



МОДЕРНИЗАЦИЯ НПЗ: МЫ ЗА ЦЕНОЙ НЕ ПОСТОИМ?

Высшее руководство страны всерьез взялось за модернизацию отечественной нефтепереработки. Собственникам НПЗ жестко предписано в сжатые сроки улучшить качество выпускаемой продукции и повысить глубину переработки сырья. Кроме того, ЭС-2030 ориентирует на рост физических объемов нефтепереработки — на 15–30% в течение ближайших 20 лет.

Нефтяники поддерживают эти инициативы и готовы выполнять директивы. У них попросту нет другого выхода. Но реальный успех модернизации будет зависеть от того, насколько государство в своих требованиях будет учитывать фактор экономической эффективности и разумной достаточности начатых преобразований.

К сожалению, пока чиновники, устанавливающие правила игры, больше обеспокоены достижением формальных производственно-технологических ориентиров. В отличие от нефтяников, их мало волнует цена вопроса, окупае-

мость и целесообразность гигантских капиталовложений.

Различия в подходах власти и бизнеса к целям и задачам модернизации сегодня являются главным фактором риска для инициированных государством преобразований. Нефтяники хотят не просто создавать современные производства и выпускать качественную продукцию, они рассчитывают заработать на этом. Для них имеют большое значение рынки сбыта и оптимизация затрат. Только в этом случае начатые реформы будут успешными и приведут к реальному позитивному результату.

Комиссия СФ по естественным монополиям попыталась разобраться в ситуации. В рамках круглого стола представители отрасли высказали немало ценных наблюдений и предложений, связанных с оптимизацией совместной с государством работы по повышению эффективности функционирования нефтеперерабатывающей отрасли страны.

По отдельным позициям нефтяникам даже удалось заручиться

Технологическое перевооружение российских НПЗ началось несколько раньше, чем глава государства назвал модернизацию главным вектором социально-экономического развития страны. Преодоление десятилетиями копившейся технологической отсталости требует колоссальных капитальных затрат. Установленные правительством целевые ориентиры и сроки хорошо известны. Нефтяники бойко рапортуют о планах и свершениях. Но каковы реальные проблемы и перспективы повышения эффективности отечественной нефтепереработки? Ответы на этот вопрос попытался найти председатель Комиссии СФ ФС РФ по естественным монополиям Николай Рыжков, собравший за круглым столом представителей отрасли. Обсуждение выявило существенные различия в подходах власти и бизнеса к целям и задачам модернизации. Чиновники требуют достижения валовых показателей, а бизнес рассчитывает на маржу от технологического перевооружения. Нередко директивные указания избыточны. Отказ от бензина АИ-92 создаст крупные проблемы миллионам автомобилистов, а дорогостоящий переход к Евро-5 не окажет заметного влияния на окружающую среду. Чиновники генерируют революционные идеи, а оплачивать их фантазии приходится нефтяникам. Сегодня этот конфликт вроде бы не мешает технологическому перевооружению. Но если чиновники не спустятся с небес на землю, модернизация застрянет на полпути. Провалились же предыдущие попытки осовременить российскую переработку...

поддержкой сенаторов и Минэнерго. Но, во-первых, решения принимаются в других кабинетах, а во-вторых, не похоже, что правительство готово к диалогу об экономической эффективности частных инвестиций.

Поэтому процесс модернизации, конечно, пойдет. Но вот результат может оказаться далеким от ожидаемого. Кстати, так уже случалось в современной истории России. Первая программа обновления производственных мощностей отечественных НПЗ была выполнена на половину, вторая — на четверть...

Одышка гиганта

Являясь мировым лидером по объемам добычи нефти, Россия сильно отстает от других стран по уровню переработки сырья. Собственно, по суммарному производственному потенциалу отечественные НПЗ входят в пятерку крупнейших на планете потребителей нефти. Однако уровень переработки, ассортимент и качество продукции давно и серьезно отстают от современных требований.

«В мировом рейтинге мы на 67-м месте, — сокрушается Виктор Рябов, генеральный директор Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков России. — Все страны СНГ, где есть свои НПЗ, опережают нас по технологическому уровню переработки».

Основные производственные фонды наших заводов, построенных еще в советские годы, изношены более чем на 70%. Средний по России показатель глубины переработки — 72%, в то время как в Европе и США нормой считается уровень 85–95%. Но это средний показатель.

Из 28 крупных и средних НПЗ лишь восемь заводов имеют глубину переработки выше 80%. Это заводы ЛУКОЙЛа, «Башнефти» и Омский НПЗ «Газпром нефти». Значительное количество НПЗ обеспечивает глубину переработки 60% и ниже.

«Мы продолжаем крайне нерационально использовать нашу нефть», — признает Павел Карчевский из Департамента переработки нефти и газа Минэнерго РФ. Одной из немногих сильных

сторон российских НПЗ остается высокий потенциал первичной переработки нефти, заложенный в далеком прошлом. Именно он позволяет обеспечивать потребности внутреннего рынка в основных нефтепродуктах, выдавая попутно колоссальное количество мазута.

Минэнерго называет три основные проблемы отечественной нефтепереработки. Во-первых, слабый уровень технической оснащенности и, как следствие, низкая эффективность переработки сырья. Во-вторых, низкие потребительские свойства выпускаемой продукции, которая зачастую не соответствует основным экологическим требованиям, принятым в странах с развитой экономикой. И в-третьих, несоответствие уровня выпускаемой продукции спросу, вынужденный экспорт значительных объемов нефтепродуктов по нерациональным логистическим схемам.

Решить все проблемы одним махом не получится: программа преобразований колоссальна. Нужно определять приоритеты и продвигаться к поставленной цели поэтапно.

Правительство решило, что важнее всего перейти на евростандарты, а потом уже заниматься оптимизацией использования сырья. Решение не бесспорное: отечественный автопарк вполне адаптирован к нынешнему качеству топлива, да и мировой кризис резко ухудшил перспективы обновления транспортных средств.

Более актуальной представляется задача кардинального сокращения вынужденного выпуска значительных объемов нефтепродуктов низких ценовых категорий, таких как мазут и вакуумный газойль. Но, с другой стороны, наш мазут охотно покупают за рубежом для последующей переработки в светлые нефтепродукты, а улучшение экологической среды — дело благородное.

Собственно, рассуждать о приоритетах уже нет никакого смысла. Правительство все решило. Согласно техрегламенту на нефтепродукты, с 2011 года вводится запрет на производство топлива класса Евро-2, с 2012-го — на Евро-3, с 2015-го — на Евро-4.

Это очень жесткое требование, если иметь в виду, что в 2009 году на долю продукции по стандарту Евро-2 приходилось около половины объема моторных топлив, выпускаемых отечественными заводами.

Успех модернизации будет зависеть от того, насколько в своих требованиях государство будет учитывать фактор экономической эффективности и разумной достаточности начатых преобразований

По оценкам Минэнерго, переход на евростандарты обойдется собственникам заводов в 1 трлн рублей. То есть более чем в \$30 млрд капиталовложений, которые должны быть освоены в течение ближайших пяти лет. Эта сумма чуть ли не на порядок превышает объем инвестиций в переработку за предыдущее пятилетие.

Различия в подходах власти и бизнеса к целям и задачам модернизации сегодня являются главным фактором риска для инициированных государством преобразований

Правда, в период с 2012 по 2015 годы будут введены и новые мощности конверсионных процессов, что, как ожидается, повысит к концу периода среднюю по стране глубину переработки до

Являясь мировым лидером по объемам добычи нефти, Россия сильно отстает от других стран по уровню переработки сырья. Ассортимент и качество продукции давно и серьезно отстают от современных требований

80%. Триллион рублей инвестиций в НПЗ включает и расходы на эти новостройки.

Качество ради качества?

Ведущие нефтяные компании России довольно успешно реализуют корпоративные программы, направленные на поэтапный пе-

реход к выпуску моторных топлив, соответствующих евростандартам. П.Карчевский из Минэнерго уверен, что по дизельному топливу отклонений от графика, определенного техрегламентом, не будет. По бензинам прогноз тоже достаточно оптимистичен.

Из 28 крупных и средних НПЗ лишь восемь заводов имеют глубину переработки выше 80%. Многие заводы обеспечивают глубину переработки 60% и ниже

Российские заводы ЛУКОЙЛа уже не выпускают продукции уровнем ниже Евро-3 и готовы производить до 75% дизтоплива в соответствии с Евро-5. В ноябре 2010 года будет введен в строй комплекс каталитического крекинга в Нижнем Новгороде — самый крупный пусковой объект нефтепереработки в истории современной России. А в будущем году на «Норси» и «Пермьнефторгсинтезе» начнется выпуск автомобильных бензинов по Евро-4.

Правительство решило, что важнее всего перейти на евростандарты, а потом уже заниматься оптимизацией использования сырья. Решение не беспорное, но окончательное

Для того чтобы вывести продукцию своих НПЗ на нормы, установленные техрегламентом, «Роснефть» создает производственные мощности гидроочистки производительностью 23,4 млн тонн в год.

В соответствии с программой реконструкции Московского НПЗ, переход на выпуск моторных топлив, соответствующих Евро-4, обойдется предприятию в 40 млрд рублей, повышение качества продукции до стандарта Евро-5 потребует еще 11 млрд рублей капитальных затрат.

Рязанский завод ТНК-ВР уже сейчас, с опережением графика на два года, готов выпускать моторные топлива по стандарту Евро-4. С 2008 года предприятие производит 40% дизтоплива, соответствующего Евро-5.

Вынужденно приняв техрегламент как неукоснительное руководство к действию, специалисты отрасли не скрывают недовольства качеством подготовки самого документа. В ряде случаев он оторван от реалий, избыточен и чрезмерно жесток.

Большие сомнения вызывает необходимость форсированного перехода на Евро-5. Европейский опыт показал, что переход с четвертого на пятый класс заметно улучшает экологическую обстановку не принес. Переход к Евро-3 обеспечил снижение выбросов серы на 85%. Экологическая эффективность дальнейших шагов резко снижается.

«Если принять за единицу расходы на переход на Евро-3, то следующий этап обошелся еще в 70% этой суммы, а выход на Евро-5 стоит столько же, сколько первый шаг», — подсчитал Константин Рудняк, замдиректора департамента развития нефтепереработки «Роснефти».

Немаловажно и то, что на большей части территории России концентрация населения (а соответственно, и автотранспорта) в разы меньше европейской. Так, в Нидерландах на 1 км² приходится 399 жителей, в Бельгии — 340, а у нас даже в центральном регионе плотность населения чуть выше 60 человек на 1 км².

Соответственно, если даже в Европе переход на Евро-5 не дал ощутимого экологического эффекта, то для нас это вообще пустая трата денег. «Сами европейцы говорят, что они с Евро-5 перемудрили, — уверяет председатель Союза нефтегазопромышленников РФ Геннадий Шмаль. — Зачем нам Евро-5 в ямальской тундре или на острове Белом? Как минимум, техрегламент должен иметь региональную составляющую».

«Я предлагаю еще раз посмотреть внимательно на то, что происходит в Европе, и разумно применять регламент так, чтобы это было эффективно. Нам необходимо реальное улучшение экологической обстановки при минимуме затрат на это улучшение. Регламент должен точно соответствовать решаемому вопросу в сфере нефтепереработки», — заключает К.Рудняк.

И совсем уж странно выглядит директива, предписывающая запрет на выпуск бензинов октановым числом ниже 95. В этом создатели техрегламента обогнали и Европу, и Америку. Нормативная база ЕС разрешает странам-членам Союза самостоятельно решать вопрос о возможности оборота на национальных топливных рынках 91-го бензина. В Великобритании его нет, а в Германии — есть. Наверное, ФРГ не менее развитая страна, чем Россия.

Топливный рынок должен отражать реальный спрос. В условиях нашей страны отказ от 80-го и 92-го бензинов чреват самыми негативными последствиями. Этим топливом запрашивают не только многочисленные советские «легковушки». Нужно учитывать потребности армии и сельского хозяйства. Необходимо учитывать реалии.

«Как сочетаются октановое число и экологическая составляющая? Я понимаю, приемистость двигателя. Но по московским пробкам можно на 66-м ездить, и никуда не опоздаешь», — удивляется чудачествам авторов техрегламента Г.Шмаль.

Есть надежда, что приговор АИ-92 все же будет отменен. «Отечественный автопарк не готов к исполнению техрегламента по автобензинам в части октанового числа. Жесткий запрет на оборот бензинов ниже 95-го приведет к ускоренному выходу из строя огромного количества автомобилей, что чревато социальным взрывом», — предупреждает П.Карчевский. Он сообщил, что Минэнерго рассматривает вопрос об исключении из техрегламента требований по октановому числу.

Еще одна регламентная норма, вызывающая негодование нефтяников, требует полного отсутствия в мазуте сероводорода. Попытка выполнить эту директиву потребует строительства новых установок, применения присадок. Это приведет к значительному удорожанию мазута. И это притом, что основные объемы мазута идут за рубеж, где нет таких жестких норм.

Очевидно, причиной появления столь революционной нормы в российском техрегламенте ста-

ло то, что когда мазут перегружается в порту и нагревается для снижения вязкости, из него выделяется сероводород. С этой проблемой ТНК-ВР столкнулась раньше других ВИНК — когда в 2006 году начала его перевалку через порты Эстонии. Жители припортовых кварталов были крайне недовольны специфическими запахами. Компании пришлось решать эту проблему, что, действительно, обошлось не дешево.

Но одно дело решать проблему применительно к конкретным обстоятельствам, другое — распространять драконовские правила на весь выпускаемый мазут. Естественно, техрегламент должен ограничивать содержание в нефтепродукте сероводорода. Но требования должны быть разумными.

«Что значит «отсутствие»? Нет в технике, современной науке такого понятия. Это, извините, идиотизм. В мизерных концентрациях можно при желании обнаружить любое вещество, — негодует К.Рудняк. — Как минимум, должен быть указан метод измерения или норма, разъясняющая, что понимается под «отсутствием». Иначе всегда будет повод придираться».

У специалистов-практиков немало и других претензий к техрегламенту. «Когда документ вышел, мы немедленно его рассмотрели и направили в Минэнерго обстоятельный пакет замечаний. К сожалению, из всего комплекса наших предложений было принято только одно — перенести срок ввода регламента», — вспоминает Г.Шмаль.

«Остается одно: объединять усилия нефтяных компаний, для того чтобы исправить ошибки, заложенные в действующем регламенте», — заключает Николай Ющенко, начальник управления департамента нефтепереработки «Газпром нефти».

Недосягаемая глубина

Основная работа по увеличению глубины переработки нефти на российских НПЗ начнется, как ожидается, после 2012 года. От-

дельные компании отодвинули старт на 2014 год. Начать раньше не позволяют жесткие требования техрегламента к качеству моторных топлив: они оттягивают на себя практически все инвестиционные ресурсы, доступные НПЗ.

Повышение глубины переработки также требует значительных капитальных затрат. Надо внедрять такие сложные процессы, как каталитический крекинг и гидрокрекинг, развивать коксовое производство, которое в стране практически отсутствует.

По оценке В.Рябова, строительство одного комплекса каталитического крекинга обойдется инвесторам в \$300–400 млн, а гидрокрекинг стоит вдвое дороже — \$700–800 млн. Дешевле всего создавать коксовое производство, но это не продукт первой необходимости.

Все три завода «Башнефти» входят в первую пятерку по уровню технической оснащенности НПЗ России. Летом прошлого года на «Уфанефтехиме» была введена установка замедленного коксования производительностью 1,2 млн тонн в год. Это позволило предприятию выйти на уровень глубины переработки, превышающий 90%.

В среднем по «Башнефти» глубина переработки составляет 85%. К 2015 году планируется улучшить это показатель до 91%. «Эти 6% обойдутся нам в 50 млрд рублей капитальных вложений», — сообщил Владимир Кастерин, вице-президент «Башнефти».

Понятно, что для менее развитых сейчас в технологическом отношении заводов (а их большинство) цена вопроса будет много выше. При всей амбициозности планов, начертанных ЭС-2030, пока можно говорить лишь о достижимости реального прогресса на наиболее крупных заводах. Для предприятий, рассчитанных на средние объемы переработки, массовое внедрение дорогостоящих вторичных процессов — неподъемная ноша. Даже если они входят в состав наиболее мощных ВИНК.

Например, ЛУКОЙЛ, который реализует масштабную программу создания современных про-

цессов вторичной переработки на крупных заводах в Нижнем Новгороде, Волгограде и Перми, в отношении «Ухтанефтепереработки» придерживается довольно

По оценкам Минэнерго, переход на евростандарты обойдется собственникам заводов в 1 трлн рублей. То есть более чем в \$30 млрд капиталовложений, которые должны быть освоены в течение ближайших пяти лет

консервативной политики. «Поскольку мощность завода невелика, строить комплекс глубокой переработки здесь экономически нецелесообразно», — отмечает С.Зуев, заместитель начальника Главного управления нефтепереработки и нефтехимии ЛУКОЙЛа.

Вынужденно приняв техрегламент как руководство к действию, специалисты не скрывают недовольства качеством подготовки самого документа. В ряде случаев он оторван от реалий, избыточен и чрезмерно жесток

Есть и другая причина, которая дает повод скептически оценивать перспективу выхода на европейский уровень глубины переработки совокупности российских НПЗ. Когда строительство производственных мощностей первичной переработки развивается опережающими темпами, это неизбежно ухудшает общепро-

Странно выглядит директива, предписывающая запрет на выпуск бензинов октановым числом ниже 95. В этом создатели техрегламента обогнали и Европу и Америку

вой показатель уровня полезного использования сырья.

«Не будет в среднесрочной перспективе 85%. Запускается семимиллионник в Нижнекамске — пока преимущественно первичка. 12 млн в Туапсе — тоже первичка. Новошахтинский НПЗ — еще 2,5 млн первичных мощностей. На очереди — Антипинский НПЗ. А

каталитический крекинг запускается только в Кстово. В отсутствие комплексного подхода все идет враскоряку», — сокрушается Владимир Капустин, директор ВНИПИнефть.

Строительство одного комплекса каталитического крекинга обойдется инвесторам в \$300–400 млн, а гидрокрекинг стоит вдвое дороже — \$700–800 млн

Более того, заформализованное требование увеличивать глубину переработки не является самодостаточным условием техноло-

гического прогресса, улучшения эффективности работы. Об этом можно судить на примере Омского НПЗ — одного из самых передовых предприятий отрасли по технологической оснащенности.

«Высокая глубина переработки стала для омского завода колоссальной проблемой. Наличие двух крекингов и возможность производства большого количества автомобильных бензинов в отсутствие спроса на них в Западной Сибири приводит к тому, что наши производственные программы формируются под реальный спрос с учетом транспортных тарифов. Производственный потенциал раскрывается не полностью,

избыточные основные фонды снижают рентабельность», — делится печальным опытом Н.Ющенко из «Газпром нефти».

Для специалистов очевидно, что государство должно не только устанавливать ориентиры развития, но и задумываться о последствиях. «Мы должны говорить об эффективности НПЗ с учетом логистики и потребностей рынков. В противном случае даже простой, как амeba, Краснодарский НПЗ может иметь эффективность выше, нежели суперсовременный завод. Нужна абсолютно взвешенная политика государства в области тарифов, налогов, экологических требований, технической программы, топливного рынка. Только в этом случае будут строительство и инвестиции», — перечит В.Кастерин топливному путингу.

Одним из стимулов развивать мощности вторичной переработки может стать выравнивание экспортных пошлин на темные и светлые нефтепродукты. В 2005 году правительство приняло решение снизить таможенные пошлины на вывоз из РФ нефтепродуктов, и это дало серьезный импульс росту объемов переработки. Однако стало чрезвычайно выгодно экспортировать мазут, компании утратили интерес к дорогостоящим вложениям в развитие вторичных процессов переработки. Как отмечает П.Карчевский, по сравнению с 2003–2004 годами глубина переработки на наших НПЗ практически не изменилась.

Нефтяники считают, что выравнивание экспортных пошлин на светлые и темные нефтепродукты на уровне 55% от экспортной пошлины на нефть будет стимулировать увеличение инвестиций в конверсионные процессы. Однако правительство не торопится пойти на этот шаг. Более выгодные условия экспорта формируют предпосылки для значительного роста цен на моторные топлива в России, а в условиях кризиса такой поворот событий особенно нежелателен.

И, конечно, экспортная ориентация продукции НПЗ, находящихся за тысячи километров от границы, идея не самая привлекательная в коммерческом отно-

ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ
интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года

НЕФТЕ ГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ
15.10.11

www.ngv.ru

шении. При такой логистике, по оценке В.Рябова, транспортные расходы могут увеличивать себестоимость тонны продукции чуть ли не на \$80. Это снижает конкурентоспособность наших нефтепродуктов на внешних рынках, да и удорожает топливо для российских потребителей.

Ориентированные на экспорт мощности переработки должны формироваться неподалеку от границы. Примеры такого подхода единичны — Кириши и Туапсе.

Оптимизировать модернизацию отрасли позволяет генеральная схема развития нефтепереработки. Нефтяники проявляют интерес к такому подходу: перспектива станет более прозрачной. Но правительство заметного энтузиазма не этот счет не проявляет. Впрочем, может, оно и к лучшему: трудно вспомнить хоть один пример, когда правительство принимало действительно хорошо продуманный документ такого рода, да потом еще и руководство валосло им в своей работе.

Эффективность — не главное?

В отличие от правительственных чиновников, озабоченных главным образом валовыми показателями, представители отрасли больше думают об экономической эффективности преобразований. «Просто сложить миллиарды и получить триллион — это просто. А вот сделать так, чтобы не триллион был, а 500 млрд рублей инвестиций — это требует значительных усилий и централизованного мониторинга», — оценивает ситуацию В.Капустин.

В целом по стране такая работа не проводится. Но каждая компания организует собственные изыскания с целью снижения затрат и повышения экономической эффективности производства. Отправной точкой для такого анализа являются исследования компании Solomon, в том числе обзор 2008 года, посвященный состоянию десяти российских НПЗ.

Одной из болевых точек наших НПЗ является энергоэффективность. Исторически сложившаяся структура отечественных производственных комплексов пред-

полагает значительные объемы внутривозводских прокачек. Низок КПД печей, не уделяется должного внимания внедрению энергоэффективных технологий. «Учитывая, что энергетика — это 30–40% в структуре затрат НПЗ, внимание к этому сегменту способно дать серьезный экономический эффект», — считает Н.Ющенко.

Еще одним коренным отличием российских НПЗ от зарубежных он называет то, что в структуре западных производств практически всегда есть собственные генерирующие мощности. У нас это большая редкость. В то же время свое энергоснабжение позволяет решить две задачи: сдерживать рост тарифов на электроэнергию и эффективно использовать остаточные продукты гидрокрекинга.

По мнению С.Зуева, в том, что наши НПЗ отстают от западных в части металлоемкости, потребления топлива, пара, электроэнергии, во многом виноваты устаревшие нормативы, которые государство давно не пересматривает: «Если зарубежные НПЗ формируются, образно говоря, вокруг одной дымовой трубы, то по нашим нормам проектирования расстояния между производствами могут достигать 1,5 км и более. Соответственно, мы проигрываем конкурентам уже на стадии проектирования, и не сможем догнать, если устанавливаемые правительством нормативы не будут кардинально пересмотрены».

Слабым звеном масштабной модернизации остается стадия проектных работ. «У нас каждый завод сам является заказчиком проектной документации. У руля становятся люди, которые сами никогда ничего не модернизировали, ничего не строили, с опозданием начинают вникать в суть дела. Начинают строить, потом понимают, что не то... На Западе хорошо развит институт инженеринговых компаний, которые знают, как проектировать, какие технологии есть в мире, как выбрать оборудование, запустить производство. У нас такой профессиональный комплексный подход отсутствует. В результате стоимость строительства превышает оптимальный уровень в 1,5 раза, а то и больше», — продолжает критиковать В.Капустин.

К сожалению, все эти проблемы приходится обсуждать вдогонку набирающему скорость локомотиву модернизации. Правительство торопит нефтяников, те

Выравнивание пошлин на светлые и темные нефтепродукты будет стимулировать увеличение инвестиций в конверсионные процессы. Однако правительство не торопится пойти на этот шаг

демонстрируют готовность выполнять директивы. Недоработки в нормативной базе обходятся бизнесу в огромные суммы нерациональных капложений.

Наши НПЗ отстают от западных в части металлоемкости, потребления топлива, пара, электроэнергии.

Во многом виноваты устаревшие нормативы, которые государство давно не пересматривает

Но так не может продолжаться до бесконечности. Когда пустые траты достигнут критического предела, стройки остановятся. Так случилось уже не раз. Строительство некоторых крупных объектов переработки продолжается уже полтора десятка лет.

К сожалению, проблемы приходится обсуждать вдогонку набирающему скорость локомотиву модернизации. Недоработки в нормативной базе обходятся бизнесу в огромные суммы нерациональных капложений

«Сейчас никто не задается вопросом, как окупятся вложенные средства и смогут ли вообще нефтяные компании при существующем уровне затрат на производство окупить инвестиции. Но для нас эта тема очень актуальна», — взывает к справедливости Н.Ющенко...

Н.Рыжков его услышал точно, но что с того? Тут не только одного политического старожилу мало, тут всему корпусу законодателей не совладать... 