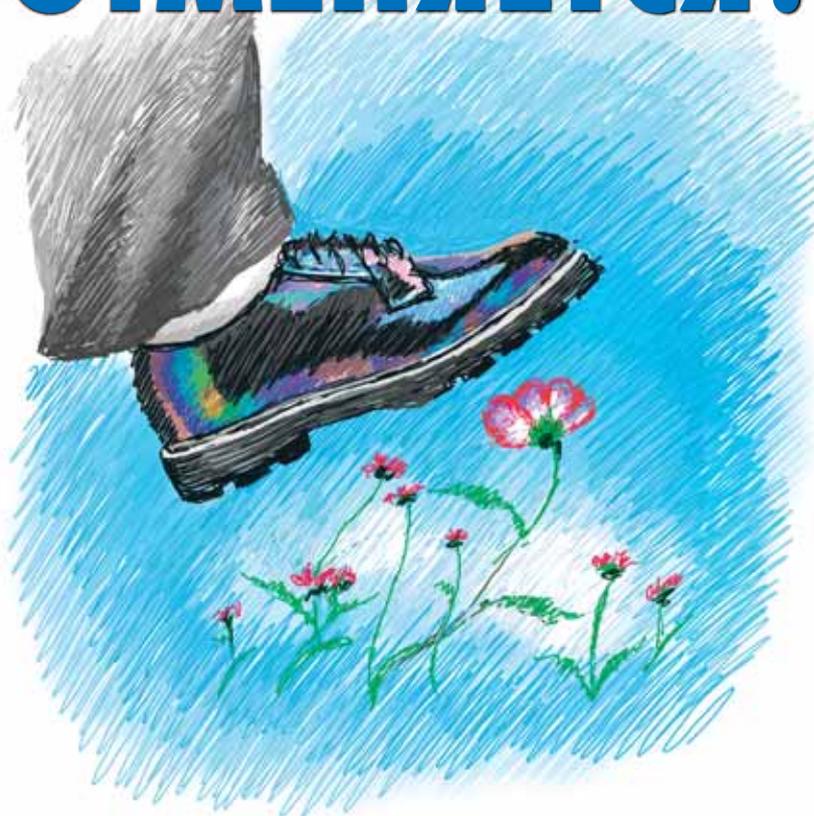


РЕНЕССАНС В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ ОТМЕНЯЕТСЯ?



ВЛАДИМИР КАПУСТИН
Генеральный директор ОАО «ВНИПИнефть»

Российская нефтеперерабатывающая отрасль завершает год с букетом застарелых болезней. Низкая глубина переработки сырья, небольшой выход светлых нефтепродуктов и индекс Нельсона, отставание возможностей отрасли от требований технического регламента.

Эти проблемы долгое время оставались вне поля зрения руководства страны. Отрасль обеспечивала внутренний рынок достаточными объемами моторных топлив по приемлемым ценам и генерировала прибыль для нефтяных компаний. Большого от нефтепереработки и не требовали. Но в 2011 году топливные кризисы стали следовать друг за другом. Системное решение вроде бы найдено, и руководство страны твердо намерено добиться реализации заявленных планов в области нефтепереработки. Только количество заказов у проектировщиков, производителей оборудования и строительных подрядчиков не растет, а, наоборот, сокращается. Проекты, которые раньше реализовывались без задержек, начинают буксовать.

Виной всему очередная отсрочка топливного техрегламента и налоговая система «60-66-90». Первая мера позволяет насыщать российский рынок топливами при минимуме вложений в нефтепереработку. Вторая существенно повысила эффективность экспорта сырой нефти. Оба фактора делают и без того рискованную (по мнению нефтяных компаний) модернизацию НПЗ еще менее привлекательной. Произносятся фразу «инвестиционный бум в нефтепереработке», в уме по-прежнему держим Ближний Восток, Китай и Индию.

Правительство предпринимает серьезные меры, чтобы насытить нефтепродуктами российский рынок. На бензины установлена заградительная экспортная пошлина. В результате топливо выгоднее поставлять на внутренний рынок, а не экспортировать. Сейчас формируется резерв зимнего дизельного топлива, и можно надеяться, что события прошлой зимы не повторятся. Очередная отсрочка ужесточения экологических требований к нефтепродуктам позволяет нефтяным компаниям производить дополнительные объемы топлив для внутреннего рынка.

Соглашения о модернизации

Но главное — правительство стало гораздо серьезнее относиться к проблемам нефтеперерабатывающей отрасли. Модернизация НПЗ теперь будет стимулироваться при помощи системных мер, и это должно дать лучшие результаты по сравнению с предыдущими инициативами и ранее действовавшими программами.

В июле на совещании в Киришах В.Путин потребовал, чтобы нефтяные компании представили «конкретные программы реконструкции и развития НПЗ». Затем все крупные нефтяные компании заключили с ФАС, Ростехнадзором и Росстандартом соглашения о стабилизации ситуации на рынке нефтепродуктов.

Принципиально новые проекты в сфере нефтепереработки не были заявлены. В четырехсторонние соглашения попали ранее сформированные планы нефтяных компаний по модернизации НПЗ. Все те же проекты, в частности, содержатся в Генеральной схеме развития нефтяной отрасли до 2020 года.

ВНИПИнефть выступила с рекомендациями для нефтяных компаний по достижению 85%-ной глубины переработки нефти к 2020 году. Но предлагать новые проекты для реализации до 2015 года мы не могли, так как все упирается в недостаток времени. В российских реалиях четырех лет недостаточно для принятия инвестиционного решения и ввода в

ХВАТИТ ЛИ ВРЕМЕНИ?

Ограниченность временных ресурсов является вторым серьезным риском для программы модернизации НПЗ. Среди сотни заявленных проектов по многим еще не принято окончательное инвестиционное решение. Компании анонсировали объекты, прописали их в четырехсторонних соглашениях, но еще не выделили средства и не приступили к реализации проектов.

Сделать предстоит многое: выбрать технологию, выполнить базовое и детальное проектирование, заказать оборудование, изготовить его и доставить на площадку, смонтировать оборудование и, наконец, ввести объект в эксплуатацию. Если не выделить финансирование и не начать реализовывать проекты прямо сейчас, то на ввод всех запланированных к 2015 году установок не хватит оставшихся четырех лет.

Отраслевые эксперты часто высказывают опасения относительно физических возможностей инжиниринговых компаний, проектировщиков, производителей оборудования и строительных подрядчиков исполнить заказы до 2015 года.

Пожалуй, основным риском являются не возможности смежных отраслей, а своевременное принятие инвестиционных решений и выделение финансирования в достаточном объеме. Если намерения компаний модернизировать нефтепереработку будут подкреплены своевременным финансированием, все остальное перейдет в разряд деталей.

эксплуатацию крупной технологической установки.

Таким образом, инвестпрограмма до 2015 года, закрепленная в четырехсторонних соглашениях, представляет собой ранее сформированные планы нефтяных компаний.

Пожалуй, основное отличие в том, что модернизация НПЗ, увеличение глубины переработки нефти и повышение качества нефтепродуктов теперь стали обязательными для исполнения. Нарушение обязательств, взятых на себя нефтяными компаниями, будет караться «изъятием прибыли», о чем на совещании в Киришах прямо предупредил премьер-министр.

«Светлое» будущее

Уже к 2015 году облик российской нефтеперерабатывающей отрасли изменится. Объем первичной переработки нефти должен увеличиться до 255 млн тонн. Глубина переработки ожидается на уровне 80,2% — это на 9,1% выше по сравнению с 2010 годом.

Объем производства автомобильного бензина в 2015 году должен составить 44 млн тонн, авиакеросина — 14 млн тонн и дизельного топлива — 85 млн тонн (см. «Производство моторных топлив в России»). Достижение этих показателей требует ин-

вестиций в объеме 569 млрд рублей до 2015 года. Такую цифру на киришском совещании озвучил С.Шматко.

Отраслевые ориентиры на 2020 год выглядят еще более амбициозными. Так, глубина переработки нефти в целом по отрасли должна составить 85%, производство автобензина — 52 млн тонн, авиакеросина — 16 млн тонн и дизельного топлива — 98 млн тонн.

Успешная реализация инвестпрограммы позволит полностью обеспечить российский рынок высококачественными моторными топливами. В 2015 году спрос на автобензин в России ожидается на уровне 37 млн тонн, а в 2020 году — 41 млн тонн. Получается, российский рынок автомобильного бензина — сейчас один из самых проблемных — должен стать профицитным.

Программа '2020 стоит совсем других денег. Так, ЛУКОЙЛ в ближайшие десять лет планирует вложить в развитие нефтепереработки \$20 млрд. К 2021 году компания намерена увеличить производство автомобильного бензина почти в два раза — с 5 до 9,5 млн тонн. Производство темных нефтепродуктов к 2021 году должно сократиться с 17 до 5 млн тонн.

«Газпром нефть» намерена до 2018 года инвестировать в модер-

низацию НПЗ \$11,2 млрд. К 2020 году объем производства светлых нефтепродуктов на всех НПЗ компании превысит 29 млн тонн. Глубина переработки должна вырасти до 90–95%, а выход светлых нефтепродуктов — до 77%.

Глубина переработки нефти в 2015 году составит 80,2%, в 2020-м — 85%

«Роснефть» не озвучивала объем требуемых инвестиций, при этом ее инвестпрограмма может оказаться самой дорогой в отрасли. Компания запланировала строительство восьми комплексов глубокой переработки нефти, не говоря о еще большем количестве установок по повышению качества нефтепродуктов.

В результате модернизации НПЗ производство моторных топлив значительно превысит их потребление

Общий объем инвестиций, необходимых до 2020 года, близок к \$50 млрд. Так, до 2020 года должно быть построено девять установок по первичной переработке сырья, 62 установки по повышению качества производимых нефтепродуктов и примерно два десятка комплексов глубокой переработке нефти (см. «Ввод в эксплуатацию мощностей...» и «Проекты строительства комплексов глубокой переработки нефти»).

Риск недофинансирования

Обе цифры — объем инвестиций и количество установок — в какой-то степени фантастические для российской нефтепереработки. Раньше отрасль не видела таких денег, да и почти сотня технологических установок не вводилась за девятилетний срок.

До 2015 года в нефтепереработку будет вложено около 570 млрд рублей, а общая цена инвестпрограммы до 2020 года близка к \$50 млрд

Применительно к нефтяной отрасли \$50 млрд инвестиций за де-

Производство моторных топлив в России



вать лет выглядят вполне реалистично. Нефтяные компании вкладывают в поддержание и наращивание добычи большие деньги. Проблема в том, что обычно примерно 70% средств направляется в upstream, а на downstream, к которому относятся нефтепереработка и сбыт, остается менее 30% этого пирога.

Программа модернизации НПЗ исполнима, если она будет финансироваться своевременно в полном объеме

С точки зрения финансирования инвестпрограммы '2015 и '2016–2020 исполнимы, если изменится отношение нефтяных компаний к нефтепереработке. Если же модернизация НПЗ по-прежнему будет финансироваться по остаточному принципу, то серьезных задержек ввода мощностей избежать не удастся.

Главной «заслугой» налоговой системы «60-66-90» стал рост эффективности экспорта сырой нефти

Примечателен и тот факт, что программа '2015 значительно дешевле по сравнению с программой '2016–2020. В первый этап

Ввод в эксплуатацию мощностей по первичной переработке сырья и повышению качества нефтепродуктов до 2020 г.

Процесс	Суммарная мощность, млн т/год	Количество установок
Первичная переработка нефти	51	9
Изомеризация	7,3	14
Алкилирование	1,5	9
Риформинг	6,8	9
Гидроочистка	50,4	30

Источник: ВНИПИнефть

попали преимущественно мало-затратные проекты, направленные на повышение качества производимых нефтепродуктов. Строительство большинства комплексов глубокой переработки нефти, каждый из которых стоит свыше \$1 млрд, отнесено на 2016–2020 годы.

Расставив таким образом приоритеты, нефтяные компании стремятся успеть за спросом на качественные нефтепродукты со стороны внутреннего рынка. При этом производители намерены на первых порах избежать крупных вложений, которые в их понимании являются рискованными.

Такая последовательность в реализации программы модернизации НПЗ свидетельствует, что нефтяные компании по-прежнему осторожно подходят к крупным инвестициям в downstream. Чем проект дешевле, тем при прочих равных выше шансы на его реализацию.

Стимул — есть или нет?

Серьезный риск для программы модернизации российской нефтепереработки представляет недостаток стимулов. Четырехсторонние соглашения, предполагающие штрафные санкции, в определенной степени являются стимулом для реализации проектов. Чего не скажешь о новой налоговой системе «60-66-90» и очередной отсрочке ужесточения экологических требований к нефтепродуктам.

Правительство постаралось совместить в системе «60-66-90» меры по поддержке инвестиций в добычу и переработку. Но по факту главной заслугой этой налоговой системы стал рост эффективности экспорта сырой нефти.

Добыча и экспорт сырья — это быстрые деньги, означающие улучшение финансовых показателей нефтяных компаний здесь и сейчас. Глубокая переработка нефти подразумевает многомиллиардные инвестиции, длительные сроки строительства объектов и риски их некупаемости. Куда в таких условиях в первую очередь будут направлены средства? С точки зрения бизнеса они должны идти в добычу — таковы новые правила игры.

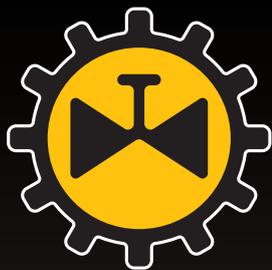
Тот же самый эффект дает отсрочка ужесточения экологических требований к бензину и дизельному топливу. Правительство сильно облегчило техрегламент для производителей, убрав октановое число из перечня требований к автобензину. Революции в нефтепереработке отменяются, дальше можно двигаться более дешевым эволюционным путем.

Налоговая система «60-66-90» и отсрочка техрегламента оказались сильнее четырехсторонних соглашений. Инжиниринговые компании, проектные институты, производители оборудования и подрядчики сталкиваются с уменьшением числа заказов, а также с пробуксовками по целому ряду проектов в нефтепереработке, которые раньше шли гладко. И ничем иным, кроме как системой «60-66-90» и поправками к регламенту, это невозможно объяснить. Вот еще одно свидетельство сохранения статуса нефтепереработки как падчерицы добычи.

Отсрочка техрегламента — уже вторая за его историю — создала опасный прецедент. Модернизация НПЗ впредь будет осуществляться компаниями с мыслью «пролоббировали послабления два раза, пролоббировать сложно достичь намеченных целей. С таким же успехом можно лоббировать корректировку четырехсторонних соглашений и смягчение санкций за их нарушение.

Требуются надзиратели

В рамках четырехсторонних соглашений компании обязались к 2015 году модернизировать



БАЗ
БЛАГОВЕЩЕНСКИЙ
АРМАТУРНЫЙ ЗАВОД



**Уважаемый Вагит Юсуфович!
Уважаемые коллеги!**

*ОАО «Благовещенский арматурный завод» от всей души
поздравляет коллектив ОАО «Лукойл» с 20-ти летием!*

*Мы высоко ценим сотрудничество наших компаний и стремимся к его
дальнейшему развитию, считая ОАО «Лукойл» надежным партнером.
В этот знаменательный день искренне желаем Вашей компании успешной
реализации новых смелых проектов и дальнейшего процветания, а каждому
сотруднику доброго здоровья, душевной радости, профессиональных
достижений, настойчивости и побед в решении поставленных задач!*

С наилучшими пожеланиями,
Генеральный директор
ОАО «Благовещенский арматурный завод»

Олег Фаридович Зарипов



ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

НПЗ для перехода на производство качественных нефтепродуктов и с 2015 года обеспечить достаточное производство мотор-

Налоговая система «60-66-90» и отсрочка техрегламента оказались сильнее четырехсторонних соглашений: модернизация НПЗ начинает буксовать

ных топлив и их предложение на внутреннем рынке. Один из пунктов соглашений предусматривает продажу нефтяными компаниями на внутреннем рынке 20%

Проекты в области нефтепереработки будут реализованы, если правительство сможет контролировать выполнение промежуточных этапов модернизации НПЗ

добываемой нефти в виде светлых нефтепродуктов с 2015 года.

В такой трактовке предъявить претензии за нарушение четырехсторонних соглашений можно будет только в 2015 году, когда компании не введут в эксплуатацию но-

вые мощности и не смогут исполнить требование по объему продаж качественных нефтепродуктов на российском рынке. Но антимонопольные штрафы постфактум, какими бы значительными они ни оказались, не смогут сгладить последствия дефицита нефтепродуктов.

Констатации существующих проблем в нефтеперерабатывающей отрасли и установления ориентиров на 2015 год не достаточно для успешного выполнения поставленных задач. Необходимо уже сейчас контролировать ход модернизации НПЗ, а не откладывать проверки на середину 2014 года.

6 октября премьер-министр подписал распоряжение об утверждении системы мер по осуществлению мониторинга процесса модернизации НПЗ. В ноябре текущего года Ростехнадзор, Минэнерго, Росстандарт, ФАС и Минрегион должны представить проект постановления правительства, содержащий порядок этого мониторинга.

В декабре должна появиться специальная система автомати-

зированного сбора, обработки и анализа информации о ходе модернизации НПЗ. Тогда же должна быть готова единая база данных НПЗ с перечнем подлежащего замене оборудования, а также предполагаемыми и достигнутыми в результате модернизации показателями.

Ориентировочно с 2012 года Ростехнадзор, Минэнерго, Минрегион и Росстандарт начнут контролировать выполнение этапов и сроков модернизации НПЗ, а также достижение технико-экономических показателей, предусмотренных программами их модернизации.

Пока ничего этого нет, а существует лишь распоряжение по разработке мер, позволяющих контролировать ход модернизации НПЗ. Если правительству удастся наладить контроль над выполнением всех этапов модернизации НПЗ, то программы '2015 и '2020 будут реализованы. Иначе, как это ни печально, не остается шансов на ввод установок в требуемые сроки. 

Проекты строительства комплексов глубокой переработки нефти

Компания	НПЗ	Процесс	Мощность, млн т/год
Роснефть	Сызранский НПЗ	Каталитический крекинг	1,2
	Куйбышевский НПЗ	Каталитический крекинг	1,2
	Новокуйбышевский НПЗ	Гидрокрекинг	2,0
	Туапсинский НПЗ	Гидрокрекинг	4,0
	Туапсинский НПЗ	Флексикокинг	2,6
	Комсомольский НПЗ	Гидрокрекинг	2,0
	Комсомольский НПЗ	Замедленное коксование	1,0
	Ачинский НПЗ	Гидрокрекинг	3,2
ЛУКОЙЛ	Волгоградский НПЗ	Гидрокрекинг	3,5
	Нижегородский НПЗ	Каталитический крекинг (второй комплекс)	2,0
	Пермский НПЗ	Замедленное коксование	2,1
ТНК-ВР	Рязанская НПК	Гидрокрекинг	3,0
Башнефть	Уфимская группа НПЗ	Гидрокрекинг	2,0
Сургутнефтегаз	КИНЕФ	Гидрокрекинг	2,0
Татнефть	ТАНЕКО	Гидрокрекинг	4,7
ТАИФ	ТАИФ-НК	Гидрокрекинг	2,0
Газпром нефть	Омский НПЗ	Гидрокрекинг	3,3
Альянс	Хабаровский НПЗ	Гидрокрекинг	0,5
Нефтегазохимические технологии	Антипинский НПЗ	Замедленное коксование	1,2
	Антипинский НПЗ	Гидрокрекинг	1,5

Источник: ВНИПИнефть

ПОЗДРАВЛЯЕМ ОАО

«ЛУКОЙЛ»!

ОАО «Интегра-Геофизика» — одна из лидирующих российских геофизических компаний по объемам проводимых сейсморазведочных работ, квалификации персонала, оснащенности современным оборудованием, применению инновационных технологий. Компания сотрудничает с ведущими нефтегазовыми компаниями, среди которых Роснедра, ЛУКОЙЛ, ТНК-ВР, «Газпром», «Газпром нефть», «Сургутнефтегаз», «Роснефть», «РуссНефть», НОВАТЭК, Shell, IPG S.A., SOCAR и другие.

Сфера деятельности ОАО «Интегра-Геофизика» включает проектирование сейсморазведочных работ, региональные и детальные полевые сейсморазведочные работы по методике МОВ ОГТ 2D и 3D, мониторинг месторождений (сейсморазведка 4D), полевые работы методами многоволновой сейсморазведки, в том числе на рассеянных волнах, контроль качества полевого материала.

ОАО «Интегра-Геофизика» сотрудничает с ОАО «ЛУКОЙЛ» с момента его основания, выполняя региональные поисковые и детальные полевые сейсморазведочные работы по методикам МОГТ 2D и 3D на территории РФ и Узбекистана. По заказам нефтяников были реализованы такие сложнейшие проекты, как сейсморазведочные работы в акватории Тазовской губы с применением импульсных источников, а также уникальный проект по исследованию газоконденсатного месторождения в Астраханской области, выполненный в сложнейших орогидрографических условиях поймы р.Волги.

Наличие высококвалифицированного персонала и современного оборудования в сочетании с новейшими технологиями позволяет ОАО «Интегра-Геофизика» реализовывать проекты на мировом уровне. В настоящее время для компании ЛУКОЙЛ ведутся сейсморазведочные работы 2D и 3D в Западной Сибири, Республике Коми и Поволжье.



От лица всех работников ОАО «Интегра-Геофизика» поздравляю коллектив ОАО «ЛУКОЙЛ» с 20-летием! За 20 лет компания ЛУКОЙЛ прошла славный путь становления и развития и стала одним из лидеров нефтяной отрасли России.

Отвечая современным требованиям рыночной экономики, ОАО «ЛУКОЙЛ» наращивает производственные показатели, повышает эффективность производства, использует новейшие технологии.

Надеемся, что наша совместная взаимовыгодная работа на благо России в целом получит достойное продолжение.

Желаю предприятию успехов в деятельности во благо стабильного и динамичного развития топливно-энергетического комплекса, успешного продолжения геологоразведочных работ с целью приращивания запасов углеводородов, а сотрудникам — счастья, благополучия, крепкого сибирского здоровья и уверенности в завтрашнем дне!

Дмитрий НАЗЫРОВ,
Генеральный директор
ОАО «Интегра-Геофизика»

ОАО «Интегра-Геофизика»
625023 г. Тюмень, ул. Республики, 173
Тел.: (3452) 53-25-00, Факс: (3452) 53-25-01

ИНТЕГРА
сейсмический сервис