



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

ПРОТОКОЛ № 101
заседания Правления Ассоциации
нефтепереработчиков и нефтехимиков

г. Москва

24 ноября 2010 г.

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

Члены Правления: Баженов В.П., Болдинов В.А. (вместо Скоромца А.А.), Злотников Л.Е., Капустин В.М., Ракитский В.М., Рябов В.А., Санников А.Л., Трифонов Л.Н. (по поручению Кантышева В.К.), Хаджиев С.Н., Хурамшин Т.З., Шекера Д.В.

По приглашению: Давыдов Б.Н. (ОАО «ВНИИ НП»), Звягин Д.В. (ЗАО «ИПН»), Кадиев Х.М. (ЗАО «ГрозНИИ»), Канделаки Т.Л. (ООО «ИнфоТЭК-Консалт»), Козин В.М. (ГУП «Башгипропеттехим»), Коптев П.П. (ЗАО «ПРИЗ»), Лебедев Ю.Н. (ОАО НПК «Кедр-89»), Мельникова С.А. (ООО «ИнфоТЭК-Консалт»), Носков А.С. (Институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН), Сизов Ю.Д. (ООО «Нефтегазиндустрия»), Тарасов Д.К. (ЗАО «ПРИЗ»), Томилов А.Ю. (ЗАО «НефтеХимСервис»), Шуляр Н.А. (ООО «Издательский дом ИнфоТЭК»),

ПОВЕСТКА ДНЯ:

1. О разработке проекта генеральной схемы развития нефтеперерабатывающей промышленности России до 2020 года (во исполнение решений совещания у Председателя Правительства Российской Федерации В.В. Путина в г. Кириши (Протокол от 12.02.2009 № ВП-П9-4пр, п.17).

Докладчик: Капустин В.М. – генеральный директор ОАО «ВНИПИнефть»

Содокладчик: Рябов В.А. – генеральный директор АНН

2. О состоянии и перспективах развития автоматизации нефтеперерабатывающей отрасли.

Докладчики: Коптев П.П. – генеральный директор ЗАО «ПРИЗ»

Капустин В.М. – генеральный директор ОАО «ВНИПИнефть»

3. О предложениях по совершенствованию налоговой системы в нефтепереработке.

Докладчик: Канделаки Т.Л. – генеральный директор ООО «ИнфоТЭК-Консалт»

4. Об избрании членом Правления АНН Директора Департамента переработки ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» Суяндукова Ратмира Артуровича взамен Скоромца Анатолия Анатолиевича в связи с переходом его на другую работу.

Докладчик: Рябов В.А. – генеральный директор АНН

5. Разное

1. О разработке проекта генеральной схемы развития нефтеперерабатывающей промышленности России до 2020 года (во исполнение решений совещания у Председателя Правительства Российской Федерации В.В. Путина в г. Кириши (Протокол от 12.02.2009 № ВП-П9-4пр, п.17)

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

Во исполнение поручения Правительства Российской Федерации от 12.02.2009 № ВП-П9-4пр (пункт 17) Минэнерго России разработан проект Генеральной схемы развития нефтяной отрасли до 2020 года, презентация которой состоялась на выездном совещании в Новокуйбышевске Самарской области 28.10.2010 под председательством В.В.Путина.

Текущее состояние нефтеперерабатывающей отрасли

Неравномерное размещение отрасли сложилось в условиях холодной войны. Большинство НПЗ размещены в глубине страны. Это увеличивает транспортные затраты в современных условиях, когда объемы экспорта превышают объемы реализации продукции на внутреннем рынке.

Нефтепереработка представлена:

27 крупных НПЗ – 253 млн. т,

211 мини-НПЗ – 9 млн. т,

3 крупных ГПЗ – 8 млн.т.

Мощность и объем переработки нефти в РФ в 2000, 2005, 2009 годах:

2000 год

Мощность – 274 млн. т

Объем переработки – 173,3 млн. т (63,3%)

2005 год

Мощность – 263 млн. т

Объем переработки – 207,7 млн. т (79,0%)

2009 год

Мощность – 270 млн. т

Объем переработки – 236 млн. т (87,5%)

Всего мощностей – 270 млн. т, в т.ч.

Рост переработки нефти в России за 2000-2009 гг. на 36% достигнут за счет увеличения загрузки действующих мощностей с 63% до 87%.

Этому способствовали:

- более высокая эффективность экспорта нефтепродуктов в сравнении с экспортом сырой нефти благодаря снижению пошлин на экспорт темных и светлых нефтепродуктов;
- увеличение спроса на нефтепродукты на внутреннем и мировом рынке;
- высокий уровень цен (до 2008 г.) на мировом и внутреннем рынке, ориентированном на экспортную альтернативу.

Структура производства продукции на российских НПЗ за 2000-2009 годы практически не изменилась и серьезно отстает от мирового уровня. Доля выработки топочного мазута в России (28%) в несколько раз выше аналогичных показателей в мире – менее 5% в США, до 15% в Западной Европе.

Большинство НПЗ были введены в 60-е годы XX века. В дальнейшем они подверглись модернизации, которая носила точечный, некомплексный характер.

В результате технический уровень большинства российских заводов не соответствует передовому мировому уровню:

- глубина переработки нефти составляет 70% против 90% в мире;
- индекс сложности Нельсона большинства российских НПЗ уступает среднемировому уровню (средний уровень в мире - 6,7, средний уровень в РФ - 4,4), что обуславливает невысокую глубину переработки нефти и недостаточный уровень качества нефтепродуктов;
- производительность труда ниже в 3-5 раз;

- потребление энергии значительно превышает аналогичные показатели зарубежных НПЗ; около половины всех печных агрегатов имеют КПД 50-60% при среднем на зарубежных НПЗ – 89%;
- длительный период не решаются экологические проблемы по атмосферному воздуху и качеству сточных вод;
- значительны затраты на ремонт и обслуживание оборудования в связи с его физическим и моральным износом.

Основные задачи по модернизации действующих нефтеперерабатывающих предприятий на период до 2020 г.

- Обеспечение качества выпускаемых моторных топлив и других нефтепродуктов, соответствующих требованиям Технического регламента
- Повышение эффективности переработки нефти за счёт углубления
- Повышение эффективности производства нефтепродуктов за счёт снижения издержек производства в результате реконструкции действующих технологических установок и объектов ОЗХ с целью снижения энергозатрат, вывода из эксплуатации устаревших морально и физически технологических установок
- Обеспечение промышленной и экологической безопасности производства
- Реализация инвестиционных проектов создания современных экспортно-ориентированных комплексов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств, размещённых вблизи морских портов и терминалов экспортных нефтепроводов, а также не реализованных со времён плановой экономики проектов строительства нефтепровода – Самара-Новороссийск и 2-й очереди нефтепродуктопроводной системы «Север».

Рассмотрены 3 варианта развития нефтепереработки до 2020 года:

1. Инерционный вариант

Объём переработки нефти на НПЗ Нефтяных компаний (с НПЗ ОАО «ТАНЕКО») составит на 2020 г. - 268 млн. т

2. Минимальный вариант

Объём переработки нефти на 2020 г. составит 185 млн. т

3. Целевой вариант

В целевом варианте учтены ресурсные ограничения по внутреннему и внешнему рынкам нефтепродуктов.

Объём переработки нефти по целевому варианту на 2020 г. составит 224 млн. т, т.е. с сохранением уровня 2009 года, но с максимальным углублением переработки нефти.

Инерционный вариант характеризуется ограничениями по возможностям реализации продукции на внутреннем и внешнем рынках и недостаточным качеством производимых моторных топлив. При потребности внутреннего рынка 13 млн. т в 2020 г. объём производства топочного мазута (в основном сернистого и после висбрекинга) составит 27,7 млн. т

Минимальный вариант предусматривает:

- Низкую глубину переработки нефти. В этом варианте не учтены потребности российской экономики в маслах III группы и качественных битумах
- Отсутствие рынка мазута
- Отсутствие оптимизации логистики экспорта
- Вариант увеличивает риски при снижении цен на нефть

Оба эти варианта дают отрицательные экономические показатели

Объём переработки нефти на перспективу по вариантам

Факт 2009 года - 224 млн. т

2020 год:

- инерционный вариант – 268 млн. т
- целевой вариант – 224 млн. т
- минимальный вариант – 185 млн. т

**Структура автомобильных бензинов по октановому числу (ОЧИ)
по целевому варианту, млн. т.**

ОЧИ	2009 г.	2020 г.
98	0,2	1,3
95	6,2	35
92	21,6	7,3
80	5,4	0,1

Потребность автопарка в бензине с ОЧИ=92 по данным ИГ «Петромаркет» составит 21,5 млн. т в 2015 году и 19 млн. т в 2020 году.

**Структура автомобильных бензинов в разрезе экологических классов
по целевому варианту, млн. т.**

Класс	2009 г.	2020 г.
5	0	33,9
4	1,4	7,6
3	8,7	0
2 и ниже	23,3	0,8

**Качество дизельного топлива (по содержанию серы)
по целевому варианту, млн. т.**

Содержание серы, ppm	2009 г.	2020 г.
Более 2000	1,6	-
2000	25	0,8
500	23,4	0,6
350	2,1	-
50	3,7	5,8
10	8,7	83,6

Выход светлых нефтепродуктов, %

2009 год – 52,9

2020 год – 73,8

Глубина переработки нефти, %

2009 год – 70,1

2020 год – 93,3

Повышение энергоэффективности

➤ Укрупнение и энерготехнологическое комбинирование процессов; совершенствование процессов разделения; применение активных и селективных катализаторов, рациональная организация и оптимизация тепловых схем и схем рекуперации энергетического потенциала отходящих потоков.

➤ Замена технологические печей устаревших конструкции с КПД около 60% на современные печи с КПД до 90% на газовом топливе и до 83%на жидком топливе.

➤ Оснащение печей автоматизированными системами управления и газоанализаторами отходящих дымовых газов для сокращения потребление топлива.

➤ Внедрение систем регулирования давления изменением частоты вращения насосов, компрессоров, двигателей АВО.

➤ Применение систем антипомпажной защиты.

➤ Использование современных контактных устройств с КПД $\geq 75\%$ в ректификационных колоннах.

Сокращение логистических затрат

➤ Развитие трубопроводного транспорта нефтепродуктов для резкого снижения затрат по экспорту дизельных топлив:

- *строительство второй нитки системы продуктопроводов «Север» до Приморска;*

- строительство системы продуктопроводов «Юг» по маршруту Самара-Новороссийск.

Существующие проекты строительства нефтепродуктопроводов должны быть пересмотрены с уточнением диаметров труб в сторону увеличения.

Строительство новых нефтепродуктопроводов целесообразно завершить к 2015 году, к моменту перехода отрасли на 100%-ое производство дизельных топлив Евро-5, что обеспечит их полную загрузку.

➔ Строительство проектируемых систем продуктопроводов позволит сократить затраты на фрахт морской перевозки дизельных топлив с заменой использования танкеров с дедвейтом 30 тыс. тонн на танкера с вместимостью 80-140 тыс. тонн, используемых при морской перевозке нефти (отгрузка дизельных топлив будет осуществляться из тех же портов, из которых осуществляется отгрузка нефти на экспорт).

Изменение технико-экономических показателей в результате осуществления целевого варианта развития отрасли (в прогнозных номинальных ценах 2020 года)

Показатель	Единицы измерения	При сохранении схемы 2009 г.	По проектному варианту	Прирост показателей в результате модернизации
Объем переработки нефти	млн. т	224,013	224,0	
Стоимость нефти	млрд. руб.	4 354,4	4 354,1	-0,3
Капитальные вложения (в ценах 2010 г.)	млрд. руб.		1 456,0	1 456,0
Капитальные вложения	млрд. руб.		1 895,2	1 895,2
Выручка от реализации	млрд. руб.	4 121,8	4 967,9	846,1
Затраты на производство без сырья (в ценах 2010 г.)	млрд. руб.	206,3	328,3	122,0
Затраты на производство без сырья	млрд. руб.	310,3	474,0	163,7
в т.ч. амортизация	млрд. руб.	44,1	127,0	82,8
Прибыль валовая	млрд. руб.	-542,9	139,8	682,7
ЕБИТДА (амортизация + валовая прибыль)	млрд. руб.	-498,7	266,8	765,5
Срок окупаемости капитальных вложений	лет			2,5

Предпосылки для реализации планов модернизации НПЗ

➔ Финансовая поддержка государства – имея в виду снижение экспортных пошлин на нефтепродукты по сравнению с экспортом нефти

➔ Дифференциация акцизов на автомобильный бензин и дизельное топливо различного качества

➔ Импорт оборудования, не имеющего аналогов, осуществляется без взимания пошлин и НДС

➔ Разработка и внедрение конкурентоспособных на мировом рынке отечественных технологий нефтепереработки

➔ Наличие строительных компаний, имеющих опыт реализации крупных проектов

➔ Накопленный опыт российских машиностроительных заводов по производству оборудования мирового уровня.

Выводы

➔ Реализация предлагаемой стратегии развития отрасли по целевому варианту позволит российским нефтеперерабатывающим заводам получать устойчивую прибыль в мировых ценах

➔ Величина ЕБИТДА по отрасли после реализации целевого варианта составит 267 млрд. рублей, прирост этого показателя по сравнению с сохранением современной схемы переработки нефти составит 765 млрд. рублей в прогнозных ценах 2020 года

➔ Стратегия развития отрасли по этому варианту предусматривает полное прекращение экспорта топочного мазута с достижением глубины переработки нефти 93,3% при сохранении объема переработки нефти на современном уровне - 224 млн. т

Рябов В.А. – генеральный директор Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков

К сожалению, представленная редакция Генеральной схемы, которая по логике должна была стать программой по реализации главных ориентиров в области перспектив развития нефтепереработки и нефтехимии, определенных Энергетической стратегией, а также принятых в последнее время руководством страны решений, направленных на инновационные перспективы развития нефтеперерабатывающей промышленности Российской Федерации, не стала четким программным документом по ряду важных для отрасли направлений.

В проекте:

- усиливается сырьевой вектор развития топливно-энергетического комплекса страны: к 2020 году из 500 млн. т/год добываемой нефти на переработку внутри страны предусматривается 230 млн. т/год, на экспорт – 270 млн. т/год (т.е. экспортируется на 14,8% больше, чем перерабатывается внутри страны);

- не предусматривается весьма важный для характеристики развития экономики и благосостояния населения страны показатель уровня душевого потребления нефтепродуктов.

В Энергетической стратегии до 2030 года этот показатель на уровне 1,3-1,6 т/чел отнесен на 2030 год (уровень потребления нефтепродуктов в 1,6 т/чел. был достигнут в 1990 году)). Переработка и потребление нефтепродуктов внутри страны на порядок эффективнее торговли сырой нефтью.

Большим недостатком является то, что капитальные вложения в глубокую переработку нефти, предусмотренные Стратегией до 2015 года, в Генеральной схеме перенесены на 2020 год;

- не включено задание, важное для развития отрасли, во исполнение решений, принятых на совещании в г. Северодвинске (п.10 протокола совещания от 11 июля 2008 г. № ВП-П9-10 пр), касающихся строительства на территории Российской Федерации новых нефтеперерабатывающих и нефтехимических комплексов, независимых от вертикально-интегрированных компаний при участии государства, в том числе в рамках государственно-частного партнёрства.

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.

Строительство на основе государственно-частного партнерства современных нефтеперерабатывающих и нефтехимических комплексов актуально еще и в связи с тем, что модернизация старых морально и физически устаревших производств (80% всех российских НПЗ, представляющих отечественную нефтепереработку, введены в действие более 50 лет назад) не делает их конкурентоспособными с передовыми западными фирмами по высокозатратности производственного процесса, энергетического обеспечения, системам управления производством и др., что в конечном итоге негативно сказывается на ценообразовании конечной продукции.

Ввод в эксплуатацию новых нефтеперерабатывающих и нефтехимических комплексов с высокоразвитой технологией глубокой переработки нефти, построенных в рамках **инвестиционных проектов, предусматривающих европейские нормы в сфере безопасности и экологии**, обеспечит многократный рост прибыли предприятия, окажет существенное влияние на стабилизацию ценовой политики, повысит конкурентоспособность продукции;

- не конкретизировано реальное развитие системы нефтепродуктопроводов и, в частности, по реализации проекта строительства магистрального нефтепродуктопровода (МНПП) Кстово – Ярославль – Кириши – Приморск (проект «Север»), одобренного распоряжением Правительства Российской Федерации от 24 июня 2002 г., а также планируемого к строительству МНПП «Сызрань – Саратов – Волгоград – Новороссийск» (проект «Юг»), ускорению рассмотрения и утверждения Генеральной схемы развития нефтепродуктопроводного транспорта на период до 2020 года. Это в значительной мере влияет на цены;

- не предусмотрено развитие и модернизация собственных производств современных высокоэффективных конкурентоспособных катализаторов, базовых и товарных масел, присадок к моторным топливам и маслам, химикатов, изделий из нефтехимического сырья с использованием отечественных прогрессивных технологий их производства

Отсутствие собственных производств такой продукции и связанное с этим широкое применение импортных компонентов в составе ГСМ, используемых в большой степени для нужд Минобороны России, создает угрозу государственной безопасности страны, как в мирное время, так и в особый период.

Для ускорения реализации положений Стратегии и Генеральной схемы необходимо принятие решения по созданию российской инжиниринговой компании на базе ОАО «ВНИПИнефть» по модернизации и строительству новых НПЗ (в соответствии с Протоколом заседания Совета генеральных и главных конструкторов ведущих ученых и специалистов в области высокотехнологичных секторов экономики при Председателе Правительства РФ Путине В.В. от 11.02.2009 № 1).

Все эти проблемы были рассмотрены в рамках III Международного промышленно-экономического Форума «Стратегия объединения: Решение актуальных проблем нефтегазового и нефтехимического комплексов на современном этапе», прошедшем 14-15 октября 2010 года при участии видных деятелей науки, представителей нефтяных компаний, нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий, академических, научно-исследовательских и проектных институтов, общественных организаций, заводов по производству оборудования для нефтеперерабатывающей отрасли и др.

Решение изложенных проблем актуально еще и в связи с тем, что США в ближайшие годы переходит на переработку тяжелых канадских нефтей, что позволит США отказаться от закупок нефти в странах Ближнего Востока и других регионах. Это повлияет на снижение мировых цен на нефтяное сырье после 2014-2015 гг., что, в свою очередь, обуславливает необходимость изменения стратегии развития нефтяного комплекса России в сторону увеличения экспорта продукции нефтепереработки и нефтехимии вместо экспорта сырой нефти.

Р е ш е н и е:

1. Принять к сведению информацию генерального директора ОАО «ВНИПИнефть» об основных положениях разработанного Минэнерго России проекта генеральной схемы развития нефтеперерабатывающей промышленности России до 2020 года

2. Отметить, что представленная редакция Генеральной схемы не выполняет функцию программного документа по реализации главных ориентиров в области перспектив развития нефтепереработки и нефтехимии, определенных Энергетической стратегией, а также принятых руководством страны решений, направленных на инновационные перспективы развития нефтеперерабатывающей промышленности Российской Федерации.

Обозначенные проблемы были рассмотрены в рамках III Международного промышленно-экономического Форума «Стратегия объединения: Решение актуальных проблем нефтегазового и нефтехимического комплексов на современном этапе», прошедшем 14-15 октября 2010 года при участии видных деятелей науки, представителей нефтяных компаний, нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий, академических, научно-исследовательских и проектных институтов, общественных организаций, заводов по производству оборудования для нефтеперерабатывающей отрасли и др. и отражены в Меморандуме, принятом участниками Форума и подписанным Президентом Российского Союза химиков (Ивановым В.П.), генеральным директором Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков (Рябовым В.А.), Президентом Союза Нефтегазопромышленников России (Шмалем Г.И.), генеральным директором ОАО «ВНИПИнефть» (Капустиным В.М.).

В проекте:

- усиливается сырьевой вектор развития топливно-энергетического комплекса страны: к 2020 году из 500 млн. т/год добываемой нефти на переработку внутри страны

предусматривается 230 млн. т/год, на экспорт – 270 млн. т/год (т.е. экспортируется нефтяного сырья на 14,8% больше, чем перерабатывается внутри страны);

- не предусматривается весьма важный для характеристики развития экономики и благосостояния населения страны показатель уровня душевого потребления нефтепродуктов.

В Энергетической стратегии до 2030 года этот показатель на уровне 1,3-1,6 т/чел отнесен на 2030 год (уровень потребления нефтепродуктов в 1,6 т/чел. был достигнут в 1990 году). Переработка и потребление нефтепродуктов внутри страны на порядок эффективнее торговли сырой нефтью;

- капитальные вложения в глубокую переработку нефти, предусмотренные Стратегией до 2015 года, в проекте Генеральной схемы перенесены на 2020 год;

- не включено задание, важное для развития отрасли, во исполнение решений, принятых на совещании в г. Северодвинске (п.10 протокола совещания от 11 июля 2008 г. № ВП-П9-10 пр), касающихся строительства на территории Российской Федерации новых нефтеперерабатывающих и нефтехимических комплексов, независимых от вертикально-интегрированных компаний при участии государства, в том числе в рамках государственно-частного партнёрства.

- не конкретизировано реальное развитие системы нефтепродуктопроводов и, в частности, по реализации проекта строительства магистрального нефтепродуктопровода (МНПП) Кстово – Ярославль – Кириши – Приморск (проект «Север»), одобренного распоряжением Правительства Российской Федерации от 24 июня 2002 г., а также планируемого к строительству МНПП «Сызрань – Саратов – Волгоград – Новороссийск» (проект «Юг»), ускорению рассмотрения и утверждения Генеральной схемы развития нефтепродуктопроводного транспорта на период до 2020 года;

- не предусмотрено развитие и модернизация собственных производств современных высокоэффективных конкурентоспособных катализаторов, базовых и товарных масел, присадок к моторным топливам и маслам, химикатов, изделий из нефтехимического сырья с использованием отечественных прогрессивных технологий их производства.

3. Отметить недостаточную маркетинговую проработку проекта Генеральной схемы и, в частности, при определении перспективного спроса на основные нефтепродукты

4. Для ускорения реализации положений Стратегии и Генеральной схемы необходимо принятие решения по созданию российской инжиниринговой компании на базе ОАО «ВНИПИнефть» по модернизации и строительству новых НПЗ (в соответствии с Протоколом заседания Совета генеральных и главных конструкторов ведущих ученых и специалистов в области высокотехнологичных секторов экономики при Председателе Правительства РФ Путине В.В. от 11.02.2009 № 1).

5. Довести изложенную выше позицию по проекту Генеральной схемы до Правительства Российской Федерации.

2. О состоянии и перспективах развития автоматизации нефтеперерабатывающей отрасли

2.1 Коптев П.П. – генеральный директор ЗАО «ПРИЗ», лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники

Современная автоматизация технологических процессов подразделяется на три уровня:

- **Первый уровень** – это датчики физико-технических измерений различных характеристик конкретного технологического процесса (давление, температура, уровень, расход, показатели качества, безопасности и т.п.);

- **Второй уровень** – это средства сбора, обработки и хранения данных, получаемых с Первого уровня, и выработка предложений технологическому персоналу по качественному и безопасному ведению технологического процесса. При этом частично осуществляются функции автоматического регулирования (поддержания) отдельных параметров процесса и

противоаварийная защита процесса при выходе соответствующих параметров за допустимые границы;

- **Третий уровень** – это средства сбора, обработки и хранения данных, получаемых со Второго уровня, осуществление контроля за ходом всего технологического процесса предприятия, расчет технико-экономических показателей его работы и обеспечение автоматизации всех функций управленческого персонала предприятия.

Формально первый уровень автоматизации выпускается отечественной промышленностью практически в полной номенклатуре. Однако если есть возможность взять не отечественный прибор или датчик, а импортный, то идут именно по этому пути.

В чем причины? Во-первых, соотношение «цена-качество» всегда не в пользу отечественного производителя. Во-вторых, безвыходная практика комплектной поставки технологических установок по импорту.

Исключение составляют средства автоматизации и запорно-регулирующей арматуры, производимые в России на предприятиях, контролируемых иносфирмами.

Так получилось, что в автопром государство деньги вкладывает, а в приборостроение – нет. Нет даже и обсуждения этой необходимости. Понятно, что догнать этот «поезд» нереально и не нужно тратить на это деньги. Правильнее создавать условия для организации «сборки» современных средств автоматизации в России, обеспечивая аттестованными изделиями промышленность, включая и комплектные поставки, оговаривая этот вопрос в условиях поставки.

Деньги нужно вкладывать только в принципиально новые направления в средствах измерения, если таковые кому-то известны.

Второй уровень – это устройства связи с объектом (УСО), устройства безопасности (искрозащиты), контроллеры, компьютеры, источники бесперебойного питания и т.п., объединенные единым программным обеспечением (ПО). При этом ПО есть стандартное (являющееся неотъемлемой частью контроллера и поставляющееся изготовителем контроллера) и специальное – разрабатываемое разработчиком процесса или покупателем или специальной организацией по их поручению.

В случае комплектной поставки все решения принимаются поставщиком. Это, как правило, входит в условия поставки и гарантии.

Технические и программные средства, полностью реализующие функции Второго уровня, для таких процессов как в НП и НХ отечественной промышленностью не выпускаются.

При этом необходимо отметить, что специальное программное обеспечение в подавляющем большинстве разрабатывается именно отечественными специалистами (организациями), работающими как в составе иносфирм, так и самостоятельно.

Если рассмотреть сложившуюся ситуацию с точки зрения безопасности технологических процессов и в более широком (государственном) смысле безопасности, то получается следующая картина.

Отечественная операционная система (ОС) отсутствует. Повсеместно используется Windows (США) для управления объектами повышенной опасности, которыми являются процессы нефтепереработки и нефтехимии. Что внутри этой ОС? Где роль государства, которое должно сказать, можно или нельзя? Почему Южная Корея усиленно разрабатывает свою ОС на базе «Linex»? Мнений и примеров по поводу «закрытого» программного обеспечения много.

Аналогичное и, вообще трудно поддающееся контролю, «содержимое» стандартного программного обеспечения, под управлением которого работают контроллеры многочисленных иносфирм (у каждого своё). И если к этому добавить в большей части неконтролируемое специальное ПО, то возникает много вопросов, на которые ответов нет.

Пример.

Специалистами по компьютерной безопасности Ирана и Белоруссии в июне-сентябре 2010 года обнаружен «вирусный червь» Stuxnet, специализация которого - компьютерные программы управления производством фирмы Siemens крупномасштабных систем управления промышленными предприятиями - SCADA, т.е. «диспетчерское управление и сбор дан-

ных». Эти системы регулируют технологические процессы электростанций, нефте- и газопроводов, военных заводов, ЖКХ и всего такого прочего и в России.

В результате такой атаки 30 тысяч компьютеров в центральной системе иранской промышленности были парализованы. Масштабная атака Stuxnet потрясла не только Иран, где сегодня на официальном уровне заявляют о начале разработки собственной ОС взамен Windows.

Просматривается следующая последовательность действий.

Во-первых, следует ускорить разработку отечественной операционной системы, а пока ее нет официально, принять государственное решение, какую ОС применять везде или с ограничениями.

Во-вторых, определить государственную систему аттестации стандартного программного обеспечения, применяемого при управлении объектами повышенной опасности или официально сказать, что этого делать не надо.

В-третьих, отдавать предпочтение инофирмам, которые и при комплектной поставке процессов разработку специального программного обеспечения будут поручать специализированным организациям на территории России или вообще запретить ввоз такого программного обеспечения. Это позволит повысить занятость молодежи и сократить выезд талантливой молодежи и повысит безопасность эксплуатируемых объектов. Такие решения должны быть приняты только на уровне государства, т.к. не входят в компетентность отдельных компаний и ассоциаций и могут не совпадать с их интересами.

Что касается Третьего уровня управления (уровень предприятия, компании), то ситуация здесь аналогичная Второму уровню с операционной системой, специальным программным обеспечением и техническими средствами – их просто нет.

Операционная система Windows (США)

Специальное программное обеспечение

«Система управления ресурсами»

SAP R/3 (Германия, США).

Выводы

Первостепенное значение для безопасной эксплуатации объектов повышенной опасности приобретает программное обеспечение, встроенное в технические средства автоматизации (программируемые контроллеры, интеллектуальные датчики и исполнительные устройства и т.п.), поэтому нужна государственная политика (создание системы) по разработке и контролю за эксплуатацией программного обеспечения средств автоматизации и систем управления всех уровней и их производством для объектов повышенной опасности, к которым относятся процессы нефтепереработки и нефтехимии.

Отсутствует государственный орган, который являлся бы правопреемником Минприбора СССР

Позиция «молчания» государственных органов по затронутым вопросам должна быть разъяснена.

2.1. Капустин В.М. – генеральный директор ОАО «ВНИИ НП», д.т.н., профессор, зав. кафедрой технологии переработки нефти РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина «Автоматизация технологических процессов в проектах модернизации объектов нефтепереработки и нефтехимии»

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) предназначена для:

- автоматизированного контроля и управления технологическими процессами
- формирования и хранения базы учетных данных в масштабе реального времени
- обмена данными с автоматизированной системой управления верхнего уровня

нефтеперерабатывающего завода

Контролируемые параметры в АСУ ТП

- производительность;
- характеристики продукции;
- выбросы в окружающую среду;
- потребление энергии.

Структура АСУ ТП:

- распределенная система управления (PCY);
- система противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ);
- система обнаружения пожарной и газовой опасности (ПиГ);
- мониторинг состояния оборудования;
- технические средства контроля и автоматики.

Все функции АСУ ТП разделены на пять уровней:

- первый уровень – управление процессом регулирования и сбора данных;
- второй уровень – система защиты и система защиты от пожара и загазованности;
- третий уровень – усовершенствованный технологический контроль, управление по нескольким параметрам;
- четвертый уровень – оптимизация в оперативном режиме;
- пятый уровень занимает информационно-управляющая система, предоставляющая информацию об эксплуатационных характеристиках НПЗ.

Поставщиками АСУ ТП являются зарубежные компании, в т.ч.:

- Emerson
- Honeywell
- Invensys
- Modcon
- Samson
- Yokogawa

Производственные мощности в России имеются только у компании Emerson – ПП «Метран».

Остальные компании имеют в России инжиниринговые центры.

В России изготавливаются лишь отдельные компоненты АСУ ТП, прежде всего полевой КИП. Изготовленные в России приборы значительно уступают зарубежным аналогам по надежности. Стоимость российского оборудования АСУ ТП не ниже западных аналогов.

Как следствие, системы АСУ ТП компонуются главным образом из зарубежного оборудования.

Пути увеличения доли российского оборудования АСУ ТП:

- создание совместных предприятий с мировыми лидерами;
- изготовление оборудования АСУ ТП в России по зарубежным лицензиям.

Выводы

1. В настоящее время при строительстве новых и модернизации действующих нефтеперерабатывающих и нефтехимических объектов большая часть оборудования АСУ ТП поставляется из-за рубежа

2. Для повышения роли российского оборудования в проектах модернизации отрасли целесообразно:

- Создавать совместные предприятия с мировыми лидерами
- Изготовление оборудования АСУ ТП в России осуществлять по зарубежным лицензиям

Р е ш е н и е:

1. Отметить отсутствие в стране государственной политики по разработке и контролю эксплуатации программного обеспечения средств автоматизации и систем управления всех уровней, их производством для объектов повышенной опасности, к которым относятся процессы нефтепереработки и нефтехимии.

2. Поручить Рябову В.А., Капустину В.М. и Коптеву П.П. подготовить план действий по решению обозначенных проблем в области автоматизированного управления процессами нефтепереработки и нефтехимии и довести эту информацию до Минэнерго России и ГК «Ростехнологии».

3. О предложениях по совершенствованию налоговой системы в нефтепереработке Канделаки Т.Л. – генеральный директор ООО «ИнфоТЭК-Консалт», д.э.н., профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

В докладе рассмотрен сценарий «Лебедь, рак и щука», который, по мнению автора, реализуется в российской нефтепереработке. Результаты опроса автомобилистов, проведен-

ные ООО «ИнфоТЭК-Консалт», показывают, что 40% профессиональных шоферов считают основной проблемой качество топлива, в то время как для частников, основной проблемой являются высокие цены на бензин.

85-90% автомобилистов считают цены на бензин неприемлемо высокими. Результаты опроса ИнфоТЭК подтверждают результаты опроса, проведенного журналом «За рулем».

Товарами социальной значимости являются основные нефтепродукты: автомобильный бензин, дизельное топливо, авиакеросин и мазут, причем на рынках этих продуктов цены формируются в привязке к мировым ценам без учета того, где именно потребляется тот или иной нефтепродукт – на внутреннем или на мировом рынке.

При производстве автомобильного бензина на уровне 36 млн. тонн в год на экспорт поставляется не более 10% от общего объема производства, и это фактически означает, что формирование цен должно происходить под влиянием внутренних (российских) факторов - изменения динамики, структуры и средней дальности перевозок легкового автомобильного транспорта, которые, в свою очередь, зависят от уровня жизни населения. Аналогичная ситуация имеет место на рынке авиакеросина, где экспорт составляет 20% от общего объема производства.

На рынке дизельного топлива зависимость от внешнего рынка следующая - при производстве 70 млн. тонн в год экспортируется примерно 50%, а 50% потребляется на внутреннем рынке. Таким образом, цены на дизельное топливо должны в равной степени зависеть от ситуации на мировом и внутреннем рынках. А о последнем почему-то забывают, хотя в свете имеющихся программ реконструкции следовало бы стимулировать спрос на дизельное топливо на внутреннем рынке, который может быть отрегулирован более низкими пошлинами на машины с дизельными двигателями.

Рынок мазута наиболее зависим от мирового рынка, так как его экспортируется более 80%. При этом значительная часть внутреннего потребления приходится на бункеровку судов, находящихся в заграничном плавании, которую по международным методологиям расчета спроса принято прибавлять к экспорту. Таким образом, реально внутренний спрос еще ниже, так как большинство энергетиков берут мазут в основном как резервное топливо. Ситуация, кстати, может измениться с ростом цен на природный газ.

Налоговая нагрузка на нефтепродукты включает: акцизы, пошлины, транспортный налог, и, кроме того, опосредованно, через цену нефти – налоги из нефтедобычи – НДС и новый НДС. Нельзя не отметить, что рост ставок других «не нефтяных» налогов также сказывается на ценах нефтепродуктов, рост которых имеет всем известный мультипликативный эффект для экономики и уровня жизни населения. В частности, ожидается рост ставок страховых взносов в социальные фонды.

Порядок обложения акцизами нефтепродуктов определяется во второй части Налогового кодекса. По данным Федеральной налоговой службы в январе-августе 2010 года в результате реализации нефтепродуктов в РФ в бюджет поступило 112,2 млрд. рублей акцизов (+18% к аналогичному периоду прошлого года). По нашей оценке, в 2010 году от реализации основных нефтепродуктов на внутреннем рынке, нефтепереработчиками будет перечислено в бюджет 187,4 млрд. рублей.

Ставки акцизов оставались без изменения с 2005 по 2009 гг. и были проиндексированы в 2010 году. На протяжении всего периода ставки акцизов по отношению к ставкам для 80-го бензина:

- на бензины с ОЧ > 80 были на 37% выше,
- на дизельное топливо на 59% ниже,
- на масла в 2005-2009 гг. на 11% выше (начиная с 2010 года, ставки почти сравнялись),
- на прямогонный бензин в 2005-2008 гг. ставки были равны (но, начиная с 2009 года, ставка стала выше на 47%).

В ноябре 2009 г. был принят Федеральный закон, изменяющий порядок сбора акцизов. С 2011 года предусматривается дифференциация ставок акцизов на автомобильный бензин и дизельное топливо, предусматривающая их снижение по мере повышения класса топлива примерно на 10% к уровню 2010 года. Новый принцип дифференциации акцизов в за-

висимости от качества топлива нацелен на стимулирование роста глубины нефтепереработки.

Порядок обложения ставками таможенных пошлин экспортируемых светлых и темных нефтепродуктов привязан к ставке пошлины при экспорте нефти, которая, в свою очередь, привязана к мировым ценам на нефть. В настоящее время действуют следующие ставки таможенных пошлин: легкие дистилляты, средние дистилляты и газойли – 72% от ставки таможенной пошлины на нефть, топлива жидкие, масла, отработанные нефтепродукты – 39%. В среднем по всем нефтепродуктам это соответствует 54% от ставки цены на нефть.

Минэкономразвития внесло в Правительство РФ механизм расчета экспортных пошлин на нефтепродукты в 2011-2013 годы.

В 2011 г. экспортная пошлина на светлые нефтепродукты может составить 67% от экспортной пошлины на нефть, на темные - 46,7% от пошлины на нефть.

В 2012 г. - на светлые нефтепродукты пошлина составит 64% от пошлины на нефть, на темные - 52,9%.

В 2013 году произойдет выравнивание пошлин - 60% от пошлины на нефть для светлых и для темных нефтепродуктов.

Следует отметить, что в средствах массовой информации приводятся высказывания руководителей различного ранга Минфина России и Минэнерго России, которые не скоординированы между собой. В то же время следует отметить, что статс-секретарь, заместитель министра финансов РФ Сергей Шаталов сообщил журналистам, что решение о повышении экспортных пошлин на нефтепродукты может быть принято уже в декабре текущего года, и подчеркнул, что рассчитывает на повышение пошлины с 1 января 2011 г. Одновременно может быть принято решение о введении субсидий для российских нефтепереработчиков, однако механизм субсидирования пока не ясен.

Судьба **транспортного налога** не ясна. По сообщению председателя Комитета Государственной Думы по бюджету и налогам Юрия Васильева законопроект должен быть рассмотрен в первом чтении 16 ноября и окончательно принят в конце месяца, с тем, чтобы он заработал в начале следующего года. Транспортный налог сохраняется, но его базовая ставка снижается примерно в 2 раза, а регионам предоставляется право значительно опустить ставки транспортного налога. Для владельцев легковых автомобилей, у которых мощность двигателя не превышает 150 лошадиных сил ставка налога – нулевая. В этой связи отметим в порядке критики, что транспортный налог должен подразумевать не только мощность транспортного средства, но и его воздействие на дорожное покрытие и окружающую среду, и мы полагаем, что авторы очень и очень ошиблись, проигнорировав последнее обстоятельство.

Одновременно в нефтедобыче также происходит подготовка к изменению системы налогообложения, и, очевидно, с 2012 года может появиться новая модель налогообложения. Предполагается, что НДС и экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты могут быть снижены и введен новый налог на финансовый результат – НДС, но, таким образом, чтобы сохранить общую сумму налогов, которая взимается за время разработки месторождения.

В заключение следует отметить, что все обсуждаемые и принимаемые решения в части налогообложения нефтедобычи и нефтепереработки не оценивались на предмет соответствия платежеспособности спроса предприятий и населения новым, неотвратимо растущим ценам на основные нефтепродукты.

Р е ш е н и е:

1. Отметить, что существующая в стране налоговая политика не стимулирует российских инвесторов проводить эффективную инвестиционную политику, направленную на модернизационные и инновационные перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей промышленности Российской Федерации.

2. Поручить Комитету по экономическим реформам (Канделаки Т.Л.) на очередном заседании Комитета разработать план действий по выработке мер, направленных на совершенствование системы налогообложения в нефтеперерабатывающей отрасли.

Подготовленные предложения направить в Минфин России и Минэнерго России.

4. Об избрании членом Правления АНН Директора Департамента переработки ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» Суюндукова Ратмира Артуровича взамен Скоромца Анатолия Анатолиевича в связи с переходом его на другую работу.

В связи с изменением места работы члена Правления АНН Скоромца Анатолия Анатольевича генеральным директором Ассоциации Рябовым В.А. предложено ввести в состав членов Правления АНН директора Департамента переработки ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» Суюндукова Ратмира Артуровича (согласовано письмом ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» от 08.11.10 № 024-024/0109н-ТБ).

Голосовали (члены Правления и лица их замещающие)

«За» - 11

«Против» - нет

«Воздержались» - нет

Р е ш е н и е:

Ввести в состав членов Правления Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков директора Департамента переработки ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» Суюндукова Ратмира Артуровича.

Генеральный директор



В.А. Рябов

Секретарь



Ю.Н.Горячева