газового конденсата.**

Создание блока по извлечению ртути планируется на базе действующего комплекса по фракционированию газового конденсата. Перечень товарной продукции комплекса включает (выход, % масс.): легкая нефтя (29%), тяжелая нефтя (32%), авиационный керосин (15%), газойль (7%), судовое топливо (15%).

При фракционировании газового конденсата распределение ртути по фракциям осуществляется неравномерно. Примерно 70 % ртути остается в тяжелой нефти. Поэтому если в исходном газовом конденсате содержится 1 ppm ртути, то после фракционирования концентрация ртути в тяжелой нефти составляет порядка 3 ppm. Учитывая, что вся получаемая нефтя направляется на экспорт, ее качественные параметры регулируются зарубежными стандартами и требованиями. Одним из важнейших требований к качеству нефти является содержание ртути. Это требование постоянно

ужесточается, и теперь желательными считаются следующие значения концентрации ртути: легкая нефтя не более 1 ppb, тяжелая нефтя не более 2 ppb.

Важнейшим этапом при разработке мероприятий по извлечению ртути является комплексная исследовательская работа по определению ее типа. Дело в том, что условия технологического режима по получению нефти и других нефтепродуктов могут стать причиной изменения типа присутствующей ртути. В случае компании НОВАТЭК исходное сырье для производства нефти (газовый конденсат) содержит ионную ртуть. Однако при фракционировании газового конденсата ионная ртуть переходит в элементарную. Таким образом, извлечение ртути целесообразно осуществлять из фракции нефти.

**Решение вопроса с наличием серосодержащих соединений и парафинов должно осуществляться совместно, так как при фракционировании газового конденсата практически все парафины и сера переходят в состав тяжелого остатка, который реализуется в качестве судового топлива.**

Судовое топливо, производимое компанией НОВАТЭК, реализуется преимущественно в балтийском регионе, где к нему предъявляются строгие требования по содержанию серы (не более 1000 ppm). В перспективе ожидается, что это требование ужесточится до 500 ppm. **Фактическое содержание серосодержащих соединений в судовом топливе на сегодня составляет 700 ppm. Поэтому, учитывая увеличение добычи относительно сернистых ачимовских конденсатов, данная проблема требует срочного решения.**

Также, следует учитывать, что потребности в судовом топливе носят сезонный характер, однако наличие в нем тугоплавких парафинов, определяющих температуру потери текучести (не выше 30°C), жестко регламентирует его выход.

**Осуществлять регулировку концентрации серосодержащих соединений и тугоплавких парафинов возможно с использованием процесса гидрокрекинга.**

**Целью процесса гидрокрекинга судового топлива является увеличение выхода дизельной и керосиновой фракции, а также снижение концентрации серосодержащих соединений, извлекаемых преимущественно в виде сероводорода.**

**За основу принят процесс легкого гидрокрекинга, основными преимуществами которого являются:**

- высокая технологическая гибкость, позволяющая в зависимости от конъюнктуры спроса на судовое топливо легко регулировать его выход;
- относительно невысокий выход газов а, следовательно, низкий уровень технологических потерь.

**В совокупности все рассматриваемые процессы должны позволить сохранить качественные преимущества товарной продукции компании НОВАТЭК при увеличении уровня добычи газа и конденсата из ачимовских залежей.**

В прениях выступили: Рябов В.А., Важенин В.И., Капустин В.М., Хаджиев С.Н., Кандаки Т.Л., и др.

#### **РЕШЕНИЕ:**

- Отметить, что газовый конденсат это высококачественное сырье для дальнейшей его переработки в моторные топлива, сжиженные углеводородные газы, полупродукты и конечные продукты;
- Для развития нефтегазохимической отрасли в России существует необходимая сырьевая база – СУГ, нефтя и этан;
- **В целях успешного развития нефтегазохимической отрасли в России необходимо эффективное научное сопровождение, которое целесообразно реализовывать с активным участием государства;**

- ♦ Для решения проблем транспорта парафинистой нефтеконденсатной смеси северных месторождений Западной Сибири проработать вопросы проектирования и строительства установки мягкого гидрокрекинга тяжелых остатков конденсата Ачимовских отложений (с частичным вовлечением тяжелых фракций парафинистой нефти с целью регулирования загрузки) в развитие альтернативной схемы подготовки и транспорта тяжелого сырья ПАО «Газпром» на площадке Уренгойского промузла;
- ♦ Просить ОАО «ВНИПИнефть» (Капустин В.М.) подготовить предложения по разработке базового проекта легкого гидрокрекинга ачимовского конденсата с целью увеличение выхода дизельной и керосиновой фракции, а также снижение концентрации серосодержащих соединений, извлекаемых преимущественно в виде сероводорода.
- ♦ Использовать опыт работы ООО «Газпром нефтехим Салават» по переработке газового конденсата в моторные топлива и продукцию нефтехимии;
- ♦ **Принять к сведению информацию Злотникова Ю.Л. (Минэнерго России), что при переработке углеводородного сырья Россия занимает первое место в мире по выработке суррогатных продуктов и прямогонного бензина;**
- ♦ Отметить, что по инициативе ООО «СИБУР» подписан долгосрочный договор между ГК «Титан» и ПАО «Газпром нефть». Использовать этот опыт договора между нефтяными и газовыми компаниями и предприятиями по всей линейке химических производств, в т.ч. и по малотоннажной химии;
- ♦ Просить руководство Минэнерго России (Молодцов К.В.) и ООО «СИБУР» (Разумов В.В.) восстановить деятельность отраслевого института ОАО «ВНИИОС».

### **3. Об избрании в состав Правления АНН Гималетдинова Р.Р. – вице-президента по нефтепереработке, нефтехимии, газопереработке ПАО «ЛУКОЙЛ»**

Генеральным директором Ассоциации Рябовым В.А. предложено ввести в состав Правления АНН Гималетдинова Рустем Рафаиловича – вице-президента по нефтепереработке, нефтехимии, газопереработке ПАО «ЛУКОЙЛ» (основание: письмо ПАО «ЛУКОЙЛ» от 17.04.2017г. № РГ-178ВЛ).

Голосовали (члены Правления и лица, их замещающие):

«За»	–	11
«Против»	–	нет
«Воздержались»	–	нет

#### **РЕШЕНИЕ:**

Ввести в состав членов Правления Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков вице-президента по нефтепереработке, нефтехимии, газопереработке ПАО «ЛУКОЙЛ» Гималетдинова Р.Р.

Генеральный директор

Рябов В.А.