



15-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ

26—29 мая 2014

Оборудование и технологии
для нефтегазового комплекса

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)



Самая крупная выставка России 2011–2012 гг. по тематике «Нефть и газ» в номинациях: «Выставочная площадь», «Международное признание», «Охват рынка». Рейтинг составлен ТПП РФ и РСВЯ. Все выставки – участники рейтинга прошли независимый аудит статистических показателей в соответствии с международными правилами

www.neftegaz-expo.ru



ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!

5-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

ЭНЕРКОН

ОТ СОВРЕМЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ К СТАБИЛЬНОМУ
ОТРАСЛЕВОМУ РАЗВИТИЮ

26–28 мая

www.enercon-ng.ru

Нефть россии

Январь –
февраль
2014

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

www.neftrossii.ru

В. Якушев: Тюменская область –
территория энергии

Пять факторов
освоения шельфа

Лекарства
от «сырьевого проклятья»

У малых компаний –
большое будущее?

Лучший путь
для попутного газа

Нефтехимии
не хватило
«государственного
рычага»

НЕФТЬ РОССИИ № 1-2 2014

Надежды и страхи 2014 года

Реклама

Высокие переделы против «голландской болезни»

Развитие высокотехнологичных производств на базе углеводородов способно решить сразу две проблемы – диверсификацию экономики и обеспечение сбыта сырья

В прошлом году Россия установила очередной рекорд по добыче нефти, произведя 523,2 млн т «чёрного золота», что на 4,5 млн т больше, чем в 2012 г. Она вышла на первое место в мире по данному показателю, опередив своего ближайшего «преследователя» – Саудовскую Аравию – на 1 млн баррелей в сутки. Но относится ли этот рекорд к числу тех, которыми надо гордиться?

С одной стороны, безусловно. Российская нефтяная индустрия смогла наконец-то выйти практически на «дореформенный» уровень добычи, что является не только достойным производственным результатом, но и важным психологическим моментом. За этим рекордом – многомиллиардные инвестиции компаний НГК и труд сотен тысяч нефтяников и представителей смежных отраслей.

С другой стороны, благодаря этим успехам происходит то, чего российское правительство в последние годы так страстно стремится избежать, – зависимость отечественной экономики от нефтегазового комплекса ещё более усиливается. А оптимистичные рассуждения о диверсификации производства и росте наукоёмких секторов отступают на второй план перед непреложным фактом: нефть и газ остаются фундаментом бюджета страны.

Кроме того, рост добычи актуализирует две давно известные проблемы. Первая из них заключается в следующем: увеличение потока «нефтедолларов» не является безусловным благом для экономики, а, наоборот, может служить причиной стагнации и возникновения так называемой голландской болезни. Однако, как отмечается в недавно опубликованном докладе Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ, пресловутое «сырьевое проклятье» действует не автоматически: оно проявляется лишь в тех странах, где система государственного управления далека от совершенства. *«Экономика, обладающая богатыми сырьевыми ресурсами, может развиваться как успешно, так и провально. Важно лишь качество институтов... В странах со слабыми институтами извлечение сырьевой ренты превосходит продуктивную экономическую деятельность и ведёт к снижению эффективности, после чего наступает экономический спад. А за этим возникает целый ряд социальных и политических катаклизмов»,* – отмечает автор доклада Пётр Казначеев (подробнее см. статью «Лекарства от “сырьевого проклятья”»).

Вторая проблема заключается в поисках рынков сбыта для увеличивающихся объёмов произведённого сырья. Главный экономист Safo Bank Стин Якобсен, недавно презентовавший в Москве инвестиционный прогноз на ближайшую перспективу, отметил, что в 2014 г. впервые в современной истории мировое предложение нефти превысит спрос. А министр энергетики Александр Новак заявил, что если ВВП России вырастет к 2035 г.

примерно в 2,5 раза, то потребление топливно-энергетических ресурсов, в соответствии с проектом новой Энергостратегии, – всего на 30%. Уже сегодня и накопленные запасы, и имеющиеся планы компаний по увеличению объёмов извлечения сырья превосходят перспективные потребности внутреннего рынка, в то время как возможности расширения экспорта весьма ограничены. Поэтому встаёт вопрос о целесообразности существенного наращивания производства энергоресурсов (подробнее см. статью «Надежды и страхи 2014 года»).

Но для двух упомянутых проблем есть одно общее решение. И заключается оно в развитии высокотехнологичных производств не вопреки нефтегазовому комплексу, а на его основе. Речь идёт о выпуске достаточно широкого спектра продукции – от высококачественного топлива до таких товаров высоких переделов, как композиционные материалы и изделия из них. Первые шаги на данном пути уже сделаны.

Как отмечает генеральный директор ОАО «ВНИПИнефть» Владимир Капустин, в последние годы отечественная нефтепереработка переживает этап бурного развития. Активизировались даже те проекты, реализация которых затягивалась на десятилетия. Но, к сожалению, руководители большинства ВИНК, уделяющие достаточное внимание проблемам модернизации НПЗ, скептически относятся к проектам по развитию нефтехимии. И в итоге их реализация постоянно откладывается (см. статью «Нефтехимии не хватило “рычага”»).

Хотя и нефтехимическая отрасль в последние годы демонстрирует определённые успехи. Как отмечает наш автор Алексей Чеботарёв, несмотря на неблагоприятные тренды на мировом рынке, лидер отечественной нефтехимии, компания «СИБУР», продемонстрировала завидные результаты. В эксплуатацию был введён ряд новых мощностей, которые позволяют перерабатывать углеводородное сырьё в продукцию высоких переделов – полимеры, каучуки и т. д. (см. статью «“СИБУР” против кризиса»).

Наиболее масштабный из этих проектов – сооружение крупнейшего в России и одного из крупнейших в мире комплекса по выпуску полипропилена «Тобольск-Полимер» мощностью 500 тыс. т в год. Как отмечает в интервью нашему журналу губернатор Тюменской области Владимир Якушев, это позволит России не только полностью покрыть потребности в основных марках полипропилена, но и стать крупным экспортёром данной продукции. Кроме того, ввод «Тобольск-Полимера» стимулирует развитие малого и среднего бизнеса – по всей России появятся новые предприятия по выпуску различных видов продукции из полимерных материалов.

Таким образом, налицо тот самый мультипликативный эффект, который позволяет, с одной стороны, обеспечить комплексное развитие отечественной экономики и избежать «голландской болезни», а с другой стороны, решить проблему использования возрастающего объёма углеводородного сырья. ■



Журнал «Нефть России»

Свидетельство о регистрации СМИ
ПИ № ФС77-52775, выдано 08.02.2013

Федеральной службой по надзору
в сфере связи, информационных технологий
и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель

Валерий АНДРИАНОВ

Адрес редакции: 127277 г. Москва,
Берёзовая аллея, д. 9, офис 381

Издатель

Андрей СОЛДАТОВ
asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор

Валерий АНДРИАНОВ
andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора

Дмитрий ГУРТОВОЙ

Над выпуском работали:

Владимир АКРАМОВСКИЙ
Анатолий ПЕЧЕЙКИН
Марина СОЛДАТОВА

Вёрстка

Елена АРХИПОВА

Корректор

Алла БАБИЧ

Телефон редакции: +7 (495) 350-05-72,
+7 (916) 138-52-99

e-mail: adv@neftrossii.ru

Сайт: www.neftrossii.ru

Отпечатано в типографии

ЗАО «Граффити»

121165, Москва, ул. Киевская, д. 22,
корп./стр. 1, офис/кв. 103

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 20.02.2014

Цена свободная

Статьи, публикуемые на правах рекламы,
обозначены ■

Редакция не несёт ответственности
за достоверность информации, содержащейся
в рекламных объявлениях и других рекламных
материалах

При перепечатке ссылка
на журнал «Нефть России» обязательна
© «Нефть России»

Обложка – © ООО «Газпром нефть», 2013.



NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

Высокие переделы против «голландской болезни»

Развитие высокотехнологичных производств на базе углеводородов способно решить сразу две проблемы – диверсификацию экономики и обеспечение сбыта сырья **1**

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

А. КОНОПЛЯНИК,

доктор экономических наук, профессор

Пять факторов освоения шельфа

Помимо благоприятного инвестиционного климата, реализация морских проектов требует серьёзных изменений в инновационной и экологической стратегиях **4**



В. АНДРИАНОВ

Надежды и страхи 2014 года

Важнейшей угрозой для НГК может стать не только нехватка инвестиций для реализации новых проектов, но и торможение роста спроса на энергоресурсы **8**



А. ВАЛЕНТИНОВ

Лекарства от «сырьевого проклятья»

Могут ли ими стать приватизация нефтегазовых активов и повышение качества государственных институтов? **12**

В. АНДРИАНОВ

Скелеты из шкафа «сланцевой революции»

Разработка «нетрадиционных» углеводородов может стать как угрозой для экологии, так и стимулом социально-экономического развития отдельных регионов **16**

ДЕЛА КОМПАНИЙ

Ф. ВОРОБЬЁВ,

коммерческий руководитель JKC Oil&Gas (Лондон)

Большое будущее для малой нефти?

Независимый сектор разведки и добычи углеводородов в России имеет неплохие перспективы развития **20**



«Газпром нефть»

РЕГИОН**Территория энергии**

Тюменская область активно развивает новые проекты в сфере добычи, переработки углеводородов и нефтяного машиностроения. Интервью с губернатором Тюменской области Владимиром ЯКУШЕВЫМ

26**ПЕРЕРАБОТКА**

В. КАПУСТИН,
генеральный директор ОАО «ВНИПНефть»,
доктор технических наук

Нефтехимии не хватило «рычага»

Достаточно успешный опыт административного стимулирования развития нефтепереработки пока не удаётся применить в сфере нефтехимии

34

П. ПУРТОВ,
генеральный директор;

Али АДЖИЕВ,
заместитель генерального директора по науке;

А. МЕГЕДЬ,
заведующий сектором газа и нефтехимии
технологического отдела (ОАО «НИПИГазпереработка»)

Лучший путь для попутного газа

Современные технологии позволяют решить проблему утилизации ПНГ за счёт его высокоэффективной переработки

40**НЕФТЕХИМИЯ****Технологии – главный фактор конкуренции**

Современные решения помогают найти баланс между финансово-экономическими и экологическими аспектами развития нефтехимии. Интервью с ведущим экспертом компании Emerson Process Management Питером КОКСОМ

45**А. ЧЕБОТАРЁВ****«СИБУР» против кризиса**

Увеличение мощностей и диверсификация бизнеса позволили холдингу вопреки плохой конъюнктуре стать лидером отрасли

50**БЫЛОЕ**

А. МАТВЕЙЧУК, кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

Императив нефтеперегонного куба

К 190-летию возникновения переработки нефти в России

55

Anadrago

ОБОРУДОВАНИЕ**Государство должно озвучить приоритеты**

Для успешной конкуренции с зарубежными компаниями российским машиностроителям нужны инвестиции и правительственная поддержка. Интервью с членом Президиума Союза производителей нефтегазового оборудования (СПНГО), генеральным директором ООО «Центр нефтегазовых исследований и технологий» Валерием ЭПШТЕЙНОМ

32

Пять факторов освоения шельфа

Помимо благоприятного инвестиционного климата, реализация морских проектов требует серьёзных изменений в инновационной и экологической стратегиях

Андрей КОНОПЛЯНИК,
доктор экономических наук, профессор

После долгих размышлений наше правительство всё-таки решило применить новый налоговый режим для морских месторождений. Для меня это означает начало движения в направлении здравого смысла. Полагаю, что это выстраданное решение.

К сожалению, потребовалось более 20 лет для того, чтобы понять: в нашей стране, где очень разные условия залегания нефтегазовых ресурсов, не может быть единого налогового режима, одинаково и повсеместно стимулирующего инвестиционную деятельность, – он должен быть дифференцированным. И я, и ряд моих коллег всегда пытались противодействовать позиции Минфина, для которого главной задачей была максимизация ресурсной ренты «здесь и сейчас» путём ужесточения налоговой нагрузки, исчисляемой только и исключительно как прямые налоговые поступления от недропользователей. При этом из оценки государственного эффекта исключались косвенные и мультипликативные эффекты от разработки месторождений, величина которых сопоставима, а зачастую превышает прямые налоговые поступления от инвестпроекта по добыче нефти. Поэтому запретительная налоговая нагрузка на инвесторов-недропользователей лишает государство указанных косвенных и мультипликативных эффектов за пределами нефтегазовой промышленности, то есть не даёт возможности добывающим отраслям становиться генераторами дополнительного роста в других секторах экономики.

Дифференциация налогообложения может осуществляться двумя путями. Первый – это путь, по которому пока идут наши «партия и правительство». Сначала стараниями фискальных органов был создан общий запретительный для инвестиционной деятельности налоговый режим. А потом из него начали (как правило, очень неохотно и под большим давлением) представляться индивидуальные и групповые изъятия, которые только и могут обеспечить для инвесторов приемлемую рентабельность при реализации новых проектов. Общее число этих изъятий может достичь такой величины, что в итоге окажется, что освоение новых месторождений (то есть тех, которые связаны с существенной инвестиционной деятельностью) происходит в основном благодаря именно изъятиям из основного режима, а не в рамках самого базисного режима налогообложения.

Есть, однако, и второй путь – создать систему дифференцированного, а лучше индивидуализированного, налогообложения, привязанного к финансовым результатам по отдельным инвестпроектам. И тогда, помимо прочего, уйдут в небытие разговоры о мифических «выпадающих» доходах бюджета при применении «специальных» налоговых режимов, рассчитанных в привязке к полученным на бумаге прямым налоговым поступлениям от базового запретительного налогового режима. Зато можно будет оценить, сколько дополнительных экономических выгод получит страна в случае каждого конкретного реализуемого проекта.

Необходимо «ИНВЕСТИЦИОННОЕ МЕНЮ»

Формирование российского законодательства в данной сфере началось более 20 лет назад, с принятия в 1992 г. Закона «О недрах». Уже заложенный в нём налоговый режим можно назвать «условно дифференцированным» благодаря установлению скользящей шкалы платы за право пользования недрами (royalty). Впоследствии принимались неоднократные попытки создать альтернативные налоговые (инвестиционные) режимы, которые имели бы равные права с системой налогообложения, применяемой в рамках лицензионного режима недропользования.

В частности, в 1995 г. был принят Закон «О соглашениях о разделе продукции». Я имел честь быть руководителем группы разработчиков этого нормативного акта. Наша идея заключалась в следующем: для каждого конкретного инвестиционного недропользовательского проекта должен применяться такой налоговый режим, который даст возможность государству получать максимальную ресурсную ренту за весь срок разработки месторождения. А недропользователь (независимо от того, отечественный это инвестор или иностранный) должен иметь приемлемую норму рентабельности с учётом всех рисков реализации проекта. Такой баланс интересов может быть достигнут только в результате переговоров между сторонами. К сожалению, сейчас у нас на условиях СРП осуществляются всего три проекта.

Кроме того, предлагалось внедрить и концессионный режим, который обеспечивал бы налоговую стабильность на весь срок разработки месторождения даже при применении унифицированной налоговой системы. Таким образом, потенциальный инвестор получал бы своеобразное «инвестиционное меню» и мог бы выбирать между лицензионным ре-

жимом, концессионным и СРП. Но эта попытка, к сожалению, успехом не увенчалась – в 1995 г. Госдума уже в первом чтении не приняла закон о недропользовательских концессиях, а принятый в 2005 г. закон об инфраструктурных концессиях исключает применение этого механизма при освоении ресурсов недр.

В результате у нас до конца 1990 годов де-факто действовало два инвестиционных режима – лицензионный и СРП. Но в начале нынешнего тысячелетия совместными усилиями ряда российских нефтяных компаний (главным образом тех двух, которые перестали существовать), поддержанными финансовым ведомством, мы перешли к практически унифицированному налогообложению.

Налог на добычу полезных ископаемых с плоской шкалой очень выгоден при освоении крупных и относительно легкодоступных месторождений, находящихся в благоприятных климатических условиях. В этом случае величина ресурсной ренты достаточно высока. Но данный налоговый режим оказался фактически запретительным для инвестиций в разработку труднодоступных месторождений – она становилась абсолютно нерентабельной. Чтобы это понять, «партии и правительству» потребовалось более десяти лет.

Поэтому принятый нынешней осенью закон – это движение в правильном направлении. Хотя мы пришли к этому решению по очень извилистой траектории, потратив слишком много времени. Однако, я полагаю, принятие нового закона – первый, но отнюдь не завершающий шаг на пути к формированию благоприятных условий для освоения шельфа.

Я продолжаю считать, что в стране должно существовать несколько разных налоговых (в рамках соответствующих инвестиционных) режимов. Некоторых недропользователей, работающих в благоприятных природно-климатических условиях, вполне устраивает лицензионный режим (унифицированное налогообложение, административное право). Хотя и в его рамках должны действовать определённые изъятия и некая огрублённая дифференцированная шкала НДС. Именно эту разновидность лицензионного режима (укрупнённо-дифференцированное налогообложение, административное право) вводит новый закон. Но плюс к этому должен использоваться режим СРП (индивидуализированное налогообложение, гражданское право), который позволяет для каждого отдельного проекта путём переговоров между инве-



НАША СПРАВКА

Осенью 2013 г. президент РФ Владимир Путин подписал Федеральный закон «О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса РФ и отдельные законодательные акты РФ в связи с осуществлением мер налогового и таможенно-тарифного стимулирования деятельности по добыче углеводородного сырья на континентальном шельфе РФ».

Данный закон предусматривает возможность использования нулевой ставки налога на добавленную стоимость при реализации углеводородного сырья, добытого на морском месторождении, продуктов его технологического передела, а также на работы (услуги) по его транспортировке.

В частности, расширяются льготы при газодобыче на континентальном шельфе. Они коснутся компаний, не имеющих права на экспорт СПГ, произведённого из газа, извлечённого на новых морских месторождениях. Для них предлагается установить ставку НДС в размере 4,5%.

Кроме того, ставка в размере 1,3% будет действовать при добыче газа на участках, которые более чем на 50% расположены в акватории Чёрного моря, в северной части Охотского моря и южной части Баренцева. Ставка может применяться до 31 марта 2037 г.

Ставка в 1% распространится на компании, добывающие газ на большей части Карского моря, в северной части Баренцева и в Восточной Арктике.

Ставка НДС на новых морских месторождениях Азовского и большей части Балтийского морей будет равняться 30% от действующей, согласно Налоговому кодексу РФ. Данная норма действительна до 31 марта 2022 г.

Для морских месторождений, находящихся на большей части акватории Чёрного моря (на глубине до 100 м), в российском секторе Каспия, в Печорском и Белом морях, южной части Охотского (включая шельф Сахалина), ставка НДС на жидкие углеводороды составит 15%. Действие льготы продлено до 31 марта 2032 г.

Для сырья, добытого на глубоководных участках Чёрного моря (свыше 100 м), в северной части Охотского моря и южной части Баренцева, ставка должна равняться 10%. Норма будет актуальна до 31 марта 2037 г.

Ставка НДС составит 5% для жидких углеводородов, извлечённых в акваториях Карского моря, северной части Баренцева и в Восточной Арктике. Льгота окажется действительной до 31 марта 2042 г.

Для участков недр, лицензии на право пользования которыми выданы до 1 января 2009 г. и степень работанности которых на 1 января 2015 г. меньше или равна 5%, будет действовать нулевая ставка НДС. Данная норма продолжит применяться до достижения накопленного объёма добычи – 35 млн т, но при условии, что срок разработки запасов не превышает 7 лет, начиная с 1 января 2015 г.

Кроме того, вводится ряд «послаблений», связанных с начислением и уплатой налогов на прибыль и имущество организаций, транспортного налога и т. д.

Заместитель министра природных ресурсов и экологии РФ Денис Храмов, выступая на XII Международном инвестиционном форуме «Сочи-2013», заявил, что под льготный режим налогообложения попадают более 800 российских месторождений нефти.

стором и государством находить оптимальное распределение ресурсной ренты. Особенно он востребован при осуществлении сложных мегапроектов в тяжёлых природно-климатических условиях. Необходим также и концессионный режим (унифицированное налогообложение, гражданское право), дополняющий упоминавшееся «инвестиционное меню».

ОБОРУДОВАНИЕ ДОЛЖНО БЫТЬ РОССИЙСКИМ

Но надо иметь в виду, что нормативно-правовое обеспечение нефтегазодобычи – это важный, но не единственный фактор разработки арктических ресурсов. Его недостаточно, чтобы запустить столь сложный процесс.

Поэтому второй фактор – создание стимулов не только для добычи сырья, но и для разработки и выпуска нового поколения оборудования для нефтегазовой промышленности. Без этого не будет технологической, а значит, и экономической возможности осваивать шельф. И желательно, чтобы оборудование было не импортным, а отечественным. С помощью механизмов частно-государственного партнёрства или путём создания совместных предприятий с зарубежными компаниями на территории РФ должно быть организовано производство современного наукоёмкого инновационного оборудования, предназначенного для освоения месторождений, расположенных в трудных условиях, таких как арктический шельф. Причём необходимо максимально задействовать потенциал отечественной науки, военно-промышленного комплекса и других передовых отраслей.

Чтобы достичь данной цели, требуется создать соответствующие инвестиционные стимулы и за пределами нефтегазового комплекса. Я давно об этом говорю, и отрадно, что многие высокопоставленные руководители начинают уже повторять эти аргументы. Именно на базе освоения шельфа могут быть созданы те новые отрасли российской экономики, о необходимости формирования которых так много и долго говорят «партия и правительство».

ШЕСТОЙ ИННОВАЦИОННЫЙ КЛАСТЕР

Третий фактор – инновации. Президент и премьер почему-то всегда говорят только о пяти инновационных кластерах. А с моей точки зрения, глубоководный шельф может стать шестым таким кластером.



Я много раз подчёркивал, что осваивать глубоководный шельф гораздо тяжелее, чем летать в открытый космос. Для подтверждения этого на лекциях я задаю вопрос своим студентам: скажите, сколько землян побывало в космосе? После Юрия Гагарина – ещё 431 человек из 32 стран. То есть счёт идёт на сотни. А на Луне? Двенадцать. А что такое космос? Его граница начинается с 19–20 км от Земли, Международная Космическая станция (МКС) летает на высоте 337–430 км. Средняя удалённость Луны от Земли – 384,4 тыс. км. А какая самая глубокая точка в Мировом океане? Марианская впадина – 11 км. Сколько людей спустилось на её дно? Всего трое – исследователи Жак Пикар и Дон Уолш в батискафе «Триест» в 1960 г. и известный кинорежиссёр Джеймс Кэмерон в 2012 г. Итак, сравним: в космосе было несколько сотен человек, на Луне – 12, а на дне Марианской впадины – всего трое. В первом случае высота измеряется десятками – сотнями километров, во втором – тысячами, а в третьем – глубина «всего» 11 км. Так что же легче осваивать – глубоководный шельф или космос? Ответ для меня совершенно очевиден.

При создании «шельфового кластера» надо отталкиваться от спроса (причём, что важно, платёжеспособного) на инновации со стороны нефтегазового комплекса, а не от возможностей «Сколково» и ему подобных центров инновационной активности. У нас же пока зачастую пытаются что-то «наизобретать», а потом начинают предлагать это различным отраслям, выясняя, нужно им это или нет.

Я считаю, что государство должно при помощи налоговых и неналоговых механизмов стимулировать фундаментальные исследования и НИОКР, позволяющие создать современное оборудование для освоения шельфа.

Углеводородные ресурсы даны нам природой (или Господом Богом – кому как больше нравится) не в наказание, а во благо. Когда нам говорят о необходимости слезть с нефтегазовой иглы, это вовсе не означает, что не нужно использовать ценные ресурсы. Просто дело в том, что, во-первых, мы их неэффективно добываем. Во-вторых, нерационально используем. В-третьих, разворовываем заметную часть того, что заработали. То есть надо не отказываться от нефти и га-



за, а именно на их базе создавать новые отрасли, формировать инновационный кластер на основе ресурсной экономики. Но для этого и «в консерватории поправить кое-что надо...» (М. Жванецкий).

Экология – тормоз для освоения шельфа

Четвёртый фактор – экологический. Возникает закономерный вопрос: а когда начинать осваивать шельф? Прямо сегодня или чуть-чуть позже? Готовы ли мы к этому? Я утверждаю, что не готовы и никто в мире не готов – ни мы, ни американцы, ни «Роснефть», ни ExxonMobil. До сих пор не ясно, каковы будут экологические последствия от возможных разливов нефти и других аварий для очень хрупкой арктической экологической среды. Я впервые попал на международную конференцию по освоению Арктики в конце 1980 годов, и там ставился вопрос: каково будет влияние нефтедобычи на природу данного региона? Сегодня на аналогичных конференциях я слышу те же самые вопросы, но количество ответов, а главное их глубина и проработанность, не увеличилось.

На мой взгляд, на базе сегодняшних технологий мы не можем безопасно осваивать глубоководный шельф. А поскольку цена безопасности должна обязательно включаться в издержки, то нет и экономически эффективных способов разработки арктических месторождений. И поэтому сегодняшняя гонка за лицензионными участками выглядит для меня несколько странно, хотя и вполне понятно. Да, «Роснефть» и «Газпром» стремятся за столбить за собой как можно больше месторождений – пока им Законом «О континентальном шельфе» предоставлена такая монопольная возможность (ведь неизвестно, что может случиться завтра – у всех перед глазами пример с практически «моментальной» либерализацией экспорта СПГ). Плюс Россия активизацией (пусть даже видимостью) работ вокруг арктического шельфа демонстрирует международному сообществу готовность активно отстаивать свои интересы (текущие и перспективные) в международной дискуссии в отношении доступа различных государств к ресурсам арктического шельфа. Предоставление лицензий на наиболее перспективные участки российским компаниям – один из практических аргументов в этой дискуссии.

Но это не значит, что обе российские госкомпании (пусть сами, пусть с иностранными партнёрами) готовы приступить к их освоению, хотя непросвещённая (в том числе экологическая) общественность воспринимает их гонку за лицензиями именно как стремление немедленно начать добычу без гарантий экологической безопасности. Прежде необходимо создание технологий принципиально нового уровня, которые бы минимизировали риск экологических катастроф. Какими будут эти новые технологии, не знаю. Но понятно, что сегодня их нет. И это является ещё одним стимулом к тому, чтобы интенсифицировать соответствующие НИОКР. Государство должно использовать для этого все механизмы, включая прямое финансирование научных исследований и разработок.

Таким образом, экология – это фактор, который, с моей точки зрения, будет тормозить, а не ускорять освоение глубоководного шельфа.

А набранные, но неиспользуемые лицензии государство-суверен в итоге может через какое-то время забрать (например, за невыполнение программ обязательных работ на лицензионных участках или по появившимся новым

законодательным основаниям) и вновь выставить на торги. И не факт, что они опять достанутся тем же недропользователям...

ШЕЛЬФУ ЕСТЬ АЛЬТЕРНАТИВЫ

Наконец, надо учитывать и пятый фактор – экономический. Как известно, всё познаётся в сравнении. Следовательно, прежде чем приступать к освоению Арктики, мы должны сравнить эффективность данного источника сырья с другими, альтернативными ему. Говоря «мы», я имею в виду не отдельные компании и даже не Россию, а человечество в целом.

Ведь помимо Арктики у нас есть целый набор альтернативных источников энергоресурсов. Например, нефть слабопроницаемых пород (или сланцевая нефть), о которой столько говорят в последнее время. С конца 1950 годов в России изучают баженовскую свиту, но пока так и не научились эффективно её осваивать. Существуют и такие источники ресурсов жидкого топлива, как сжижение угля и газа или повышение нефтеотдачи на действующих месторождениях. Поэтому надо сравнить, в какой из этих сфер получения жидкого топлива издержки и риски будут ниже. И может оказаться, что Арктика с этих позиций является приоритетом не первой очереди, а второй, третьей или даже пятой. Это, с одной стороны, отодвигает временной горизонт освоения ресурсов Арктики, но с другой – даёт возможность лучше к нему подготовиться.

Что целесообразнее с точки зрения государства – повышать коэффициент нефтеотдачи на уже действующих месторождениях, расположенных в освоённых районах с обустроенной инфраструктурой, или создавать её заново на арктическом шельфе? С этой точки зрения обязательность сегодняшнего освоения Арктики для меня совершенно не очевидна. Необходимость подготовки к освоению – да, начала освоения – нет.

Самые большие резервы в энергетике, по моему мнению, заключаются в повышении эффективности использования энергии, что позволит сократить спрос на энергоносители, в том числе и на нефть, уменьшит инвестиционную нагрузку на отрасль (уменьшит потребность ввода в разработку новых месторождений). И это может привести к тому, что освоение Арктики будет отложено до того момента, пока не появятся технологии, гарантирующие безопасную и эффективную разработку арктических ресурсов. ■

Надежды и страхи 2014 года

Важнейшей угрозой для НГК может стать не только нехватка инвестиций для реализации новых проектов, но и торможение роста спроса на энергоресурсы



Валерий АНДРИАНОВ

Наступивший 2014 год может стать «моментом истины» для российского нефтегазового комплекса. Об этом свидетельствуют как внешние, так и внутренние факторы. Скорее всего, именно в нынешнем году маятник глобальной экономики прекратит свои мелкие колебания и более решительно качнется в одну из сторон – новой волны рецессии или постепенного восстановления производства и потребления. А от этого напрямую будут зависеть мировые цены на нефть и газ.

Видимо, определится и среднесрочный тренд развития экономик стран Юго-Восточной Азии – продолжат ли они свой бурный рост или всё-таки замедлят его. А это, в свою очередь, позволит понять, какова потребность данного региона в энергоресурсах и может ли Россия рассчитывать на расширение своей доли на этом рынке.

Что касается внутренних факторов, то здесь определяющую роль будет играть налоговая политика государства. Учитывая непростую экономическую ситуацию, властям придется балансировать между двумя задачами – сохранением (или даже увеличением) объема бюджетных доходов от деятельности НГК и повышением его инвестиционной привлекательности,

необходимой для реализации новых проектов и поддержания уровня добычи углеводородов. Компании требуют продолжения налоговой реформы (в частности – введения налога на финансовый результат), что решило бы вторую задачу. Но правительство опасается, что в этом случае не удастся достигнуть первой из упомянутых целей, то есть сохранить бюджетную стабильность. Как же «и рыбку съесть и на ёлку влезть»? Каким образом власти будут выполнять этот кульбит – одна из основных интриг наступившего года.

Ещё одним вызовом станет замедление роста (или даже стагнация) спроса на энергоресурсы на внутреннем рынке. Готовящийся ныне обновлённый вариант Энергетической стратегии предполагает весьма скромные темпы увеличения потребления энергоносителей, а предрекаемая многими экспертами рецессия национальной экономики может ещё более сократить данные показатели. Вкупе с замедлением экономического развития в странах АТР это может поставить перед отечественными нефтяными и газовыми компаниями неприятный вопрос – а есть ли смысл реализовывать ряд амбициозных проектов по наращиванию добычи углеводородов? И ответ на него, возможно, также будет дан именно в нынешнем году.

НАЛОГОВАЯ РЕФОРМА ЗАКОНЧИЛАСЬ?

Едва страна успела прийти в себя после новогодних праздников, как руководители отечественного нефтегазового комплекса и эксперты были вовлечены в серьёзные споры относительно ближайших перспектив развития энергетики. В ходе Гайдаровского форума, который в последнее время оспаривает пальму первенства у Санкт-Петербургского международного экономического форума в качестве ведущей российской дискуссионной площадки, своё видение «светлого энергетического будущего» представили глава Минэнерго и руководители ведущих компаний отрасли.

И хотя тон их выступлений в целом был оптимистичным, интонации и нюансы говорили больше, чем слова. Наступивший 2014 г. станет для НГК годом больших страхов и умеренных надежд, а проблемы поиска рынков сбыта и получения преференций от государства будут волновать игроков данного рынка даже больше, чем реализация тех грандиозных проектов по добыче и транспортировке углеводородов, которые ставились во главу угла в последние годы.

Министр энергетики Александр Новак в своём выступлении пытался сконцентрироваться на успехах отечественного ТЭК последнего времени. Он отметил, что с 2000 г. добыча нефти увеличилась на 200 млн т в год, по газу прирост составил 100 млрд м³, по углю – 100 млн т. Благодаря этому Россия вышла на первое место по добыче нефти и подтвердила своё лидерство в газовой отрасли. Сегодня на её долю приходится около 20% всей мировой торговли топливно-энергетическими ресурсами. Огромно значение ТЭК и для национальной экономики. Он обеспечивает более 50% доходов бюджета, порядка 70% экспорта и 30% ВВП.

Действительно, на первый взгляд ситуация в НГК выглядит вроде бы неплохо. По данным ЦДУ ТЭК, в 2013 г. добыча нефти с газовым конденсатом увеличилась на 1% по сравнению с предыдущим годом, до 523,275 млн т, что является наивысшим показателем с 1990 годов. При этом был превышен уровень, указанный в Прогнозе социально-экономического развития РФ и составлявший 505–510 млн т. Производство газа выросло на 2,2%, до 668 млрд м³.

Главным достижением прошедшего года Новак считает принятие ряда законов, стимулирующих добычу трудноизвлекаемых запасов и освоение новых месторож-

дений со сложными геолого-географическими условиями, в том числе на шельфе. Именно благодаря этому удалось ввести в эксплуатацию три крупнейших месторождения – Приразломное, им. Требса и им. Титова – и увеличить производство сырья в масштабах всей страны.

«Задача, стоявшая перед ТЭК в последние годы, – формирование налоговой системы, которая стимулировала бы привлечение инвестиций и создавала возможность увеличения рентабельных запасов, – в прошлом году решена», – полагает министр. Но представители отрасли, как увидим далее, с ним не согласны. Они считают упомянутые законы лишь первым шагом на пути к созданию адекватной налоговой модели.

По мнению Новака, очевидны успехи НГК в области привлечения инвести-

«Инвестиционная гонка» в сфере переработки ведёт отрасль в технологический тупик. Стремление к «красивым» цифрам чревато падением глубины переработки, перепроизводством дизельного топлива и угрозой бензинового дефицита уже в краткосрочной перспективе.

ций. Согласно оценкам Минэнерго, в нефтяной отрасли их прирост составил порядка 65 млрд рублей. Только ВИНК вложили в добычу 900 млрд рублей. На 50%, до 270 млрд рублей, увеличились инвестиции в нефтепереработку. Благодаря этому расширились объёмы производства высококачественного топлива. Согласно планам правительства, в 2013 г. доля бензинов класса Евро-5 в потреблении и производстве должна была достигнуть 40%, но фактически удалось выйти на 60%.

Однако, как отмечают ряд экспертов, «инвестиционная гонка» в сфере переработки ведёт отрасль в технологический тупик. Стремление к «красивым» цифрам чревато падением глубины переработки, перепроизводством дизельного топлива и угрозой бензинового дефицита уже в краткосрочной перспективе.

Не видит министр и проблем с привлечением иностранных инвестиций в отрасль. По его мнению, большое количество совместных предприятий с участием зарубежного капитала, а также про-

екты, реализуемые в РФ практически всеми глобальными компаниями, свидетельствуют о том, что наша страна добилась на этом направлении больших успехов. Впрочем, сами зарубежные инвесторы с этим не согласны.

Так, в декабре прошлого года международное рейтинговое агентство Moody's Investors Service заявило, что в России приток иностранных инвестиций в нефтегазовую отрасль ограничивается такими факторами, как высокая налоговая нагрузка, недостаточно защищающее инвесторов законодательство и риски непредсказуемых действий или вмешательства правительства. «Хотя власти страны предпринимают шаги по смягчению налогообложения для стимулирования притока инвестиций, налоговое законодательство по-прежнему налагает жёсткий контроль и предусматривает высокие налоги для нефтегазовых компаний», – отмечает агентство.

Чтобы поддерживать если не рост, то хотя бы прежние объёмы добычи, РФ требуется разрабатывать значительно более труднодоступные месторождения, что ведёт к увеличению капитальных затрат. Поэтому необходимы благоприятный налоговый режим и механизмы разделения рисков с иностранными партнёрами. Однако, как отмечает Moody's, создать такие условия будет проблематично, учитывая стремление правительства РФ увеличить налоговые поступления для финансирования ожидающегося бюджетного дефицита, а также существующие барьеры для иностранных инвесторов, ограничивающие их права собственности.

Спрос под угрозой

Впрочем, и сам министр признал необходимость резкого увеличения инвестиций. Но в этих целях он почему-то предложил менять не налоговое законодательство, а Энергетическую стратегию, которая, вообще-то, никак не способна повлиять на инвестиционный климат. «Недавно на заседании правительства мы подводили промежуточные итоги реализации данной стратегии. Большинство показателей было выполнено, тем не менее ряд моментов требует корректировки. Сегодня мы уже готовы к рассмотрению стратегии на следующий цикл, на период до 2035 г. В январе обсудили с нашими ведущими институтами-разработчиками Энергостратегию основные показатели», – сообщил министр.

Но в данном случае уместнее говорить не о «выполненных показателях», а о глубоких расхождениях планов с реальностью. Так, согласно стратегии, добыча нефти на первом этапе реализации данного документа (ориентировочно до 2013–2015 гг.) должна была составлять 486–495 млн т, но уже в прошлом году она «перешагнула» этот порог почти на 30 млн т. А вот газодобыча, наоборот, не дотянула до назначенного ей коридора 685–745 млрд м³ (напомним, в 2013 г. она составила 668 млрд м³).

Принципиальная слабость стратегии не в том, что она не «угадывает» точные цифры, а в том, что она по-прежнему возлагает основные надежды на Западную Сибирь. Намечалось, что добыча там стабилизируется или даже несколько вырастет, а её доля в региональной структуре производства «чёрного золота» сократится незначительно – с 58% до 54%. Но в январе нынешнего года на встрече с Владимиром Путиным министр Новак признал, что в Западной Сибири «есть риск стагнации в объёмах добычи».

Аналитики компании «Ренессанс Капитал» предрекают, что уже в 2018 г. добыча нефти в этом регионе может стать нерентабельной, так как из-за повышения обводнённости запасов затраты на разработку месторождений стремительно увеличиваются. Так, за первые три квартала 2013 г. темпы роста издержек составили 16,9%, в то время как за четыре предыдущих года они равнялись в среднем 9,7% в год.

Так что нужна не техническая корректировка, а существенная переориентация Энергетической стратегии. Но предварительный анализ, проведённый при работе над данным документом, показал, что основная угроза таится не в возможном сокращении производства энергоресурсов, а в резком замедлении роста спроса на них.

Как отметил Новак, в соответствии с прогнозами Минэкономразвития, ВВП России вырастет к 2035 г. примерно в 2,5 раза. А потребление топливно-энергетических ресурсов, в соответствии с проектом Энергостратегии, увеличится всего на 30%. Это означает, что существенно повысится энергоэффективность экономики, а ТЭР будут использоваться более комплексно.

Напомним: ныне действующий вариант Энергетической стратегии предполагает увеличение потребления ТЭР с 991 млн т у. т. в 2009 г. до 1375–1565 млн т в

2030 г., то есть на 38–57%. А предполагаемая «полоса разгона» на 2014–2035 гг. окажется таким образом несколько короче – 30%. Что это означает? В первую очередь ставится под вопрос целесообразность существенного наращивания производства энергоресурсов.

Да, необходимость освоения новых нефтегазоносных регионов очевидна, без этого невозможно компенсировать падение добычи в Западной Сибири. Но уже сегодня и накопленные запасы, и имеющиеся планы компаний по увеличению объёмов извлечения сырья превосходят перспективные потребности внутреннего рынка, в то время как возможности расширения экспорта весьма ограничены. Некоторая озабоченность по этому поводу звучала и в выступлениях представителей нефтегазовых компаний.

НЕНУЖНЫЙ ГАЗ «ГАЗПРОМА»

Тогда как Россия в целом демонстрирует скромный, но уверенный рост добычи газа (+2,2%), результаты «Газпрома» гораздо хуже. В прошлом году, по словам Алексея Миллера, было произведено 487,4 млрд м³ «голубого топлива», что всего на 0,1% больше показателя предыдущего года. А согласно планам, добыча должна была достигнуть 495,7 млрд м³ (прирост на 1,78%). Планы на нынешний год также скорректированы – ранее речь шла о 518 млрд м³, но в декабре 2013 г. была обнародована цифра 490,66 млрд м³.

Эксперты связывают это с технологическими трудностями, возникшими у «Газпрома». Однако выступивший на Гайдаровском форуме заместитель председателя правления концерна Валерий Голубев заявил, что уже сейчас компания может добывать 500 млрд м³, но в последние годы искусственно сдерживает производство, «потому что рынок столько не воспринимает». При этом так называемые независимые игроки свою добычу увеличивают, то есть «Газпром» фактически добровольно уступает им своё место. Верится в это с трудом...

Что же на самом деле мешает «Газпрому»? Первый барьер хорошо известен – непростые взаимоотношения в газовой сфере с Европой. Голубев в очередной раз напомнил, что ЕС прибегает к абсолютно нерыночным мерам и принимает пакеты документов, которые направлены на создание односторонних преимуществ для европейских потребителей.

Второе препятствие – неопределённость газовых цен. Зампред правления концерна подчеркнул, что только сохра-

нение системы долгосрочных контрактов способно обеспечить выполнение производственных планов «Газпрома». Сегодня компания ведёт активную геологоразведку, что позволяет приращивать больше запасов, чем добывается, и тем самым формировать задел на будущее. А для этого нужны долгосрочные инвестиции, которые невозможны без гарантированного спроса со стороны потребителей. *«Но нас, к сожалению, пытаются перевести на так называемые спотовые цены, которые носят спекулятивный характер. Америка благодаря некоторым геологическим особенностям начала успешно добывать сланцевый газ. Он оказался, с учётом государственных дотаций, достаточно конкурентным. И нам стали приводить пример – газ должен стоить столько, сколько в Америке. Но наступила холодная зима, и цена в Америке выскочила за \$500, превысив все мировые показатели. Значит, и нам надо повышать цены на газ?»* – доказывал В. Голубев уязвимость спотовой системы.

Впрочем, эти проблемы существуют уже не первый год. Но вот в последнее время всё очевиднее становится угроза, о которой до недавнего времени не задумывались, – упомянутая выше стагнация внутреннего спроса.

Уровень газификации страны достиг 64%, то есть к большинству населённых пунктов «голубое топливо» уже подведено. Но, по данным В. Голубева, загрузка построенных в рамках программы газификации трубопроводных систем составляет всего-навсего 20%! То есть концерн с использованием имеющейся инфраструктуры мог бы увеличить внутренние поставки в пять раз, но потребителей пока нет.

Инвестиционная программа «Газпрома» в последние годы превышает 1 трлн руб. в год, и немалая часть этих средств тратится на создание мощностей «впрок», в расчёте на будущие инвестиционные проекты и повышение качества жизни населения. Но, надо признать, надежды эти становятся всё более призрачными...

В качестве примера В. Голубев привёл Восточную программу. У «Газпрома» в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке имеются 27 лицензионных участков. Их запасы составляют 5,2 трлн м³ газа. Если бы восточные регионы РФ сохранили современный уровень потребления, то этого сырья хватило бы на... 1000 лет! А между тем геологоразведка интенсивно продолжается. Ведутся сейсмостъёмка

и поисковое бурение, которые стоят недешево.

Конечно, основная идея Восточной программы – обеспечение масштабного экспорта газа в Китай и другие страны АТР (в виде СПГ). В этих целях осуществляется строительство грандиозной газотранспортной системы «Сила Сибири», планируется сооружение заводов по сжижению газа и производству газохимической продукции. Но не произойдет ли с внешним спросом того же самого, что и с внутренним? Так, экономический рост в Китае в 2013 г. остался на уровне предыдущего года – 7,7%, но при этом проявились признаки торможения экономики. В частности, инвестиции в основные фонды увеличились всего на 19,6%, что стало самым низким показателем за последние 10 лет.

Власти Китая ожидают, что в 2014 г. рост ВВП составит 7,5%, однако многие западные аналитики полагают, что он будет ниже. Компания Capital Economics прогнозирует его на уровне 7%, это станет самым низким показателем за последнюю четверть века. Так что ставка на китайский рынок энергоресурсов – не самая надежная.

Об излишней «гигантомании» Восточной программы говорит ещё один небольшой, но важный факт. Так, одним из её преимуществ всегда называлось то, что из добываемого газа будут полностью извлекаться все ценные компоненты, и в первую очередь гелий. Но, как признал В. Голубев, планируемые объёмы получения этого газа значительно превышают всё его мировое потребление. Поэтому надо строить хранилища, чтобы оставить данный ресурс «будущим поколениям» (не лучше было бы в случае необходимости забирать его прямо из земли?).

Конечно, топ-менеджер «Газпрома» не может прямо поставить под сомнение сроки или объёмы Восточной программы. Но он подчёркивает, что для её успешной реализации необходима синхронизация всех звеньев проекта – геологоразведки, добычи, сооружения трубопроводов и перерабатывающих комплексов и, наконец, обеспечения спроса. А вот с последним звеном, как видим, могут возникнуть проблемы...

Сроки выполнения Восточной программы крайне сжатые – уже в 2015–2016 гг. основные объекты должны вступить в строй. «Газпром» вроде бы готов к этому «трудовому подвигу», но готовы ли Китай и другие государства АТР к получению нашего газа и газохимической продук-

ции? «Страны АТР не так политизированы, как ЕС, а их интенсивный рост внушает надежды на то, что они будут покупать российский газ», – полагает В. Голубев. Но между надеждой и уверенностью (которая нужна для осуществления столь значимых проектов) – пропасть.

Один из способов увеличения внутреннего спроса на газ, считает В. Голубев, его широкое использование в качестве горючего как для автомобилей, так и для судов и железнодорожного транспорта. Газомоторное топливо на 30% дешевле бензина и имеет экологические преимущества перед ним. А уже разработанные технологии транспортировки СПГ позволяют доставлять его в те регионы, куда нецелесообразно тянуть трубу, тем самым окончательно решая проблему газификации РФ.

Но В. Голубев посетовал на то, что потенциальные потребители опять-таки не горят желанием помогать «Газпрому» решать его проблемы со сбытом. Несмотря на все усилия концерна, подготовка инфраструктуры для сбыта ГМТ (строительство заправокных комплексов, выпуск техники, работающей на газе) идёт достаточно медленно. То есть надежды на ускоренное формирование ещё одного сектора спроса достаточно шатки.

«ЛУКОЙЛ» ХОЧЕТ «НАЛОГОВОЙ ГИБКОСТИ»

В то время как «Газпрому» не хватает потребителей, нефтяным компаниям недостаточно тех льгот, которые государство предоставило им в 2013 г. Как уже неоднократно заявляли представители ВИНК, объём добычи – это производная от инвестиций, а те, в свою очередь, – от уровня налогообложения.

Вице-президент «ЛУКОЙЛа» Андрей Гайдамака в ходе Гайдаровского форума объяснял, что добычу нефти можно существенно увеличить и без выхода в новые регионы. И помочь в этом может... американская сланцевая революция. «У нас в течение достаточно долгого времени был стратегический партнёр – *SoposoPhillips*, – который владел 20% компании. И тогда в Хьюстоне постоянно находилась большая группа наших инженеров, которые внимательно изучали технологии добычи сланцевого газа и нефти. Мы считаем, что они применимы в России по отношению к старым месторождениям Западной Сибири. Поскольку пористость и проницаемость наших месторождений высока, на них можно осуществлять многозонные гидрораз-

рывы и получать притоки, гораздо выше тех, которые демонстрируют производители сланцевой нефти в США», – заявил топ-менеджер «ЛУКОЙЛа».

Но подобные технологии достаточно дороги. Поэтому «ЛУКОЙЛ» пока делает ставку на другие проекты, в первую очередь – на освоение Каспийской нефтегазоносной провинции. Но и там затраты очень высоки. В частности, для разработки морских месторождений требуется высокоточное бурение скважин с горизонтальными участками до 8 км, что обходится недешево.

Какой из этого вывод? «ЛУКОЙЛ» просит правительство проявить «налоговую гибкость», то есть ввести систему обложения конечного финансового результата. Как отмечает А. Гайдамака, идеология уже установленных налоговых льгот вполне правильная: чем больше средств компания инвестирует, чем больше у неё операционные затраты, тем меньше сумма налогов. «Это логично, иначе мы не можем развивать новые нефтегазоносные провинции и привлекать оборудование с большей стоимостью. Рост добычи уже сегодня обеспечивается теми месторождениями, которые облагаются налогами не по общей схеме, а в рамках нового законодательства. Но тогда надо пойти дальше и признать, что налогообложение финансового результата – очень трудный, но верный путь... То есть мы всё равно идём к данному налогу, просто надо решительнее на него переходить», – призывает он.

Но, как уже отмечалось, министр Новак считает налоговую реформу в отрасли законченной. Да и имеет ли смысл, ставя под угрозу размер налоговых поступлений от нефтяных компаний, предоставлять им условия для расширения добычи? Ведь сейчас основной вопрос заключается не в том, как произвести больше топливно-энергетических ресурсов, а в том, как найти на них покупателя...

Однако в любом случае затягивать решение данной дилеммы вряд ли удастся. Если развитие мировой экономики в 2014 г. даст повод для оптимизма и надежд на рост глобального потребления ТЭР, то тогда действительно стоит задуматься о продолжении налоговой реформы и стимулировании добычи. В противном же случае получение гарантированных (пусть и нерастущих) доходов от деятельности НГК оказывается предпочтительнее, чем «налоговый риск» с целью расширения производства сырья, которое непонятно куда девать...

Лекарства от «сырьевого проклятья»

Могут ли ими стать приватизация нефтегазовых активов и повышение качества государственных институтов?

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

Дискуссия о том, какая модель функционирования нефтегазового бизнеса – частная или государственная – наиболее эффективна, не утихает уже третье десятилетие. Результаты почти тотальной приватизации активов отрасли в начале 1990 годов оказались весьма спорными. ВИНК, созданные на основе бывших советских предприятий, принесли немалые прибыли своим владельцам, но так и не решили основных проблем НГК. В частности, не удалось вывести коэффициент нефтеотдачи на уровень, сопоставимый с показателями ведущих добывающих стран, освоение новых нефтегазовых провинций шло достаточно вяло, а нефтепереработка существенно отставала в технологическом плане от Европы и США.

В 2000 – начале 2010-х годов прошла обратная волна, прекратили своё существование такие частные ВИНК, как «ЮКОС», «Сибнефть», ТНК, а на их «руинах» расцвели государственные «Роснефть» и «Газпром нефть». Но и это не решило застарелых проблем нефтегазовой промышленности.

В перспективе правительство планирует вторую волну приватизации, которая должна затронуть, в частности, «Роснефть» и «Зарубежнефть». Но как это отразится на отрасли? Удастся ли теперь решить те проблемы, которые оказались не по зубам «олигархам первой волны» и «государственным монстрам»? Недавно опубликованный доклад Российской академии народного хозяйства и Государственной службы при Президенте РФ (РАНХиГС) под названием «Природная рента и экономический рост» делает однозначный вывод – именно частная собственность позволяет обеспечить наиболее эффективное функционирование НГК и избежать действия так называемого сырьевого проклятья.

ДЕЛО НЕ В НЕФТИ, А В «КАЧЕСТВЕ» ВЛАСТИ

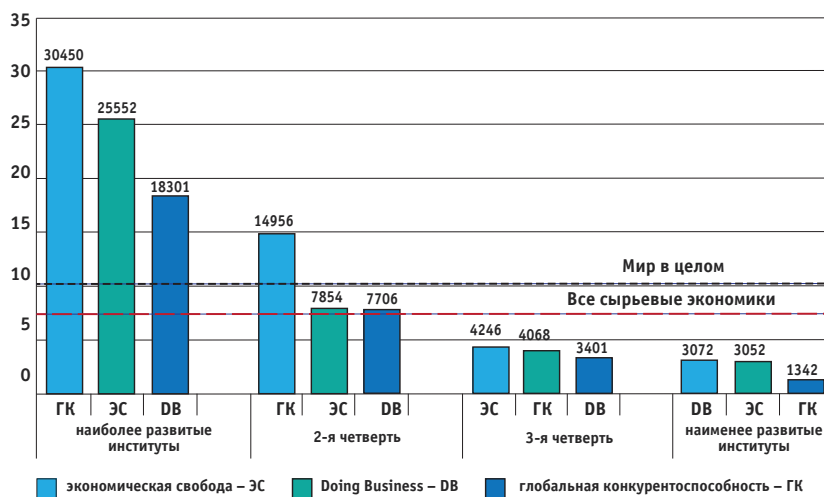
Автор доклада, управляющий партнёр компании Khaznah Strategies и по совместительству доцент РАНХиГС Пётр Казначеев, подвергает критике идею «сырьевого проклятья», то есть неизбежного скатывания в пучину экономического кризиса и социальной нестабильности тех стран, которые практически полностью зависят от экспорта природных ресурсов. Данная концепция была выдвинута ещё в 1990 годы и на сегодняшний день стала практически аксиомой для большинства учёных, исследующих влияние природных ресурсов на экономику той или иной страны. Но, как отмечает П. Казначеев, «вместо того, чтобы бороться с разными “проклятьями” и “болезнями”, государствам стоило бы оглянуться на самих себя и проанализировать собственные действия, а также характер и роль институтов, которые

они создают, поддерживают, а зачастую и разрушают».

Действительно, есть целый ряд стран-экспортёров сырья, которые страдают от замедления экономического роста, стагнации социального развития и таких проблем, как высокая преступность, коррупция и внутренние конфликты. К их числу относятся, например, Венесуэла, Иран, Ливия, Алжир, Нигерия, Йемен, Мьянма и т. д. Но есть и обратные примеры. Существует ряд «сырьевых» государств, которые сумели создать современную быстрорастущую экономику с высоким уровнем социальных показателей и благосостояния населения.

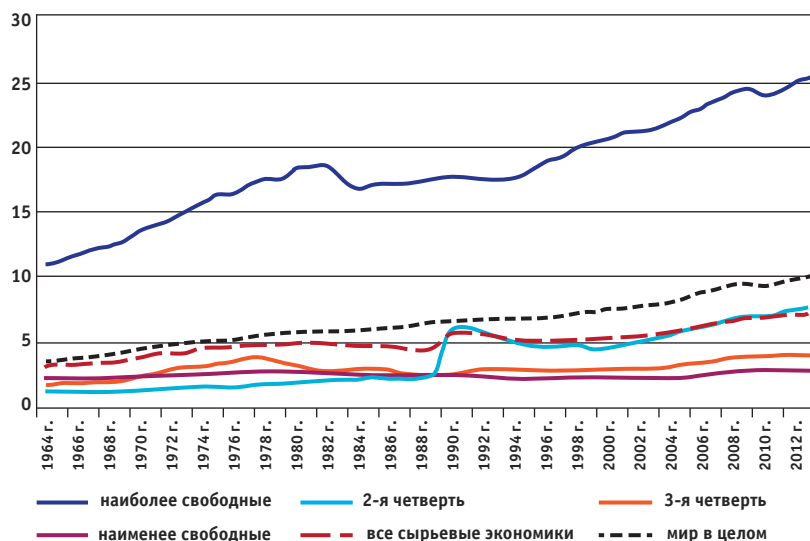
«Сырьё не является проклятием. Экономика, обладающая богатыми сырьевыми ресурсами, может развиваться как успешно, так и провально. Важно лишь качество институтов... В странах со слабыми институтами извлечение сырьевой ренты превосходит продуктивную экономическую деятельность и

Рис. 1. Реальный ВВП на душу населения в ресурсных экономиках в 2012 г., в тыс. долл. США 2005 г. Страны сгруппированы в соответствии с их местами в трёх рейтингах (Института Фрейзера, Всемирного банка и ВЭФ), измеряющих качество государственных институтов



Источники: Всемирный банк.

Рис. 2. Реальный ВВП на душу населения в сырьевых экономиках в 1964–2012 гг., в тыс. долл. США 2005 г. Страны сгруппированы в соответствии с их местами в Глобальном рейтинге экономической свободы Института Фрейзера



Источник: Всемирный банк.

ведёт к снижению эффективности, после чего наступает экономический спад. А за этим возникает целый ряд социальных и политических катаклизмов», – отмечает П. Казначеев.

Этот посыл в докладе подтверждается при помощи расчётов. Все сырьевые и нефтегазовые экономики (68 и 39 стран соответственно) были разделены на группы в зависимости от качества государственных институтов. Критериями такой классификации послужили индекс Института Фрейзера «Экономическая свобода в мире», индекс Всемирного банка «Условия для бизнеса» (Doing Business) и доклад Всемирного экономического форума «Глобальная конкурентоспособность». На основе каждого из этих трёх источников было составлено по четыре равные группы государств – от стран с наиболее развитыми институтами до самых «отсталых». Затем для каждой из этих групп рассчитана динамика основных экономических показателей (см. рис. 1 и 2).

«Во всех группах почти по всем параметрам наблюдается чёткая тенденция. Эта тенденция подтверждает нашу гипотезу: более качественная институциональная среда в богатых природными ресурсами странах обеспечивает более высокие среднедушевые доходы, жизненный уровень и уровень социального развития», – делается вывод в докладе.

Более качественная институциональная среда в богатых природными ресурсами странах обеспечивает более высокие среднедушевые доходы, жизненный уровень и уровень социального развития.

Впрочем, эта мысль вполне очевидна и без столь сложных расчётов – чем лучше государственное управление, тем благополучнее ситуация в экономике. И тут даже не столь важно, экспортирует страна сырьё или нет. Но любопытно, что Россия

отнесена в докладе ко второй группе – то есть к той, которая демонстрирует показатели ниже общемирового уровня. Посыл достаточно прозрачный – низкое качество государственного управления не позволяет нашей стране получить те плюсы от экспорта энергоресурсов, которые имеют державы первой группы (в их число вошли, например, Норвегия, Канада, Австралия, а также практически все ближневосточные монархии).

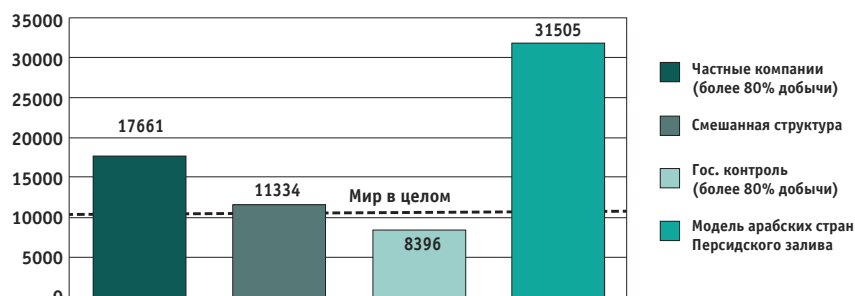
«Частная нефть» – успешное государство?

Первая часть исследования подводит к очевидному вопросу – что же делать, как прорваться из второй группы в первую? Ответ, содержащийся в докладе, достаточно однозначен – повышать уровень экономической свободы. Что это означает на практике? Увеличивать долю частных нефтегазовых компаний.

«Мы разделили страны-экспортёры нефти и газа по структуре собственности на нефтегазовые активы. И обнаружили, что по всем параметрам успешнее развиваются государства, где преобладает частная собственность на нефтегазовые активы... Страны, где нефть и газ полностью национализированы, заметно отстают от стран с частной и смешанной собственностью, а также от показателей мира в целом», – утверждает П. Казначеев.

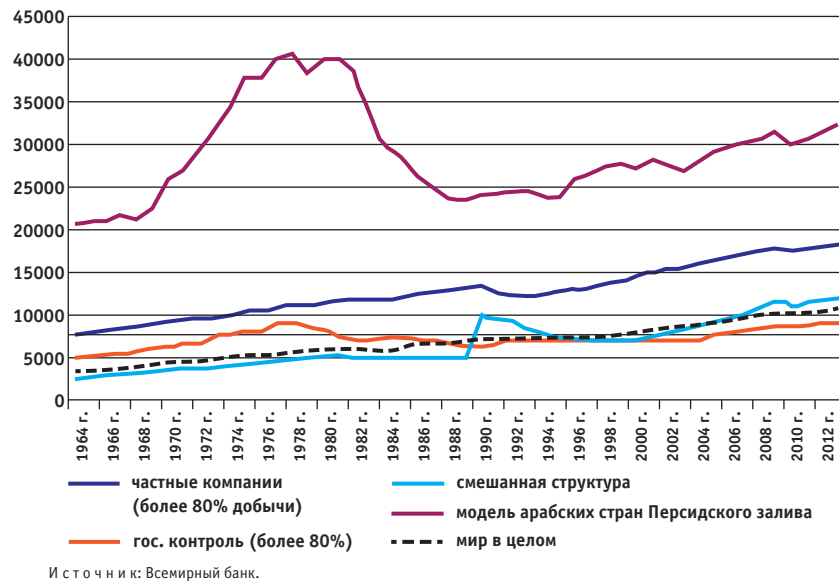
Здесь опять-таки было выделено четыре группы государств: с преобладанием частной собственности (семь стран, в которых более 80% добычи углеводородов приходится на долю частных компаний), со смешанной собственностью (10 стран, включая Россию, где от 20 до 80% добычи осуществляется частными компаниями), с государственным контро-

Рис. 3. Реальный ВВП на душу населения (по паритету покупательной способности) в нефтегазовых экономиках за 2012 г., в долл. США 2005 г. Страны сгруппированы в соответствии со структурой собственности предприятий нефтегазового комплекса



Источник: Всемирный банк.

Рис. 4. Реальный ВВП на душу населения в нефтегазовых экономиках в 1964–2012 гг., в долл. США 2005 г. Страны сгруппированы в соответствии со структурой собственности предприятий нефтегазового комплекса



лем (семь стран, где более 80% добывается госкомпаниями) и модель Персидского залива (шесть государств).

«Результаты нашего анализа позволяют говорить о наличии четкой тенденции: в странах, где нефтяные компании находятся в частных руках, среднедушевые доходы оказываются выше, а в странах, где сектор контролирует государство, уровень реального ВВП на душу населения существенно ниже», – говорится в докладе (см. рис. 3 и 4).

Стройность столь несложного вывода (частный нефтегазовый бизнес – хорошо, государственный – плохо) нарушает лишь пример ближневосточных государств. Но в докладе и этому находится объяснение. Секрет монархий Персидского залива, по мнению его автора, заключается в сочетании беспрецедентных запасов углеводородов и объемов их добычи с небольшой (а порой просто мизерной, как в Катаре и Бахрейне) численностью коренного населения. И хотя нефтегазодобыча контролируется государством, в очень большой степени она опирается на иностранные сервисные компании и высококвалифицированных специалистов-иностранцев, работающих в национальных корпорациях государств Персидского залива. Кроме того, хотя углеводородный сектор контролируется государством, во многих странах региона экономическая политика в других

отраслях весьма либеральна и благоприятствует иностранным инвесторам. В целом же эта система представляет собой аномалию и вряд ли может быть повторена где-то ещё по ряду причин экономического, политического и культурного характера.

То есть вывод для России вроде бы очевиден – надо брать пример не с Саудовской Аравии или Катара, а с Австралии или Канады, входящих в «лидирующую»

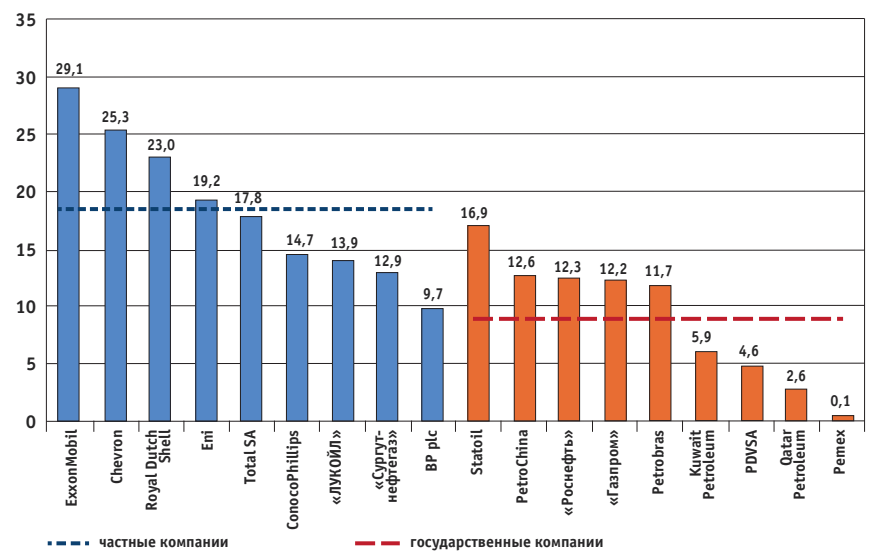
группу. Впрочем, в неё включён и Египет, где также раздолье для частных нефтегазовых компаний. Однако это никак не способствует процветанию данной страны, в отличие от её ближневосточных соседей, предпочитающих держать отрасль в государственных руках.

В докладе также сравниваются девять крупнейших частных и девять крупнейших государственных нефтегазовых компаний. И делается вывод, что по чистому доходу на баррель добычи первые опережают вторых более чем в два раза (см. рис. 5).

Но и этот вывод весьма сомнителен. Его в ходе презентации доклада опроверг представитель одной из российских государственных компаний, начальник департамента стратегического планирования «Газпром нефти» Сергей Вакуленко. По его мнению, некорректно сравнивать ЕВТДА частных и государственных компаний без детального анализа их бизнеса. Например, у Shell объёмы переработки нефти в три раза превышают масштабы добычи, и делить прибыль, полученную в секторе downstream, на количество баррелей извлечённого сырья – мягко говоря, несерьёзно.

К тому же государства используют различные схемы изъятия прибыли у национальных компаний. В одних случаях (например, в России) это происходит через высокое налогообложение, а в других (Малайзия) – через распределение дивидендов. И поэтому размер прибыли – совсем не показатель.

Рис. 5. Чистая прибыль на баррель добытых нефти и газа в 2012 г., долл. США (для совокупной добычи нефти и газа в баррелях нефтяного эквивалента)



Таким образом, в системе доказательств теоремы о том, что приватизация нефтегазового комплекса – путь к эффективному развитию отрасли, всё же имеются существенные пробелы.

Пять идей для России

Не ограничиваясь общими рассуждениями о необходимости «экономической свободы», доклад предлагает присмотреться к пяти конкретным примерам зарубежного опыта, который мог бы пригодиться в нашей стране.

Первый из них – так называемое двухуровневое повышение эффективности. Кидая очередной камень в огород государственных компаний, автор доклада отмечает, что концентрация в их руках лицензий на новые месторождения является одной из серьёзных проблем нефтегазовой промышленности РФ. «Сидя» на этих запасах, госкомпании зачастую не ведут их разработку.

Поэтому предлагается условно разделить существующие месторождения на две группы: «историческое наследие» и «инновационная экономика». Первая группа – наиболее рентабельные запасы с относительно низкочастотной добычей. Многие из них находятся на поздних стадиях разработки, и требуется повышение эффективности эксплуатации. Данные объекты предлагается оставить госкорпорациям.

А месторождения с трудноизвлекаемыми углеводородами, где необходимо применение эффективных управленческих решений и технических инноваций, – отдать частным компаниям. Учитывая, что практически все новые месторождения в России – «трудные», применение подобной схемы означало бы почти полную приватизацию отрасли...

Второе предложение – поэтапное введение нефтяного налога на прибыль (ННП), за что давно ратуют не только частные, но и государственные компании. Как отмечается в докладе, совокупный размер налогов в РФ сегодня составляет 70–80% от прибыли нефтяных компаний. В газовой отрасли уровень обложения несколько ниже, но в настоящее время он повышается. Между тем, во многих промышленно развитых странах, где остальные налоги в целом выше, чем в России, налоговое бремя для предприятий нефтегазовой промышленности не превышает 50%.

Государство в последние годы ввело налоговые каникулы для шельфовых проектов и месторождений с трудноиз-

влекаемыми запасами. Однако это усложняет систему налогообложения отрасли, бюрократизирует налоговое администрирование. Поэтому автор доклада призывает заменить нынешний налог на добычу полезных ископаемых и экспортные пошлины, взимаемые с выручки, единым нефтяным налогом на прибыль. Именно по такому пути пошла в своё время Канада.

Поскольку данный процесс очень непрост, предлагается поэтапный механизм перехода. На первом этапе (около двух лет) ННП может быть незначительным (около 4% от совокупной прибыли). Это позволило бы адаптировать как компании, так и государство к новой системе. А затем ещё в несколько этапов можно будет заменить нынешнюю систему налогообложения на ННП.

Третье предложение – создание сырьевых особых экономических зон (СОЭЗ). Они должны представлять собой экспериментальные площадки, где будут опробованы новые модели регулирования и созданы прецеденты, которые способны использовать в качестве практического примера другие регионы.

Элементами СОЭЗ могли бы быть:

- облегчённая процедура выдачи лицензий на геологоразведку и добычу;
- повышение планки для классификации месторождений федерального значения;
- дополнительные к имеющимся налоговые льготы для проектов, связанных с разработкой технически сложных месторождений (тяжёлая и сланцевая нефть, сланцевый газ и т. д.).

Четвёртое предложение доклада – увеличение производства сжиженного природного газа. Сейчас в России действует только один завод по сжижению «голубого топлива» – на Сахалине. Его объём поставок составляет 10,6 млн т в год. Это всего около 4% от общемирового предложения СПГ и примерно 7% от экспорта «Газпрома». Для сравнения, Австралия планирует к 2020 г. утроить производство сжиженного газа, доведя его до 80 млн т в год. Главная причина отставания России в данной сфере, по мнению П. Казначеева, – неэффективность стратегического планирования и монополизация газового экспорта.

Наконец, пятое предложение – наиболее утопичное, но близкое сердцу простых россиян. Оно касается использования денег, получаемых государством за счёт нефтяного и газового экспорта. *«Если деньги из Стабилизационного фонда*

тратятся на государственные проекты, он превращается просто в дымовую завесу для увеличения госрасходов. Подобная политика вредна по двум причинам. Во-первых, она не даёт фонду решать свою главную задачу – частично выводить из экономического оборота излишнюю денежную массу, особенно в периоды повышения цен на сырьё. Если деньги тратятся немедленно, фонд становится бесполезен в борьбе с “голландской болезнью”. Во-вторых, использование фонда для финансирования прямых государственных инвестиций зачастую приводит к расходование средств на масштабное инфраструктурное строительство и разного рода проекты для повышения престижа государства», – пишет П. Казначеев.

Поэтому он призывает провести в России широкую дискуссию относительно возможности введения Национальных нефтяных дивидендов (ННД) по образцу принятых в штате Аляска. То есть государственные средства, получаемые от налогообложения нефтяного экспорта, предлагается не копить в стабилизационных фондах и других подобных структурах, а... делить между гражданами РФ. Непонятно, правда, как это поможет борьбе с «голландской болезнью», к тому же такая «раздача» неминуемо приведёт к росту инфляции.

Конечно, все эти пять идей подаются как предмет для дискуссии, а не как готовый проект для внедрения. Но их общая направленность очевидна – повышение роли частного бизнеса и сокращение влияния государства на отрасль.

Возможно, некоторые положения доклада кажутся спорными. Но примечателен сам факт того, что в аналитических кругах активизируется интерес к исследованию проблем, связанных с частным нефтегазовым бизнесом. И думается, это можно расценивать как подготовку общественного мнения ко «второй волне» приватизации. Образ частных нефтяных компаний, которым в последнее время чуть ли не детей пугают, необходимо отмыть от толстого слоя негатива, «прилипшего» к нему в период огосударствления отрасли и выхода на авансцену «деприватизированных» корпораций. Только в этом случае можно рассчитывать на то, что они раскроют свой потенциал и так же, как и в передовых странах мира, станут залогом эффективной деятельности нефтегазового комплекса. ■

Скелеты из шкафа «сланцевой революции»

Разработка «нетрадиционных» углеводородов может стать как угрозой для экологии, так и стимулом социально-экономического развития отдельных регионов

Валерий АНДРИАНОВ

В мировой энергетике последние несколько лет прошли под знаком сланцевых нефти и газа. Стремительный рост добычи этих видов сырья в Северной Америке перевернул представления о магистральных путях развития глобального ТЭК, внёс существенные коррективы в структуру мировой торговли энергоносителями, дал мощный импульс нефтегазохимии. Под влиянием успехов США и Канады многие страны – от Китая и Индии до государств ЕС – приступили к разработке собственных планов по добыче сланцев.

В России долгое время относились к «сланцевой революции», мягко говоря, скептически. Многие эксперты и руководители отрасли, вплоть до главы «Газпрома» Алексея Миллера, считали достижения североамериканцев блефом, «мыльным пузырьём», выросшим благодаря стремлению США избавиться от нефтяной и газовой зависимости. При этом подчёркивалось, что залог роста добычи данного сырья – искусственное завышение мировых цен на «традиционные» нефть и газ и огромные льготы со стороны правительств Соединённых Штатов и Канады.

Но, поскольку этот «мыльный пузырь» всё не хочет «сдуваться», а сланцевые проекты уже вплотную подбираются к границам России, в нашей стране также начали раздаваться голоса в защиту данного сегмента ТЭК. Не стоит ли и нам попробовать себя в сфере «нетрадиционных» углеводородов, ведь ресурсы «обычных» нефти и газа хотя и велики, но всё же не безграничны? Однако эксперты, собравшиеся обсудить этот вопрос в рамках «круглого стола» «Социальные и экологические проблемы добычи сланцевой нефти и газа», организованного Аналитическим центром при Правительстве РФ, были практически единодушны: отрицательные последствия такой деятельности явно превысят положительный эффект.

ОПАСНОСТИ НА ВСЕХ ЭТАПАХ

Как отметил, открывая заседание «круглого стола», первый заместитель руководителя Аналитического центра Владислав Онищенко, Россия благодаря своим запасам может стать одним из мировых лидеров по производству нетрадиционных углеводородов. Но надо обращать внимание не только на радужные перспективы, но и на те проблемы, с которыми сталкиваются страны, уже ведущие добычу данных энергоносителей.

«Сланцевая революция» сильно изменила мировые рынки нефти и газа. Но пока не ясно, сколько ещё она продлится, какое влияние окажет на глобальную энергетику и какие риски породит. Несмотря на это многие страны задумываются о реализации проектов в данной сфере. Однако параллельно набирают обороты протестные выступления, связанные с возможными негативными последствиями добычи сланцевых нефти и газа, что в некоторых странах, например во Франции и Болгарии, привело к ограничению или запрету разработки соответствующих месторождений. В других же государствах (в частности, в Великобритании и Польше) пока не обращают особого внимания на протесты экспертов и общественности.

О конкретных негативных последствиях разработки сланцевых месторождений рассказал директор Института экономики природопользования и экологической политики Высшей школы экономики Александр Соловьянов. Он отметил, что если раньше при обсуждении проблем «сланцевой революции» речь шла в основном о ценах на данные энергоресурсы, об их влиянии на мировой энергобаланс и т. д., то ныне на первый план выдвинулись вопросы экологической и социальной безопасности.

Список трагических инцидентов, связанных с добычей сланцевых углеводородов, уже весьма внушителен. Александр Соловьянов озвучил только несколько ярких примеров. Так, в июне 2010 г. в штате Пенсильвания в течение 16 часов из скважины фонтанировала смесь жидкости для гидроразрыва и газа. Общий объём выбросов составил около 133 тыс. литров. В ходе очистки загрязнённой территории было собрано примерно 4 млн литров сточных вод. Стоимость работ превысила 400 тыс. долларов. В июне 2010 г. в Западной Вирджинии во время операции по гидроразрыву произошёл взрыв газа, от которого пострадало семеро рабочих.

Но даже в том случае, когда аварий и пожаров удастся избежать, сланцевые проекты всё равно приносят большой вред окружающей среде практически на всех этапах своей реализации. Так, при разработке сланцевых месторождений требуются гораздо большие объёмы буровых работ, чем при извлечении «традиционных» нефти и газа. А значит, нужна развитая транспортная инфраструктура, чтобы подвозить материалы и увозить сточные воды, продукцию и т. д. В результате наносится огромный ущерб земельным ресурсам.

Согласно подсчётам американских экспертов, при добыче из шести скважин (глубина – 1,2 км, длина – 2 км) при одном гидроразрыве требуется буровая площадка площадью 1,5–2 га, используется от 54 до 174 тыс. м³ воды и 1–3 тыс. м³ химикатов. Разбуривание запасов занимает от 500 до 1500 дней, и в течение всего этого периода должно осуществляться интенсивное движение транспорта.

А по данным британских исследователей, для добычи 9 млрд м³ сланцевого газа в год в течение 20 лет требуются площадь 141–396 км², 495 буровых площадок, 2970 скважин, 26–86 млн м³ пресной воды, 534–1722 тыс. м³ химикатов, от 2,1 до 3,2 млн поездок транспортных средств.

При этом до 80% закачанной в скважину жидкости «выплёскивается» обратно на поверхность вместе со всеми содержащимися в ней химикатами. Это такие высокотоксичные вещества, как уксусный ангидрид, акриламид, окись этилена, формальдегид, янтарный альдегид, метанол, нафталин и многие другие. Всего перечень веществ, используемых для приготовления жидкости гидроразрыва, включает в себя до 700 наименований. И далеко не во всех странах компании раскрывают состав этих добавок. Некоторые из них не только токсичны, но и способствуют развитию рака и возникновению мутаций (например, бензол и окись этилена).

Кроме того, на поверхность выносятся вещества, вымытые из породы. А, например, чёрные сланцы, содержащиеся в американских месторождениях, имеют значительную радиоактивность. В штате Нью-Йорк, в недрах которого находится крупное месторождение сланцевого газа, в подвалах 410 домов был обнаружен радон. Среднее его содержание достигло 326 Бк/м³ при установленном безопасном уровне – 148 Бк/м³. При этом среднее содержание радона в домах США составляет 48 Бк/м³. Известно, что рост данного показателя на 100 Бк/м³ приводит к увеличению заболеваемости раком лёгких на 10%.

Причём вредные вещества, поступающие в атмосферу и водные источники, могут мигрировать на очень большие расстояния. В 2009 г. в Техасе в скважинах питьевого водоснабжения неожиданно был обнаружен шестивалентный хром, в отдельных случаях его концентрация превышала допустимый уровень в 50 раз. Комиссия штата по качеству окружающей среды связала это с бурением сланцевых скважин, которое происходило поблизости.

В 2010 г. в штате Луизиана, вблизи газовой скважины, произошёл падёж скота, причиной которого оказалось появление в источнике воды с исключительно высокой концентрацией хлористого калия.

В мае 2008 г. в штате Колорадо обнаружили интенсивное загрязнение источников питьевого водоснабжения бензолом, причиной которого были расположенные неподалёку буровые площадки. Общий ущерб оценили в 423 тыс. долларов.

Степень загрязнения водных источников в регионах добычи сланцевых углеводородов подчас бывает столь велика, что воду, текущую из крана, можно поджигать. Загрязнение воздуха также приобретает катастрофические масштабы. Доказано, чем ближе к буровой площадке располо-

жен тот или иной населённый пункт, тем выше у местного населения процент заболевания органов дыхания, пищеварения, кровеносной и нервной систем.

УГРОЗА ПРИБЛИЖАЕТСЯ К РОССИИ

Казалось бы, это проблемы самих США и Канады, отдавших предпочтение данному виду энергоресурсов. Однако велик и «глобальный» вред сланцевых проектов, поскольку добыча сланцевых углеводородов сопровождается большими объёмами выбросов парниковых газов, чем извлечение из недр «традиционных» газа и угля.

К тому же сланцевая добыча постепенно приближается к границам России. Осуществление соответствующих проектов планируется в Польше и на Украине. Согласно данным Международного энергетического агентства, Украина обладает запасами сланцевого газа примерно 1,2 трлн м³ (см. табл.). Но, по мнению официального Киева, они гораздо больше: в Днепропетровско-Донецком бассейне содержится 1,3 трлн м³, а в Волыньско-Подольском – 1,4–4,2 трлн м³.

Вблизи от российской границы расположено Юзовское месторождение, освоением которого намерена заняться компания Shell. В начале декабря прошлого года она официально признала факт гидроразрыва на данной площади. Но, по информации экологов, которую сама компания опровергает, гидроразрывы начались ещё в сентябре и носили отнюдь не единичный характер. А поскольку в данном регионе имеется множество трансграничных подземных источников, последствия для России могут оказаться очень тяжёлыми.

Главным объектом загрязнения способна стать река Северский Донец. Она течёт по территории России, потом пересекает Украину и вновь возвращается в РФ. Если начнётся освоение Юзовского месторождения, то забор воды придётся производить именно из неё. Это приведёт к изменению водного баланса региона. А загрязнённую жидкость, которая вышла из недр после гидроразрыва, нужно будет куда-то девать. *«Я не уверен, что украинская сторона сможет обеспечить нормальную очистку сточных вод. В результате наши граждане, которые живут на территории Ростовской области, будут испытывать все последствия загрязнения данного водоёма... Когда речь идёт о добыче сланцевого газа на Украине, мы можем ожидать всего, что угодно, самых крупных неприятностей для России. А если контроль ослабевает, лю-*

бая благородная и достойная компания (в том числе и Shell), естественно, будет халтурить. Когда экономические приоритеты доминируют над другими, в первую очередь страдают природоохранная деятельность и защита здоровья населения», – бьёт тревогу А. Соловьянов.

По его мнению, в отдалённой перспективе освоения сланцевых месторождений избежать невозможно. Но в нынешних условиях на территории густонаселённой Европы, которая в большинстве случаев имеет дефицит водных ресурсов, начинать их разработку нельзя. Технологии постоянно совершенствуются: сокращаются сроки строительства скважин; снижаются объёмы воды, которая используется для гидроразрыва; рассматривается возможность замены пресной воды солёной; появляются методы, предусматривающие закачку в пласт не жидкости, а пропана. И благодаря этому Европа сможет рано или поздно начать эксплуатацию сланцевых ресурсов, но только надо дождаться момента, когда экологические риски снизятся до приемлемого уровня.

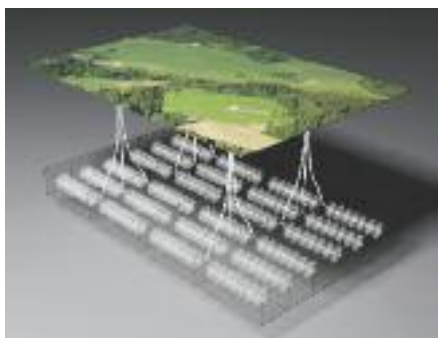
Взрывоопасный груз

Большие риски связаны не только с добычей, но и с транспортировкой сланцевой нефти. Эту тему подробно раскрыл в своём выступлении советник управления научно-исследовательских работ Аналитического центра Алексей Григорьев.

Он напомнил, что с 2008-го по 2012 г. объём добычи нефти в США увеличился на 70 млн т в год. Такой результат был получен в основном за счёт очень резкого наращивания производства сланцевой нефти в Техасе (на 43 млн т в год) и Северной Дакоте (на 25 млн т). В 2013 г. добыча в Северной Дакоте продолжала быстро расти и достигла 50 млн т. Однако формирование всего за пять лет нового мощного нефтедобывающего района было бы невозможно без организации вывоза сырья по железной дороге.

Объёмы железнодорожных перевозок нефти в США увеличились с 0,9 млн т в 2008 г. до 21 млн т в 2012 г. А в прошлом году, согласно предварительным данным, они достигли 35–38 млн т. Аналогичные процессы наблюдаются и в Канаде. Но столь быстрый рост приводит к трагическим последствиям.

Так, 6 июля 2013 г. в канадской провинции Квебек произошло крушение поезда, перевозившего сланцевую нефть из Северной Дакоты. Обычно разлившаяся нефть вызывает загрязнение и редко загорается, но в данном случае прогремел взрыв и воз-



Технически извлекаемые запасы сланцевого газа в мире, млрд м³

Страна	Запасы
Европа	
Польша	5292
Франция	3056
Норвегия	2348
Украина	1188
Швеция	1160
Дания	651
Великобритания	566
Нидерланды	481
Германия	226
Литва	113
Другие	537
Африка	
ЮАР	13725
Ливия	8207
Алжир	6537
Тунис	509
Марокко	311
Северная и Центральная Америка	
США	24395
Мексика	19272
Канада	10980
Азия	
Китай	36082
Индия	1782
Пакистан	1443
Турция	425
Южная Америка	
Аргентина	21904
Бразилия	6395
Чили	1811
Парагвай	1754
Боливия	1358
Уругвай	595
Колумбия	537
Венесуэла	311
Австралия	11206

Источники: Международное энергетическое агентство.

«огненный шторм». В результате погибли и пропали без вести 47 человек, были уничтожены десятки домов, 2 тыс. человек были вынуждены эвакуироваться.

Но власти североамериканских государств не сделали для себя никаких выводов из данного ЧП. И 8 ноября 2013 г. в штате Алабама вновь произошло крушение поезда со сланцевой нефтью, возник

сильный пожар. И лишь благодаря тому, что данная местность – малонаселённая, последствия были минимальными.

30 декабря 2013 г. в результате столкновения двух поездов, один из которых перевозил сланцевую нефть, произошёл очередной сильный пожар, теперь в Северной Дакоте. В условиях сильных морозов пришлось эвакуировать 2400 жителей. После этого дискуссия на тему безопасности перевозок сланцевой нефти активизировалась.

Очередная авария состава со сланцевой нефтью случилась 20 января нынешнего года в Пенсильвании. К счастью, на этот раз из 101 вагона сошли с рельсов только шесть, повреждения цистерн и утечек сырья не возникло.

Конечно, от аварий не застрахован ни один поезд, вне зависимости от того, какой груз он перевозит. Но произведённый в США отбор проб показал, что отдельные партии сланцевой нефти имеют очень высокую пожаро- и взрывоопасность и должны транспортироваться с соблюдением особых мер предосторожности.

В России ситуация с безопасностью железнодорожных перевозок также далека от идеальной. 9 мая 2013 г. на станции Белая Калитва Ростовской области сошла с рельсов 51 цистерна с сжиженным газом, из которых 10 загорелись. Пострадало 52 человека, 18 из них были госпитализированы. Из зоны чрезвычайной ситуации пришлось эвакуировать 3 тыс. человек. А 5 февраля нынешнего года на станции Поздино Кировской области сошли с рельсов 34 вагона с газовым конденсатом, 14 из которых загорелись. В результате пришлось эвакуировать 700 человек. К счастью, обошлось без жертв.

Что из этого следует? Организация масштабной добычи сланцевых нефти и газа потребует не только решения экологических проблем на самих промыслах, но и обеспечения безопасности железнодорожных перевозок в масштабах всей страны. В противном случае последствия могут быть катастрофическими.

«Пугало» для энергетики

Другие участники «круглого стола» отметили и иные возможные негативные последствия добычи сланцевых углеводородов в России. Так, начальник отдела мониторинга и охраны недр Минприроды Константин Ходорович обратил внимание на то, что на карте России чётко чередуются угольные и нефтегазоносные районы. С запада на восток последовательно идут: Волго-Уральский нефтяной

регион – угольный Урал – нефтяная Тюменская область – угольный Кузбасс – нефтяная Восточная Сибирь. И «наложение» на эту картину «нетрадиционных» отраслей ТЭК (подземная газификация, добыча метана угольных пластов, а также сланцевых нефти и газа) таит в себе гораздо большую опасность, чем любой пожар на железной дороге. «На площадях освоения “традиционных” полезных ископаемых появляется “маленький шаловливый и непредсказуемый ребёнок”. Он будет нарушать не только земельные ресурсы, но и структуру недр», – отмечает К. Ходорович. То есть инциденты на «нетрадиционных» промыслах могут обернуться катастрофическими последствиями для уже действующих объектов нефтяной, газовой и угольной отраслей.

Руководитель энергетического отдела «Гринпис России» Владимир Чупров полагает, что вопрос добычи сланцевых углеводородов сильно политизирован, хотя он затрагивает не только экологические, но и экономические интересы России, которые и должны ставиться во главу угла. «“Гринпис” категорически против и сланцевого газа, и сланцевой нефти. Данные проекты должны быть как минимум от-

ложены. А в идеале необходимо найти альтернативные источники энергии. Тем более что переход на сланцевый газ не решает проблему номер один – предотвращение изменения климата. А она признана на высшем политическом уровне, в том числе и в России», – заявил В. Чупров.

Итог дискуссии подвёл руководитель дирекции по стратегическим исследованиям в энергетике Аналитического центра Александр Курдин. Он отметил, что накопившиеся претензии – не к самим сланцевым углеводородам, а к методам их разработки, которые заключаются в сочетании горизонтального бурения и гидроразрыва пласта. И то, и другое не является для России новшеством, поэтому надо ставить вопрос более широко – о безопасности отрасли в целом.

Необходимо также проанализировать, что произойдёт, если мир вовсе откажется от добычи сланцев. Возможно, развитые страны смогут заместить их альтернативными источниками энергии. Но бурно растущие Китай, Индия, а также государства Африки наверняка сделают ставку на уголь. А сжигание угля приводит к ещё большей эмиссии парниковых газов, чем использование сланцевых углеводородов.

В США сейчас завершается масштабное исследование по оценке экономических эффектов добычи сланцевых нефти и газа. И в зависимости от его результатов могут быть приняты соответствующие решения.

Важен и социальный аспект данной проблемы. В связи с окончанием разработки месторождений «традиционных» энергоресурсов – газа, угля и нефти – происходит отток населения из добычных районов и возникают города-призраки. И если мы можем за счёт добычи альтернативных видов сырья продлить их жизнь, то почему этого не делать?

И здесь эксперт, безусловно, прав. Нельзя превращать сланцевые нефть и газ в этикие «пугала» и списывать на них все экологические и социальные проблемы. При разумном подходе они могут стать не только важнейшим видом энергоресурсов, но и стимулом социально-экономического развития отдельных регионов и целых стран, в том числе и России. Однако для этого необходима абсолютная прозрачность всех проектов данной отрасли, что позволит обеспечить надёжный общественный контроль и использовать наиболее эффективные технологии. ■



www.creonenergy.ru

Попутный нефтяной газ 2014 26 марта 2014, Москва

Программа конференции предусматривает обсуждение следующих основных проблем:

- Состояние и перспективы добычи и рационального использования ПНГ в РФ;
- Возможности повышения экономической эффективности различных направлений и технологических решений переработки ПНГ;
- Новые проекты и решения эффективного использования ПНГ;
- Использование ПНГ как одного из основных ресурсов для производства СПГ/КПГ;
- Опыт внедрения технологий полезного использования ПНГ в РФ и за рубежом;
- Комплексное проектирование и обустройство объектов сбора и переработки ПНГ;
- Развитие транспортной инфраструктуры.

Дополнительную информацию о предстоящей конференции можно получить по тел. + 7 (495) 797-49-07 или e-mail: org@creonenergy.ru

Большое будущее для малой нефти?



Независимый сектор разведки и добычи углеводородов в России имеет неплохие перспективы развития

Филипп ВОРОБЬЁВ,
коммерческий руководитель JKH Oil&Gas (Лондон)



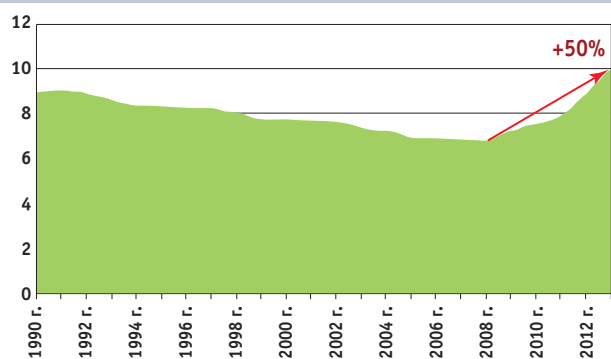
Все уже слышали про «сланцевую революцию» в США, начавшуюся с газа, но уже перекинувшуюся на нефть. Однако, поскольку сегодня становится всё более актуальным вопрос о будущих источниках экономического роста в России, стоит вспомнить о некоторых результатах американского опыта. По данным исследований компании IHS и Университета Perdue, Америке с 2008 г. удалось на 50% увеличить добычу жидких углеводородов (см. рис. 1.). Благодаря этому был создан 1 млн новых рабочих мест и ожидается создание ещё 2–3 млн. Размер прямых инвестиций в данную отрасль в 2012 г. достиг 120 млрд долларов, а её вклад в ВВП составил 450 млрд (2–3%). Какие уроки из этого может извлечь Россия?

Зачем нужны МНК?

Много уже написано о причинах сланцевой революции. Не будем повторяться, но трудно поспорить с тем, что одна из главных составляющих «волшебной формулы» США – сильно развитый сектор независимых (малых и средних) нефтегазовых компаний (МНК). Они являются как главными зачинателями, так и до сих пор главными участниками «сланцевой революции».

Чем вообще занимаются МНК? Их основной вклад приходится на начальную и завершающую стадии разработки нефтегазового региона. Вначале речь идёт либо об открытии нового района добычи, как это было в офшорах Восточной Африки и Восточного Средиземноморья, либо о правильном подборе технологий и ноу-хау для коммерческой разработки

Рис.1. Добыча нефти, конденсата и СУГ в США, млн барр./сут.



Большая доля от прироста добычи в США за последние 5 лет представлена традиционными месторождениями, разработка которых ранее считалась нерентабельной. А главный источник этого «второго дыхания» – МНК.

ранее открытых запасов (наиболее ярким примером служит работа компании Mitchell Energy со сланцевым газом на месторождении Барнет в Техасе).

Но ещё более важна роль малых игроков в так называемых зрелых регионах добычи, где крупные и средние месторождения уже находятся в стадии истощения и остаются либо мелкие залежи, либо запасы, которые значительно сложнее извлекать. Здесь МНК занимаются разработкой малых месторождений, поиском и разведкой небольших структур (что называется wildcatting), восстановлением законсервированных скважин и добычей на поздних стадиях разработки.

Каково преимущество МНК над крупными корпорациями на этих двух стадиях освоения? Если плюсы крупной компании – масштабы и эффективное управление проектами, то малой – специализация, гибкость в планировании, лучший контроль над затратами и иной профиль риска. МНК по определению создаются для того, чтобы что-то делать по-новому!

Давайте вернёмся к примеру США. Роль малых компаний здесь, конечно, очень важна. По данным Drillinginfo, в этой стране действуют более 16 тыс. нефтегазовых предприятий, из них 13 тыс. добывают нефть. И это не только потому, что малый и средний бизнес в принципе доминируют в экономике Соединённых Штатов. Большинство регионов добычи крайне зрелые: открыто порядка 50 тыс. месторождений, пробурено почти 4 млн скважин (в четыре раза больше, чем во всём остальном мире). Ещё одна характерная черта – очень равномерное распределение добычи между всеми категориями компаний (см. рис. 2).

Так, 46% нефти производится предприятиями с общей добычей меньше 50

тыс. баррелей в сутки (2,5 млн т в год). Здесь «мэйджоры» добывают менее 40%, а на знаменитом месторождении Баккен, где началось извлечение сланцевой нефти, – не более 15%! К тому же то, что называется «сланцевой революцией», далеко не только про добычу из сланцевых пород. Большая доля от прироста добычи в США за последние 5 лет представлена традиционными месторождениями, разработка которых ранее считалась нерентабельной. А главный источник этого «второго дыхания» – МНК.

А что же в России? Здесь роль МНК не только мала, но и продолжает снижаться. В 2012 г. добычу нефти в стране вели-

чно торгуют на различных биржах). Но их роль всё менее значима. Ещё десять лет назад МНК добывали в России около 10% нефти, а сейчас их доля сократилась всего до 3% (против почти 50% в США).

А нужно ли России больше МНК? Учитывая уже упомянутую важность малых компаний на поздних стадиях развития нефтегазового региона, этот вопрос можно задать иначе: насколько «зрелая» в РФ нефтедобыча? Если сравнить три главных центра производства нефти – США, Россию и Саудовскую Аравию, имеющие более-менее одинаковые уровни добычи углеводородов, – то можно сделать несколько выводов (см. табл.).

С одной стороны спектра находится Саудовская Аравия, где, как известно, существует всего одна добывающая компания. Зато она демонстрирует потрясающие технические показатели: 3 тыс. скважин дают в среднем более 3 тыс. баррелей в сутки каждая, а уровень обводнения продукции составляет всего 30%. Здесь малые компании не нужны!

Безусловно, Россия ещё значительно «моложе» США, где средний дебит скважины – менее 15 барр./сут. Но по сравнению с остальным миром «седина» очевидна: в РФ относительно низкая добыча на скважину и высокий средний уровень обводнения месторождений. И в последнее время российская нефтяная

Рис. 2. Распределение добычи нефти в США между различными категориями компаний



Сравнение ключевых показателей трёх ведущих стран-производителей нефти (данные за 2012 г.)

	США	Россия	Саудовская Аравия	Мир в целом
Количество добывающих скважин, тыс.	426	139	3,3	859
Добыча на скважину, барр./сут.	13	74	3384	94
Обводнённость скважин, %	87	85	30	75
Количество месторождений в разработке	17000	3000	100	нет данных

Источники: Drillinginfo; OPEC Annual Statistical Bulletin; собственные оценки.

отрасль показывает всё больше признаков старения. Это и продолжающееся падение среднего размера открытых месторождений, и ухудшение качества запасов, и снижение уровня извлечения сырья на новых скважинах, и увеличение обводнения сырья, и, наконец, стремительно растущая себестоимость добычи.

Большие сложности для «малых» компаний

Несомненно, в России имеется огромный потенциал для развития МНК. В первую очередь он сопряжён с более активной разработкой малых месторождений (по российской классификации, это объекты, содержащие менее 15 млн т запасов категорий $C_1 + C_2$). По некоторым данным, в нераспределённом фонде находится 818 таких месторождений. Ещё более 1 тыс. передано в распоряжение нефтяных компаний, но степень их разработки не превышает 5% от начальных запасов (см. рис. 5).

Остаётся гигантский потенциал и для «малой» разведки. Ведь даже в зрелых регионах добычи имеется более 3 млрд т перспективных ресурсов. В России свыше 20 тыс. бездействующих скважин, многие из которых могли бы быть восстановлены. Мало внимания уделяется третичным методам увеличения нефтеотдачи (МУН). Наконец, имеются перспективы добычи всё той же сланцевой нефти.

Но сегодня конкурентоспособность нефтяных компаний определяется не столько размером имеющихся у них ресурсов, сколько уровнем финансовой отдачи на вложенный капитал. И здесь возникают проблемы. Давайте предположим, что кто-то хочет создать МНК в Саратове (см. рис. 6). Если допустить, что затраты на разведку и добычу будут среднеотраслевыми – 11 долл./барр., – то для компании, которая занимается только добычей, при цене нефти 100 долл./барр. возврат на инвестиции будет порядка 7–8 долларов. Учитывая крайне высокие риски нефтя-

Рис. 3. Доля добычи в России по типу компаний (данные за 2012 г.)

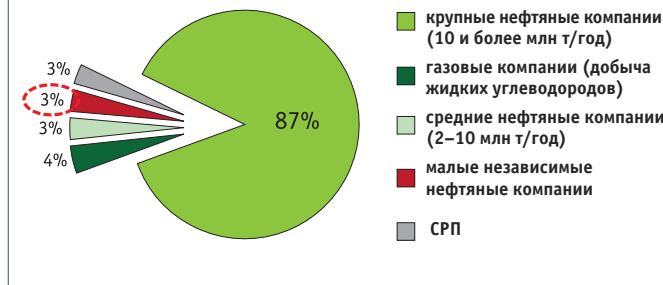
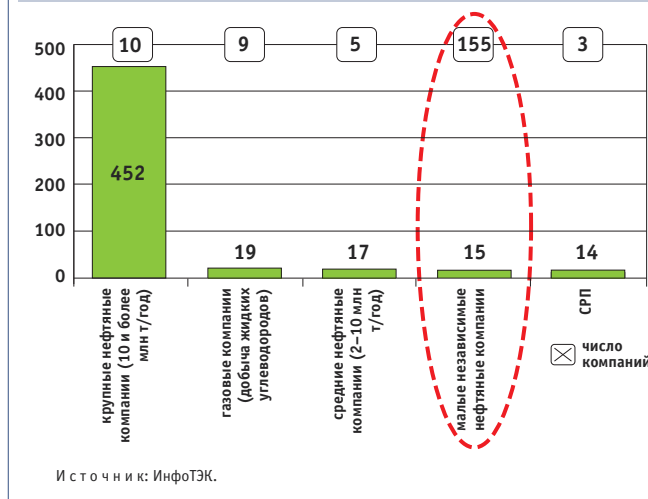


Рис. 4. Распределение годовой добычи нефти в РФ по группам компаний (данные за 2012 г.), млн т



ной отрасли, это очень мало. Мировой опыт показывает, что минимальный уровень, который заставит инвесторов серьёзно задуматься, – 20–30 долларов.

Главная причина относительно низкой привлекательности сектора upstream в России – высокий уровень налогообло-

Упрощение системы технического регулирования, которая сегодня связана с крайне сложными и отнюдь не дешёвыми бюрократическими процессами, также сильно увеличило бы привлекательность малых нефтегазовых активов.

жения. Бесспорно, государство всё чётче осознаёт эту проблему и постепенно вводит всевозможные налоговые льготы для разных типов месторождений, на которых добыча стоит выше среднего показателя. Однако во многих случаях

льгот либо не хватает, чтобы покрыть дополнительные затраты, либо их применение затруднено.

Другой ключевой момент связан с тем, что интегрированная экономика нефтяной отрасли в России вообще иная, чем для чистой разведки и добычи. Для вертикально интегрированных компаний (ВИНК), у которых имеются нефтеперерабатывающие мощности, региональные системы трубопроводов и часто дополнительные региональные налоговые льготы, добыча оказывается значительно рентабельней, чем для малых предприятий. Этим и объясняется уменьшение роли МНК – их просто скупают крупные компании, а новые «независимые» появляются всё реже.

Но одной экономикой проблемы МНК не объяснить. Структура и «менталитет» отрасли, а также институциональные факторы также играют свою роль. Сегодня ВИНК скупают МНК и занимаются освоением многочисленных малых месторождений наряду с реализацией гигантских проектов. Это обусловлено тем, что рост добычи служит в РФ главной мерой успеха (более важной, чем исключительно финансовые результаты!). Так о какой оптимизации портфеля активов может идти речь? Да и кому эти малые месторождения продавать?

В то же время концентрация добычи ведёт к ограничению возможностей сектора нефтесервиса (кстати, ещё один важнейший элемент «сланцевой революции» – высокий уровень качества всех сервисных услуг). Чем меньше клиентов на услугу, тем меньше предложение, ниже качество и выше цена. В России это является ключевым ограничением для МНК, особенно для тех, которые работают не в Западной Сибири, где сервис наиболее развит.

И наконец, нельзя не упомянуть о системе регулирования отрасли государством. Сегодня она в большой степени ориентирована на крупные компании. Лицензирование и получение различной разрешительной документации являются сложными бюрократическими

процессами. ВИНК имеют в своем составе целые департаменты, отвечающие за взаимодействие с государством на всех уровнях, а для МНК это гораздо сложнее.

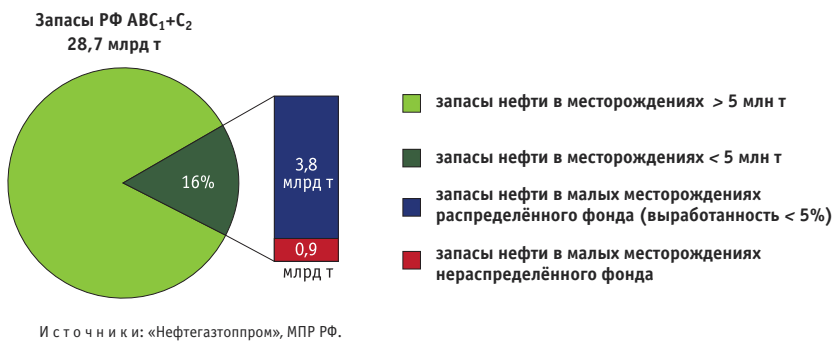
От государства ждут стимулов

Итак, не секрет, что активность независимого сектора разведки и добычи в РФ падает. Яркий показатель этого – резкое сокращение количества успешных аукционов по выдаче лицензий на разведку и добычу (см. рис. 7). Что можно сделать в данной ситуации, как стимулировать развитие МНК? Конечно, очень многое упирается в государственную политику в отрасли.



A nadarco

Рис. 5. Доля запасов малых месторождений в нераспределённом фонде



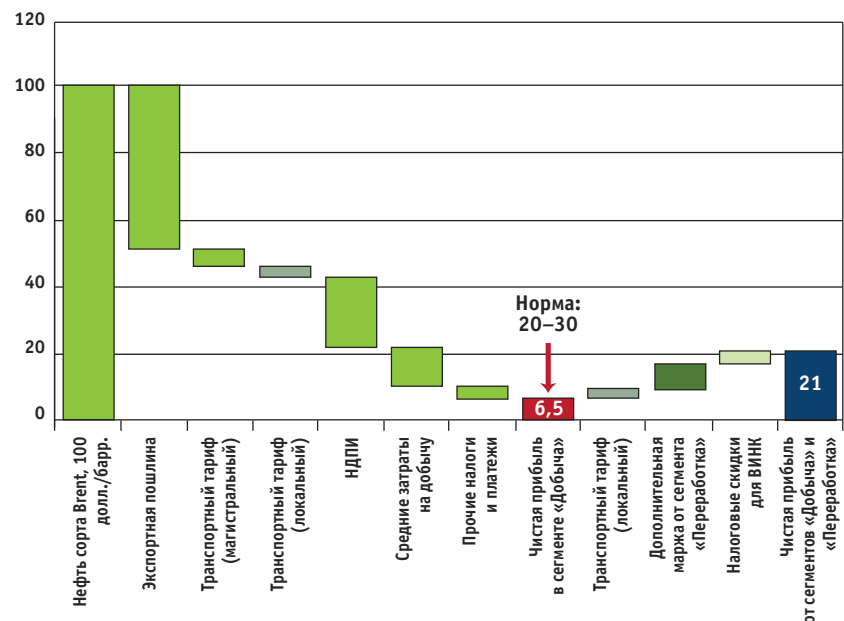
ми бюрократическими процессами, также сильно увеличило бы привлекательность малых нефтегазовых активов. И наконец, серьёзным сигналом со стороны государства послужили бы сдвиги в сторону более гибкой схемы лицензирования для создания вторичного рынка лицензий на разведку и добычу.

Тема сложностей для МНК в России отнюдь не новая. Всевозможные инициативы с целью стимулирования этого сектора рассматривались госорганами на протяжении практически всего существования российской нефтяной

В первую очередь в дальнейшем совершенствовании нуждается система налогообложения. И речь здесь не только о высоких налогах на добычу, хотя расширение льгот для различных типов нефтяных залежей – самый быстрый способ повысить привлекательность «малой» нефтедобычи для инвестора. Но стоит серьёзно подумать и о льготировании поиска и разведки (например, через вычет затрат на эти виды деятельности из НДС). Ещё важнее, хотя и сложнее, найти новые подходы к налогообложению в принципе. Ведь налогообложение прибыли – гораздо более гибкий механизм, чем НДС, несмотря на то что в российских реалиях его применение сопряжено с рядом сложностей. Возможно, пилотные проекты в зрелых регионах добычи (где и работают МНК и где низкие уровни добычи минимизируют риски для бюджета) позволят обкатать подобные механизмы.

Упрощение системы технического регулирования, которая сегодня связана с крайне сложными и отнюдь не дешёвы-

Рис. 6. Структура расходов и прибыли нефтедобывающих проектов на примере Саратовской области, долл./барр.





промышленности. В 2011 г. Владимир Путин (на тот момент – премьер-министр) заявил: «Первоочередная задача правительства РФ – создать условия малому и среднему бизнесу в нефтяной сфере». Но напомнив о бюджетных проблемах, он добавил, что при таких обстоятельствах «рука не поднимается понизить налогообложение на нефтяную сферу даже для малых предприятий».

Из сказанного можно сделать два вывода, актуальных для существующих и потенциальных инвесторов малого нефтегазового бизнеса. С одной стороны, сколько бы ни делалось заявлений о важности развития малого и среднего бизнеса в России, наивно ожидать серьёзных изменений государственной политики по отношению к МНК. Нефтегазовая промышленность – не только стратегически важная сфера, она является основой российской экономики и главным источником пополнения бюджета. Это значит, что, пока её ключевые показатели – уровень добычи и объём финансовых поступлений в казну – не падают, подходы к её регулированию радикально меняться не будут. Ориентир как был, так и остаётся – крупные нефтегазовые компании.

С другой стороны, постепенное изменение государственной политики по отношению к НГК в целом может принести хорошие новости малым компаниям. Примером этого явилось долгожданное рассекречивание информации о запасах

чтобы стимулировать освоение всё более трудноизвлекаемых запасов (включая сланцевую нефть), не уменьшая при этом вклада отрасли в бюджет? Речь идёт о планах понижения экспортной пошлины на нефть (а значит, о повышении внутренних цен) и её увеличения – на продукты нефтепереработки (в первую очередь на мазут) после завершения программы модернизации НПЗ в 2015–2016 гг. Тем самым крайне высокая маржа переработки в России будет снижена. Такой сдвиг, с одной стороны, повысит экономическую привлекательность разведки и добычи (если, конечно, вся разница не будет изъята через повышение НДС), а с другой стороны, поможет выравнять правила игры для малых компаний и ВИНК.

В заключение вернёмся к тому, с чего начали, – что сейчас происходит в США. Каковы всё же уроки для России? Их несколько.

Во-первых, несмотря на лидирующие позиции ВИНК в России, сегодня геологические и экономические факторы, обусловленные переходом большей части нефтегазоносных провинций на «зрелую» стадию освоения, в конце концов, работают на малые компании. Ведь именно они способны эффективно разрабатывать всё более сложные, мелкие и разнородные запасы и ресурсы нефти.

Во-вторых, проблемы развития нефтегазового комплекса, создания инновационной экономики и повышения роли малого бизнеса хоть и активно обсуждаются сегодня в России, но по отдельности. А они связаны. «Сланцевая революция» показала связь между ними. Их комплексное решение дало бы огромный синергетический эффект для экономики в целом.

И в-третьих, начиная разрабатывать в России запасы сланцевой нефти и низкопроницаемые коллекторы, стоит помнить про ключевую роль малых нефтяных компаний в «сланцевой революции». Ведь крупные международные корпорации ещё не доказали, что могут эффективнее работать с нетрадиционной нефтью, особенно за пределами США. ■

Рис. 7. Количество проведённых в 2006–2012 гг. аукционов и тендеров



нефти и попутного газа в России в прошлом году. План перехода после 2016 г. на новую классификацию запасов, включающую экономические показатели, также может помочь инвесторам «малой нефти».

Но ключевым фактором остаётся дальнейшее развитие системы налогообложения в отрасли. Здесь главный вопрос – насколько государство готово перенести налоговое бремя с добычи на переработку,

offshore
marintec
RUSSIA

Российская специализированная выставка и конференция
по судостроению и развитию инфраструктуры континентального шельфа

OFFSHORE MARINTEC RUSSIA

7-10 октября 2014

— Санкт-Петербург —

www.offshoremarintec-russia.ru



Контакты Тел./ Факс: (812) 320 9660, (812) 320 8091
E-mail: frolova@restec.ru

Организаторы



ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
РЕСТЭК®

Наши мероприятия



ENERGY
FORUM
2014

Территория энергии

Тюменская область активно развивает новые проекты в сфере добычи, переработки углеводородов и нефтяного машиностроения

Тюменская область является одним из ведущих нефтегазовых регионов страны. Её сырьевые и топливно-энергетические ресурсы на протяжении уже нескольких десятилетий обеспечивают энергетическую безопасность страны, необходимую базу для дальнейшего развития хозяйственного комплекса и устойчивый экспортный потенциал. Основная добыча углеводородов Тюменской области приходится на северные автономные округа – ХМАО-Югра и ЯНАО. Однако в последнее время нефтяные компании отдают предпочтение югу региона.

О том, какая ситуация складывается в нефтегазовом комплексе Тюменской области, журналу «Нефть России» рассказал глава этого региона Владимир ЯКУШЕВ.



– За время Вашей работы на посту губернатора Вы приобрели богатейший опыт управления регионом. На что в первую очередь Вы обращаете внимание в своей деятельности?

– Один из главных принципов работы – это системность, последовательность, стремление ориентироваться не на сиюминутный результат, а на долгосрочную перспективу. Как показывает опыт, именно такие решения становятся в итоге наиболее продуктивными. Большое значение имеет и правильно проведенная информационно-разъяснительная работа. Люди должны понимать, почему власть сделала тот или иной шаг, а задача любого представителя властных структур – не отмахиваться от людей, а обсуждать проблемы, сообщая о решениях.

Регион – это сложный организм, и при принятии решений надо стараться учесть все факторы и возможные результаты. Эталоном системности в управлении для меня является программно-целевой метод, который мы стремимся внедрить во все сферы управления регионом.

Ещё один очень важный для меня принцип – отвечать за свои слова. Если

взяты обязательства – надо их выполнять. Да, обстоятельства не всегда полностью зависят от нас: бюджет может поменяться, где-то по объективным причинам может произойти задержка, потребоваться дополнительное время.

Наконец, достаточно простой принцип: «доверяй, но проверяй». Должен существовать определённый уровень доверия, потому что ни заместитель губернатора, ни руководитель департамента, если им не доверять, качественно работать не смогут. Но и контроль должен быть, так как полное его отсутствие ни к чему хорошему не приводит. Баланс между «доверяй» и «проверяй» необходимо выдерживать.

– Какие отрасли в Тюменской области развиваются сегодня наиболее активно?

– У нас многоотраслевая экономика. Важное место в ней занимает промышленный комплекс. Во многом благодаря приходу в производственный сектор новых инвесторов промышленность области в последние годы демонстрирует стремительные темпы роста (за пять лет её продукция увеличилась почти вдвое)

и является основным драйвером развития экономики.

По итогам 11 месяцев 2013 г. индекс промышленного производства составил около 118%. Высокие результаты достигнуты в основном за счёт работы новых предприятий.

Хорошими темпами развивается и наш агропромышленный комплекс. Тюменские земледельцы стабильно выращивают высокие урожаи. Сегодня перед ними стоит другая задача – научиться эффективно перерабатывать и продавать готовый продукт.

Постоянно высоки объёмы работ в жилищном строительстве. В первом полугодии мы ввели 711 тыс. м² жилья, а в целом за год, по предварительным подсчётам, более 1 млн 300 тыс. м².

Среди отраслей промышленности наиболее активно развивалась добыча полезных ископаемых, возросшая с 2007-го по 2012 год почти в 5 раз. Это произошло за счёт реализации Уватского проекта. Обрабатывающий сектор вырос в целом на 65%, производство и распределение электроэнергии, газа и воды увеличилось на 14,5%.

– Какое место в экономике Тюменской области занимает нефтегазовый комплекс?

– Вот уже полвека Тюменская область для всего мира – это, прежде всего, нефтегазовый бренд. И сегодня предприятия ТЭК играют значимую роль как в структуре промышленного производства, так и в формировании доходной части нашего бюджета.

Как я уже сказал, нефтедобыча в последние годы является одним из наиболее активно растущих секторов промышленности – практически ежегодно вводятся новые месторождения. За 10 месяцев 2013 г. добыто 8 млн т. Для сравнения, за весь 2008 г. было произведено менее 1,5 млн т.

Более того, регион обладает значительным потенциалом для наращивания нефтедобычи. В Уватском районе «Роснефть» ведёт активные работы на новых место-



Антипинский НПЗ

рождениях, осуществляет геологоразведку. Мы рассчитываем, что в результате в области будет создана нефтедобывающая инфраструктура с объёмами производства свыше 15 млн т ежегодно.

За несколько лет регион ощутил масштабный экономический и социальный эффект от Уватского проекта. В его реализации задействованы более 8 тыс. человек. Мы получили возможность рациональнее эксплуатировать нефтяные месторождения, применять самые современные технологии, создавать новые рабочие места, увеличивать объёмы промышленного производства (в первую очередь, в машиностроении, строительной индустрии, лесной отрасли).

Расчёты показывают, что сохранение действующих условий реализации Уватского проекта позволит компании «Роснефть» в ближайшие 20 лет добыть более 100 млн т нефти и обеспечить уплату как минимум 1 трлн рублей налогов в бюджетную систему РФ.

Стоит также отметить, что в последние годы в Тюменской области сформирован и нефтесервисный кластер. В него входят «Нефтемаш», «Сибнефтемаш», «Газ-

ТурбоСервис», завод «Электрон», а также мировые лидеры в сфере нефтесервиса – Halliburton, Schlumberger и Baker Hughes. Они выпускают оборудование для бурения скважин, разрабатывают IT-решения для данной отрасли. Правительство региона оказывает поддержку инвестиционным проектам в этой сфере, понимая, что без подобных услуг невозможно полноценное развитие нефтедобычи, а значит – и нефтепереработки.

Кроме того, Тюменская область – исторически сложившийся крупнейший центр нефтегазового образования и науки, включающий в себя учебные заведения и научно-исследовательские институты ведущих нефтегазовых компаний.

– Насколько богата тюменская земля полезными ископаемыми?

– Основу минерально-сырьевого комплекса в нашем регионе составляют залежи нефти, газа и месторождения твёрдых полезных ископаемых: кирпичные и керамзитовые глины, суглинки, строительные и формовочные пески и супеси, циркон-ильменитовые россыпи, торф, сапропель и т. д.

Тюменская область располагает значительными ресурсами углеводородного сырья. В данный момент на её территории 15 компаний осваивают 32 лицензионных участка, содержащих нефть и газ. Открыто 38 месторождений углеводородов. Прогнозные ресурсы составляют около 1,8 млрд т н. э.

Кроме того, на территории области выявлено более 400 месторождений и проявлений общераспространённых полезных ископаемых. Эти природные богатства колоссальны, и наша задача – очень бережно и эффективно их использовать на благо экономики и людей, живущих на тюменской земле.

– С какими основными проблемами сталкивается нефтегазовый комплекс возглавляемого Вами региона?

– Сразу нужно указать, что у нас в области представлены в основном месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Они, к сожалению, не столь привлекательны для инвестиций. Исходя из этого проблемными для нашего региона остаются вопросы отсутствия налоговых льгот, покрывающих дополнительные за-

траты компаний и стимулирующих их к внедрению современных инновационных технологий, а также вопросы привлечения дополнительных инвестиций в отрасль с целью проведения геологоразведочных работ.

Имеется потребность в совершенствовании системы лицензирования, развитии нефтесервисных услуг, предоставляемых отечественными компаниями. Актуальной остаётся задача эффективно использовать попутного нефтяного газа.

Но проблемы для того и существуют, чтобы их решать. Мы не стоим на месте. Учитывая положительный опыт, накопленный за время реализации Уватского проекта, правительство области планирует

создание нового аналогичного территориально-производственного кластера, который объединит группу лицензионных участков и месторождений углеводородов, расположенных в Тобольском, Вагайском и Уватском районах (так называемый Тобольский проект).

Этот проект планируется реализовать с привлечением одной или нескольких компаний. Его цель – создание общей инфраструктуры, позволяющей эффективно разрабатывать низкорентабельные в настоящий момент нефтяные залежи с применением инновационных технологий в бурении, освоении и добыче нефти.

– Каким образом вы взаимодействуете с нефтегазовыми компаниями, работающими в области?

– Областное правительство выстраивает свою работу так, чтобы сконцентрировать усилия на приоритетах и реально повысить эффективность региональной экономики. Государственная поддержка оказывается инвесторам вне зависимости от отрасли или сферы деятельности.

Что касается непосредственно нефтегазового сектора, то продукция, произведённая в Тюменской области, может быть на 5% выгоднее продукции конкурентов, поскольку регион компенсирует нефтегазовым компаниям, работающим в Российской Федерации, 5% стоимости оборудования, заказанного у тюменских предприятий.

Мы поддерживаем компании отрасли и в рамках заключённых соглашений о



Губернатор Тюменской области Владимир Якушев и президент ОАО «Роснефть» Игорь Сечин подписывают соглашение о сотрудничестве между регионом и компанией

Уверен, что подписанное соглашение станет основой для укрепления взаимовыгодного партнёрства между нашим регионом и «Роснефтью», послужит выстраиванию долговременного сотрудничества в самых разных сферах – от развития производства до реализации совместных социальных проектов.

сотрудничестве. Так, совсем недавно подписали договор с «Роснефтью» о дальнейшей реализации инвестиционного проекта «Обеспечение развития нефтедобывающего комплекса в Тюменской области путём вовлечения в разработку низкорентабельных и высококорисковых запасов» (Уватский проект), а также программ, направленных на поддержку и развитие научно-технического потенциала и инфраструктуры области.

Крупнейшая нефтяная компания России планирует оказывать поддержку в реализации региональных социальных программ, развивать взаимодействие с высшими учебными заведениями, способствовать надёжному и бесперебойному обеспечению наших потребителей горюче-смазочными материалами и нефтью для отопительных и иных нужд.

Уверен, что подписанное соглашение станет основой для укрепления

взаимовыгодного партнёрства между нашим регионом и «Роснефтью», послужит выстраиванию долговременного сотрудничества в самых разных сферах – от развития производства до реализации совместных социальных проектов.

Добавлю, что в регионе введены налоговые преференции для компаний, осуществляющих инвестиционные проекты, в форме льготы по уплате налога на прибыль организаций в части, подлежащей зачислению в бюджет области.

Мы прислушиваемся к нашим партнёрам. Работаем в режиме диалога. Здесь могу отметить важную роль ежегодного Международного тюменского инновационного форума «НЕФТЬГАЗТЭК». Он является весьма авторитетной дискуссионной площадкой, где происходит выработка механизмов инновационного развития отраслей ТЭК, а его решения востребованы профессиональным сообществом.

Мы открыты для разного рода дискуссий. Например, в рамках проекта «Губернаторские чтения» с участием ведущих российских специалистов проходит цикл публичных лекций, выступлений и обсуждений, посвящённых различным аспектам российской модернизации применительно к региональной специфике и в первую очередь вопросам топливно-энергетического комплекса. Цель проекта – в конструктивных спорах о будущем выбрать верную стратегию развития.



Президент компании «СИБУР» Дмитрий Конов демонстрирует президенту России Владимиру Путину мощности пущенного в эксплуатацию завода «Тобольск-Полимер»

– Какую роль играет переработка углеводородного сырья в экономике региона?

– Это одно из стратегических направлений. Его перспективы и преимущества определены относительной близостью крупнейших в России районов добычи углеводородов. Но ещё несколько лет назад Тюменская область не имела мощностей по переработке нефти. В 2006 г. была запущена первая технологическая очередь Антипинского НПЗ. В настоящее время предприятие может перерабатывать свыше 4 млн т сырья в год.

Антипинский НПЗ является одним из двух крупных нефтеперерабатывающих заводов, построенных в России «с нуля» за последние 30 лет. Предприятие продолжает активно развиваться – ведётся сооружение третьей очереди. Ввод в эксплуатацию будет осуществляться поэтапно в течение 2014–2016 гг. Уже с 2014 г. заработает третья установка по первичной переработке нефти, что увеличит мощности НПЗ до 7,5 млн т. Планируется создание установок по выпуску высокооктановых бензинов, металлургического кокса и ряда других новых видов продукции.

В целом создание третьей очереди позволит гарантированно обеспечивать нефтепродуктами Тюменскую область и осуществлять поставки в другие регионы и на экспорт, повышать качество выпускаемого топлива до стандарта Евро-5, а глубину переработки сырья до 94%.

Большие перспективы связаны с нефтехимией, базирующейся на переработ-

ке широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ), получаемой из попутного нефтяного газа и газового конденсата. На предприятии «Тобольск-Нефтехим», входящем в «СИБУР Холдинг», в 2011 г. завершён проект по модернизации действующей центральной газодиффузионной установки (ЦГДУ) с увеличением её мощности до 3,8 млн т ШФЛУ в год. В настоящее время активно ведётся строительство второй ЦГДУ производительностью 2,8 млн т. Для обеспечения «Тобольск-Нефтехима» сырьём «СИБУР» ведёт строительство нового продуктопровода, связывающего предприятия по переработке ПНГ и газового конденсата в ЯНАО и ХМАО-Югре с Тобольской промышленной площадкой.

Важнейшей задачей является не столько увеличение объёмов первичной переработки сырья, сколько повышение её глубины, создание нефтехимических производств высоких переделов, освоение выпуска новых видов продукции.

В 2013 г. в Тобольске «СИБУР» ввёл в эксплуатацию крупнейший в России и один из крупнейших в мире комплекс по выпуску полипропилена – «Тобольск-Полимер» – мощностью 500 тыс. т в год. Это позволит России не только полностью покрыть потребности в основных марках полипропилена, но и стать крупным экспортёром данной продукции. Кроме того, ввод этого производства будет стимулом для развития малого и среднего бизнеса – по всей России появятся новые предприятия по выпуску

различных видов продукции из полимерных материалов.

Компания «СИБУР» рассматривает возможность реализации в Тобольске ещё более масштабного проекта – строительства комплекса производств, основанных на пиролизе углеводородного сырья, с выпуском этилена, полиэтилена и другой химической продукции (рабочее назва-

Важнейшей задачей является не столько увеличение объёмов первичной переработки сырья, сколько повышение её глубины, создание нефтехимических производств высоких переделов, освоение выпуска новых видов продукции.

ние проекта «ЗапСибНефтехим»). В случае положительного решения и осуществления данных планов Тюменская область станет центром нефтехимии мирового уровня.

– Какие основные инвестиционные проекты планируются в Тюменской области?

– Чтобы поступательно развиваться и обеспечить стабильность в социальной сфере, мы нуждаемся в кратном увеличении промышленного потенциала. Если не будет работать экономика, то говорить о реализации каких-то социальных проектов не придётся – это аксиома.

Считаю, что мы неплохо раскрутили инвестиционный маховик. Об этом свидетельствует то, что инвесторы сами приезжают к нам с конкретными проектами. Так, в 2012 г. объём инвестиций в основной капитал составил 204 млрд рублей (103% по отношению к предыдущему году). По предварительной оценке, объём вложений в 2013 г. возрос до 223 млрд рублей.

Во втором полугодии 2013 г. и в первом полугодии 2014-го в регионе открывается 16 новых промышленных производств, из которых три проекта имеют федеральный масштаб, а пять заводов созданы компаниями с иностранным капиталом. Это 4 тыс. новых рабочих мест, причём высокопроизводительных и, соответственно, высокооплачиваемых. Другими словами, это настоящая волна индустриализации в Тюменской области.

За последние годы реализован целый ряд новых инвестиционных проектов, а также заложен фундамент для создания

и развития новых отраслей: нефтепереработки, глубокой переработки ШФЛУ, металлургии, стекольной промышленности, производства строительных материалов, нефтегазового машиностроения, деревообработки.

Кроме того, в последний год большое внимание уделяли работе с инвесторами в сфере переработки продукции АПК. Сейчас девять крупных проектов уже реализуются либо входят в стадию реализации. Ещё пять в проработке. Если всё получится, то у Тюменской области появится целый комплекс новых современных высокотехнологичных производств: лизин, солод, рыбозаводство и рыбопереработка, переработка молока, торфа, промышленное производство овощей и новые технологии в традиционных сферах животноводства. Это повлечёт повышение эффективности данных отраслей.

Отмечу, что у нас налажена система административного сопровождения инвестиционных проектов, в частности разработан реестр муниципальных земельных участков. В нём содержится более 200 участков, предлагаемых инвесторам. По каждому из них предоставлен предварительный расчёт стоимости подключения к сетям, а также цены аренды и выкупа участка.

Инвестор может ознакомиться более чем со 100 предложениями в разных отраслях экономики региона. И по каждому из них мы в состоянии предоставить подробную информацию. Кроме того, мы готовы рассматривать другие предложения и содействовать их реализации.

Благоприятная экономическая конъюнктура, инфраструктура поддержки и защиты инвестиций, готовность правительства Тюменской области помогать в реализации проектов – всё это говорит в пользу инвестиций в наш регион.

– Какие меры, на Ваш взгляд, надо принять для развития нефтегазовой промышленности в регионе?

– Отталкиваясь от обозначенных проблемных вопросов, можно говорить и о мерах, необходимых для их решения. Даже нужно говорить.

На сегодняшний день требуются налоговые льготы, хотя бы частично покрывающие дополнительные затраты компаний и стимулирующие их к внедрению современных инновационных технологий, разработке трудноизвлекаемых запасов, применению методов увеличения нефтеотдачи. Без этого очень проблематично привлечь дополнительные инвестиции.

Вместе с тем необходимы постоянный мониторинг разработки месторождений углеводородов, введение налоговых и административных санкций за нарушение проектных решений. Нужны также полигоны для апробации новых технологий в области бурения, интенсификации добычи, увеличения нефтеотдачи и подготовки высокообводнённой нефти.

Считаю, что назрела необходимость разработки и принятия на федеральном уровне стратегии комплексного освоения ресурсной базы Западной Сибири до 2050 г., а также повышения инвестиционной привлекательности «малых» месторождений путём выдачи единой лицензии на группу (кластер) близко рас-

Благоприятная экономическая конъюнктура, инфраструктура поддержки и защиты инвестиций, готовность правительства Тюменской области помогать в реализации проектов – всё это говорит в пользу инвестиций в наш регион.

положенных участков для их поэтапного освоения.

Нужно объединить научно-исследовательские и научно-образовательные ресурсы региона для решения вопросов нефтегазодобычи, улучшения подготовки кадров для отрасли, формирования современной модели развития нефтесервиса.

Надо стимулировать интерес нефтяных компаний к малым и средним сервисным предприятиям, передачу им на аутсорсинг таких видов деятельности, как разработка проектных документов, обустройство буровых площадок и месторождений, проведение рекультивационных работ, создание и внедрение технологий улучшения эксплуатационных свойств оборудования нефтесервиса.

В этой работе нет мелочей, следует учитывать каждое предложение, поступающее от профессионального сообщества, и всемерно способствовать улучшению инвестиционного климата.

– Инновационное развитие ТЭК, с Вашей точки зрения, – это миф или реальность? Как Тюменская область движется в данном направлении?

– Топливо-энергетический комплекс уже сейчас является одним из крупнейших потребителей инноваций. Более того, по мере исчерпания относительно легкодоступных запасов углеводородного сырья и увеличения доли трудноизвлекаемых ресурсов потребности нефтегазовых компаний в применении инновационных технологий, оборудования и материалов будут неизбежно возрастать.

Как уже отмечалось, «Роснефть» реализует в регионе Уватский проект по освоению новых месторождений нефти. При их обустройстве и эксплуатации применяются современные инновационные материалы, оборудование и технологии.

Регион не только потребляет инновации, но и создаёт их. У нас имеется «Западно-Сибирский инновационный центр» (Тюменский технопарк), одним из основных направлений деятельности которого является разработка инноваций для нужд нефтегазового комплекса.

Функционируют также НИИ и проектные институты, специализирующиеся в данной сфере, в том числе входящие в структуру нефтегазодобывающих компаний, а также технопарки и центры при ведущих вузах региона. Лидерами тут являются Тюменский государственный университет и Тюменский государственный нефтегазовый университет. В них сосредоточены высококвалифицированный кадровый потенциал и современная лабораторная база, необходимые для проведения и сопровождения научных исследований. Активно развиваются технопарки.

– Каким Вы видите будущее Тюменской области?

– Тюменская область, как и вся Российская Федерация, часть глобального мира. А он вступил в полосу потрясений и перемен. Эти бури затрагивают и нас. По целому ряду причин ресурсный, в том числе бюджетный, потенциал области ожидает серьёзное сжатие. Но я не вижу в этом повода для пессимизма и пассивности. Напротив, именно в такие исторические моменты люди и народы мобилизуются, открывают в себе новые силы и способности, закладывают фундамент для будущих побед. Я убеждён, что тюменцы способны преодолеть все трудности и выйти на новые горизонты. Именно активность и сотрудничество людей я считаю нашим важным достоянием, которое обеспечит Тюменской области достойное будущее.

Беседовал Дмитрий ГУРТОВОЙ

**ХII МОСКОВСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ**



**XII MOSCOW
INTERNATIONAL
ENERGY
FORUM**

ТЭК РОССИИ В XXI ВЕКЕ

**21 - 23 АПРЕЛЯ 2014 г.
МОСКВА, ГОСТИНЫЙ ДВОР**

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

**10 МЕЖДУНАРОДНЫХ
КОНФЕРЕНЦИЙ**

**IX МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА**

3000 УЧАСТНИКОВ

**120 УНИКАЛЬНЫХ
ДОКЛАДОВ**

**2500 МЕТРОВ
ЭКСПОЗИЦИИ**

**Институциональные условия и стратегические меры
повышения конкурентоспособности российского ТЭК**



РЕГИСТРАЦИЯ:

**119019, Москва, а/я 76
Тел./факс: +7 (495) 664-24-18
info@mief-tek.com**

www.mief-tek.com

14+

ОРГАНИЗАТОРЫ

**Комитет Совета Федерации
по экономической политике**

**Комитет Государственной Думы
по энергетике**

**Министерство энергетики
Российской Федерации**

**Министерство иностранных дел
Российской Федерации**

Государство должно озвучить приоритеты

Для успешной конкуренции с зарубежными компаниями российским машиностроителям нужны инвестиции и правительственная поддержка

В нынешнем году в российском нефтегазовом комплексе ожидается реализация ряда крупных проектов. Так, «Газпром» и «Роснефть» обещают начать масштабную геологоразведку на арктическом шельфе, намечается пуск в эксплуатацию Киринского месторождения в Охотском море, намечается интенсивная разработка запасов Восточной Сибири. Но какой эффект это окажет на российское нефтегазовое машиностроение? Смогут ли предприятия данной отрасли использовать упомянутые проекты в качестве импульса для своего развития, или же опять ставка будет сделана на зарубежные технологии и оборудование. На эти вопросы отвечает член Президиума Союза производителей нефтегазового оборудования (СПНГО), генеральный директор ООО «Центр нефтегазовых исследований и технологий» Валерий ЭПШТЕЙН.



– Валерий Ефимович, как бы Вы могли оценить итоги деятельности предприятий-производителей нефтегазового оборудования в 2013 г.?

– Первая половина года складывалась для производителей оборудования достаточно нервно. Был очевиден определённый застой на рынке. К счастью, во второй половине 2013 г. многие предприятия значительно пополнили свои портфели заказов.

– В каких сегментах нефтегазового машиностроения, на Ваш взгляд, отечественные предприятия наиболее конкурентоспособны?

– Наибольшую конкурентоспособность в первую очередь демонстрируют производители бурового оборудования – буровых установок, труб нефтяного сортамента, долот, забойных двигателей. Но мы отстаём в сфере высококачественного противовыбросового оборудования, оборудова-

ния для гидроразрыва пластов, морской нефтегазодобычи, систем верхнего привода, телеметрических систем и средств механизации.

Чтобы догонять и перегонять, нужны инвестиции в развитие. Необходимо целенаправленное государственное стимулирование любых процессов, связанных с разработкой и внедрением инновационной продукции. Здесь важны и налоговые льготы, и расстановка приоритетов в пользу отечественной промышленности, и политика по импортозамещению.

– Как повлияло на деятельность российских предприятий нефтегазового машиностроения вступление нашей страны в ВТО?

– Это не оказало значительного влияния на внутренний рынок. В первую очередь потому, что он практически никак не был защищён и до вступления нашей страны в эту уважаемую организацию. Равным

образом не наблюдается какого-либо положительного влияния этих обстоятельств на экспортные возможности наших машиностроительных предприятий.

– В течение последних лет большой проблемой является засилье относительно дешёвой китайской техники. Насколько эта угроза, по Вашему мнению, критична для развития российской промышленности? Применим ли в России опыт КНР по производству нефтегазового оборудования и его поставкам в другие страны?

– Угроза заключается не столько в цене, сколько в возможностях китайской промышленности в короткие сроки наводнить отрасль своей продукцией. Учитывая высокую долю «возрастного» технологического оборудования в парках наших предприятий, это обстоятельство представляется крайне важным. Нарращивание выпуска современного оборудова-

ния на российских заводах требует значительных инвестиций. Но где их взять? И на каких условиях?

Применим ли опыт КНР? Наверное, применим при наличии сопоставимой государственной политики стимулирования экспорта машинотехнической продукции. Но пока меры российского правительства в этой области крайне слабы и носят скорее точечный, несистемный характер.

– Многие эксперты жалуются на то, что ведущие зарубежные сервисные корпорации вытесняют российские компании с отечественного рынка. Насколько вероятно появление на российском рынке сильных местных игроков, способных составить конкуренцию зарубежным гигантам?

– Вытеснение российских компаний происходит в тех сегментах, где требуется сложный инновационный продукт. Наши предприятия просто не в состоянии предложить конкурентоспособные решения и условия. Почему? Посмотрите, сколько тратит на НИОКР, например, Schlumberger и сколько все отечественные сервисные компании вместе взяты. Без значительных капитальных вложений в НИОКР, в создание новейших технологий и оборудования современная сервисная компания не может конкурировать с мировыми лидерами. Развитие заключается не столько в наращивании объемов производства, сколько в освоении новых продуктов.

– Способна ли отечественная промышленность удовлетворить спрос на нефтегазовое оборудование в связи с предстоящей реализацией проектов по освоению месторождений Восточной Сибири и Якутии?

– Восточная Сибирь – это один из основных перспективных регионов нефтегазодобычи. В среднесрочном плане основная часть нового оборудования будет закупаться именно для её освоения. К сожалению, российская промышленность не в состоянии полностью удовлетворить данный спрос, так как элементарно не хватает свободных производственных мощностей.

– «Газпром» и «Роснефть» планируют уже в ближайшие годы приступить к геологоразведке на арктическом шельфе. В какой мере эти работы будут обеспечены отечественными материалами, технологиями и оборудованием?

– В принципе российская промышленность располагает всей необходимой материально-технической базой (за исключением подводного оборудования) для

реализации таких проектов. К сожалению, после распада СССР имел место длительный перерыв в участии российских компаний, производящих профильное технологическое оборудование, в реализации морских проектов на территории РФ. Поэтому восстановление их позиций на рынке потребует определённых капиталовложений и активной поддержки со стороны государства.

– Насколько процедуры закупок нефтегазового оборудования в России соответствуют лучшим мировым практикам?

– В последние годы ситуация с организацией закупочной деятельности российских ВИНК значительно улучшилась. Постоянно совершенствуются тендерные процедуры. Однако мы очень часто видим, что, несмотря на тендеры, заказы получают «свои» компании или те фирмы, выбор в пользу которых был сделан намного раньше начала официальных закупочных процедур. Тендеры часто проводятся формально, а тендерная документация разрабатывается с расчётом специфических возможностей определённого участника.

Кроме того, тендерные процедуры очень часто сфокусированы только на ценовых факторах конкуренции. Но актуальность поговорки «скупой платит дважды» ещё никто не отменял. Следует также отметить, что современные подходы к организации закупочной деятельности требуют внимания покупателя к вопросам развития своих поставщиков, чтобы стимулировать появление в их числе новых инновационных компаний и обеспечивать здоровую конкуренцию.

– Насколько конкурентоспособно с точки зрения цены российское нефтегазовое оборудование по сравнению с зарубежными аналогами?

– Достаточно конкурентоспособно. А недавнее ослабление рубля этому способствует. Безусловно, позитивную роль могло бы сыграть и замораживание тарифов естественных монополий. Однако оно может иметь и негативный эффект – сокращение заказов от этих самых монополий.

– В состоянии ли российский научно-технический комплекс предложить отечественным машиностроителям технологии, конкурентоспособные на мировом уровне?

– Необходимо быть реалистами. Российский НТК пока не может массово предоставить нашим машиностроителям технологии мирового уровня. Другое де-

ло, что нефтегазовое оборудование не требует каких-то немислимых, неземных технологий. Поэтому единого подхода к тому, каким оборудованием следует оснащаться, быть не может. Во главу угла должна ставиться в первую очередь целесообразность. Когда мы ратуем за использование российских технологий в нефтегазодобыче, мы должны понимать, что качество конечного продукта – нефти и газа – никак не зависит от того, в какой стране был произведён тот или иной вид добывающего оборудования. Другое дело – машиностроительная продукция, качество которой в значительной степени определяется возможностями обрабатываемой техники.

– Какие основные проблемы в сфере стандартизации и технического регулирования Вы могли бы отметить?

– В последние годы значительно снизились требования регулирующих органов в части стандартизации и сертификации нефтегазового оборудования. Это обстоятельство имеет как положительные, так и отрицательные стороны. Положительные заключаются в сокращении общего объёма бюрократических процедур. А основные риски связаны с уменьшением степени государственного контроля над безопасностью применяемого оборудования. Ответственность в большей степени перекладывается на производителя, проектировщика и эксплуатанта.

– Какие меры государственного стимулирования необходимы для того, чтобы обеспечить участие отечественных машиностроительных предприятий в реализации нефтегазовых проектов?

– Необходимо, прежде всего, чётко озвучить приоритеты государства в данной области. Как это сделали Казахстан, Норвегия и Китай. В качестве конкретной меры СПНГО поддержал идею закрепления минимального уровня участия российских компаний в реализации шельфовых проектов по аналогии с Соглашениями о разделе продукции. Союз из года в год борется за внедрение как можно более прозрачных и открытых закупочных процедур. Мы постоянно стремимся к развитию институтов взаимодействия и диалога между добывающими, сервисными и машиностроительными компаниями. Мы тесно сотрудничаем с Консультативным советом при Комитете по энергетике ГД РФ. Регулярные заседания этого совета всегда собирают широкий круг представителей крупнейших предприятий страны. ■

Нефтехимии не хватило «рычага»



«Газпром нефть»

Владимир КАПУСТИН,
генеральный директор ОАО «ВНИПНефть», доктор технических наук

В последние годы отечественная нефтепереработка переживает этап бурного развития. Активизировались даже те проекты, реализация которых затягивалась на десятилетия. Это стало результатом подписания в 2010 г. в Киришах (Ленинградская область) четырёхстороннего соглашения между ФАС, Ростехнадзором, Росстандартом и нефтяными компаниями. Данный документ предусматривает строительство и реконструкцию 124 технологических установок.

В 2011 г. правительство РФ утвердило Генеральную схему развития нефтепереработки на период до 2020 г. Её основные направления – это улучшение качества нефтепродуктов, увеличение производства дизельного топлива и автобензинов классов 4 и 5, повышение глубины переработки нефти не менее чем до 85%. И впервые за последние 20 лет положения стратегического отраслевого документа действительно выполняются. К сожалению, в сфере нефтехимии не удалось найти такого эффективного административного рычага, как в области нефтепереработки. В результате руководители большинства ВИНК, уделяющие большое внимание проблемам модернизации НПЗ, достаточно скептически относятся к проектам по развитию нефтехимии. И в итоге их реализация постоянно откладывается.



КАЧЕСТВО В УЩЕРБ ГЛУБИНЕ

Для реализации намеченной правительством РФ программы развития нефтепереработки потребуются значительные инвестиции: 569 млрд рублей до 2015 г. и 1,5 трлн рублей до 2020-го. Многие отечественные ВИНК уже объявили о намерении вложить немалые суммы в модернизацию отрасли: «Газпром нефть» – более 350 млрд рублей, «ЛУКОЙЛ» – свыше 600 млрд.

Однако пока акцент сделан на строительство установок, предназначенных для повышения качества нефтепродуктов (см. рис. 1). Что же касается проектов, направленных на увеличение глубины переработки, то нефтяные компании откладывают их реализацию – в последние годы в строй было введено незначительное число таких объектов (см. рис. 2). Руководители отечественных ВИНК объясняют данную стратегию тем, что проекты эти весьма дорогостоящие и связаны с большими рисками, – поэтому запустить их крайне непросто.

Сооружение большого числа новых установок по выпуску качественных нефтепродуктов привело к тому, что доля бензина Евро-5 за последние три года увеличилась почти в 40 раз (см. табл. 1). С одной стороны, это положительный результат, а с другой – цена такого достижения оказалась весьма высокой. По расчётам экспертов, введение льготных акцизов на высококачественный бензин, стимулировавших его производство, привело к потерям госбюджета в размере 2,5 млрд долларов всего за полгода. Кроме того, для достижения таких «красивых» показателей была придумана хитрость – в технических требованиях на бензины четвёртого и пятого классов не указывается октановое число. Поэтому компаниям и удалось так легко выполнить и даже многократно перевыполнить правительственные планы.

Несмотря на бурное развитие нефтепереработки, реализация ряда проектов реконструкции НПЗ затягивается и не

укладывается в сроки, намеченные в четырёхстороннем соглашении. И причины этого часто носят не объективный, а субъективный характер. Так, «недоброй традицией» стала постоянная смена менеджеров, курирующих процесс модернизации. А вместе с руководителями меняются и требования к проектам.

Установка гидрокрекинга на Хабаровском НПЗ (генеральный проектировщик – ОАО «Омскнефтехимпроект», лицензиар – Shell) должна была быть пу-

щена в эксплуатацию уже в 2013 г., но уложиться в срок не удалось.

Стремление некоторых заказчиков «поменять коней не переправе», как-то «улучшить» уже начатый проект в большинстве случаев приводит к резкому увеличению объёма работ и количества использованных материалов.

В качестве положительного примера можно привести завод «ТАНЕКО» в Татарстане. При его создании в руках одного подрядчика (ОАО «ВНИПИнефть») были

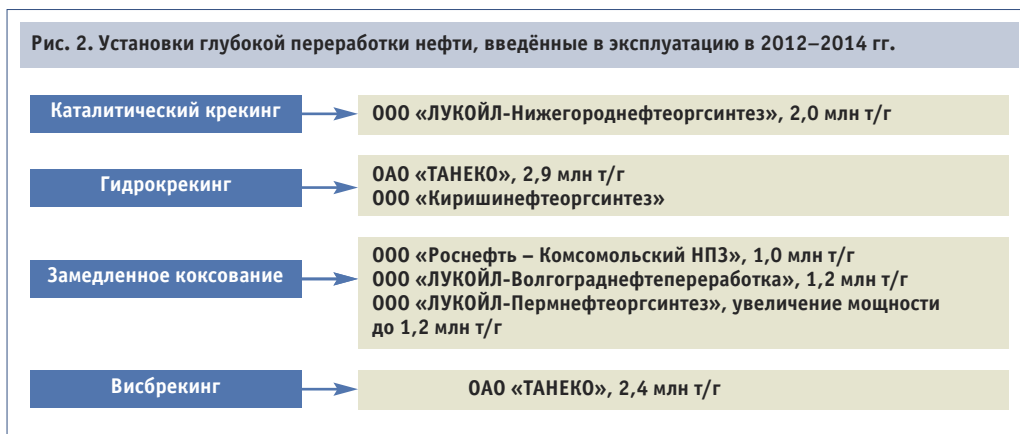
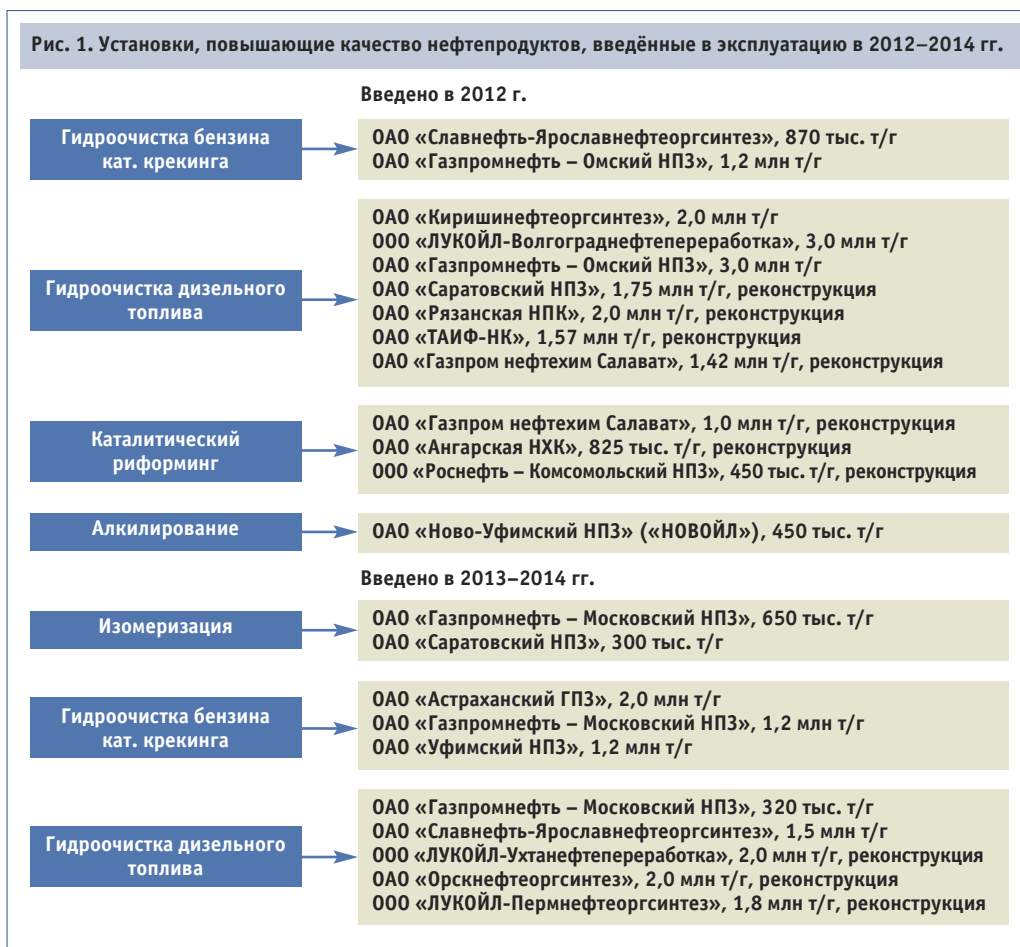


Табл. 1. Производство автомобильного бензина и дизельного топлива классов 4 и 5

Наименование	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Автобензин			
Класс 4	9,7	13,4	8,4
Класс 5	0,5	9,3	21,5
Итого, классы 4 и 5	10,2	22,7	29,9
Дизтопливо			
Класс 4	7,0	6,3	7,4
Класс 5	12,0	17,5	27,0
Итого, классы 4 и 5	19,0	23,8	34,4

сконцентрированы и проектирование, и поставка оборудования. Благодаря этому всего за четыре года удалось спроектировать и построить современный комплекс гидрокрекинга с депарафинизацией.

Значительный объем работ выполнило ОАО «Газпром нефть» на Московском и Омском НПЗ. В частности, в ОАО «Газпромнефть – Московский НПЗ» по проектам ОАО «ВНИПИнефть» построены и успешно введены в промышленную эксплуатацию установки гидроочистки дизельного топлива и изомеризации.

Достаточно успешно идёт строительство установки гидрокрекинга вакуумного газойля мощностью 2 млн т на Рязанском НПЗ – практически впервые подобный проект укладывается в отведённые сроки. На темпы его реализации не повлияли даже организационные пертурбации – вхождение завода, ранее принадлежавшего ТНК-ВР, в состав «Роснефти». Команда, курировавшая этот проект, сохранилась.

Помимо установок, повышающих качество нефтепродуктов (см. рис. 3), в ближайшие годы намечается ввести в строй и мощности, нацеленные на увеличение глубины переработки сырья (см. рис. 4). Это позволило бы устранить тот перекоп в технологическом развитии, который наблюдался в последние годы. Поэтому затягивание реализации данных проектов может иметь негативные последствия.

Большая работа предстоит по реконструкции заводов, которые сегодня находятся на стадии «керосинок», то есть занимаются исключительно первичной перегонкой сырья и не имеют в своём составе углубляющих процессов. В последние годы число таких малых и средних НПЗ выросло просто на глазах. После 2015 г., когда введут 100-процентную пошлину на мазут, они будут вынуждены или останавливаться, или форсировать создание мощностей по глубокой переработке.



НА ОБОЧИНЕ МИРОВОЙ НЕФТЕХИМИИ

Таким образом, в сфере нефтепереработки, несмотря на возникающие трудности и затягивание ряда проектов, прогресс налицо.

Но вот в области нефтехимии Россия находится на обочине глобального развития. Доля данного сектора в отечественной промышленности составляет всего 2%, в то время как в Китае она достигает 30%, а в США – 25%. В послед-

Рис. 3. План ввода до 2015 г. установок, повышающих качество нефтепродуктов

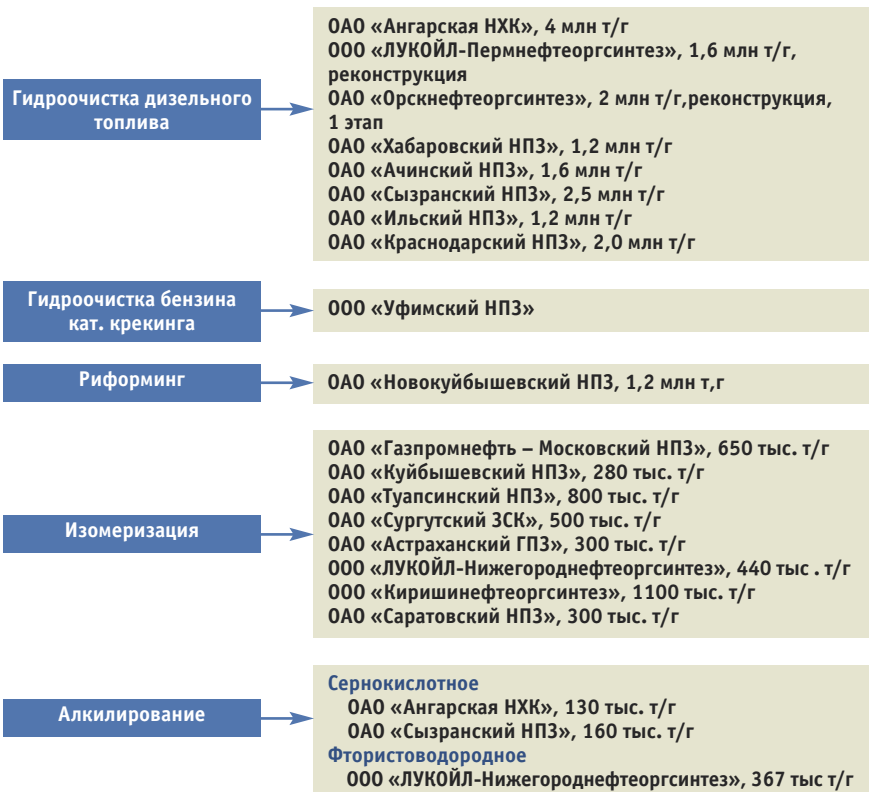
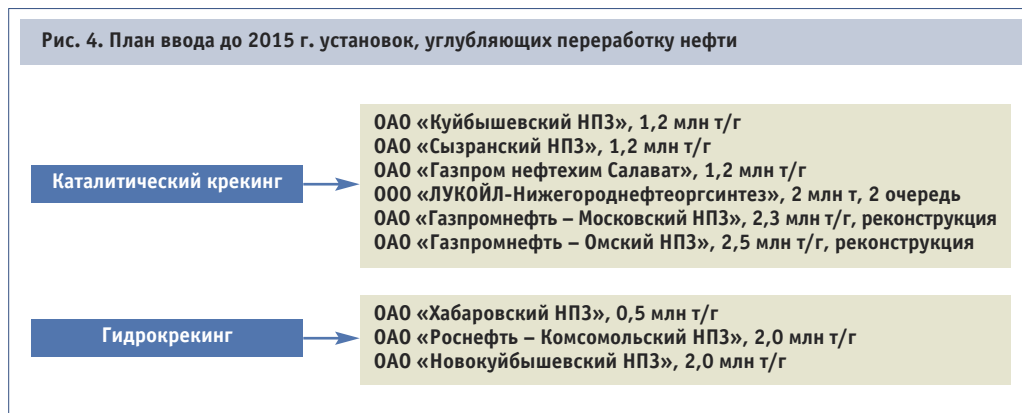


Рис. 4. План ввода до 2015 г. установок, углубляющих переработку нефти



ние годы во многих странах эта отрасль переживает настоящий бум. Мощный импульс она получила в США благодаря использованию в качестве сырья сланцевого газа.

Ежегодный объём инвестиций в мировую нефтехимическую промышленность составляет около 25 млрд долларов. Глобальная нефтегазохимия в ближайшие годы продолжит развиваться темпами, превышающими динамику увеличения ВВП – «коэффициент опережения» составит 1,1–1,2 для развитых государств и 1,4–1,5 для развивающихся стран, включая Индию и Китай.

Производство крупнотоннажной нефтегазохимической продукции будет и далее смещаться в регионы с дешёвым сырьём, удобной логистикой и динамично растущим спросом (Ближний Восток, Северо-Восточная Азия). Европа продолжит специализироваться на выпуске наукоёмкой малотоннажной продукции специальной химии. Продолжится создание крупных нефтегазохимических кластеров на Ближнем Востоке, в Северо-Восточной Азии, в США.

В 2012 г. в России был принят План развития газо- и нефтехимии на период до 2030 года. В соответствии с ним мощности пиролиза предполагается нарастить в пять раз – с 2,5 до 12,5 млн т в год. Но, поскольку в мире данные мощности увеличиваются примерно на 4 млн т ежегодно, России не удастся расширить свою долю в глобальном производстве.

Впрочем, даже и эта далеко не амбициозная программа вряд ли будет выполнена. При Минэнерго создана рабочая группа, которая проводит регулярные совещания по вопросам нефтехимии. Но реального прогресса не наблюдается. И причина этого – отсутствие отлаженных административных механизмов. Представители многих компаний

жалуются на то, что реализация нефтехимических проектов требует отвлечения очень больших финансовых и материальных ресурсов, а перспективы их окупаемости – весьма смутные.

Какой нужно сделать шаг для изменения ситуации? Полагаю, что надо использовать опыт четырёхсторонних соглашений в сфере нефтепереработки и разработать аналогичную схему для нефтехимии.

Главная причина стагнации в отечественной нефтехимии – высокие цены на сырьё. Российские власти уже не первый год пытаются решить эту проблему административными методами, но производители сырья, в том числе «Газпром», активно сопротивляются этим попыткам. Считаю, что именно в этой сфере административный ресурс должен быть задействован в первую очередь. Кстати, основные российские конкуренты на глобальном нефтехимическом рынке –

Саудовская Аравия, Иран, Китай, Южная Корея – активно используют методы государственного стимулирования в целях снижения себестоимости продукции и повышения её конкурентоспособности. Почему же мы должны отказываться от таких механизмов?

ШЕСТЬ СТОЛПОВ ОТРАСЛИ

Упомянутый правительственный план предполагает создание

шести новых нефтегазохимических кластеров – Западно-Сибирского, Приволжского, Северо-Западного, Каспийского, Восточно-Сибирского и Дальневосточного. Вкратце рассмотрим их основные параметры.

Наибольшие успехи пока достигнуты в рамках Западно-Сибирского кластера. В 2013 г. компания «СИБУР» запустила в Тобольске крупный нефтехимический комплекс. Он включает в себя две установки. Первая – по производству 510 тыс. т пропилена в год. Около 600 тыс. т сырья (пропана) будет поступать сюда с находящегося рядом предприятия «Тобольск-Нефтехима». При этом предполагается применить новую для России технологию дегидрирования пропана, разработанную американской компанией UOP. В качестве EPC-подрядчика выступила компания Technipont (Италия).

Вторая установка обеспечит выпуск 500 тыс. т полипропилена в год. Здесь



применена технология компании Ineos (Великобритания), а EPC-подрядчик – корпорация Linde (Германия).

Сейчас в стадии рассмотрения находится ещё один проект «СИБУРа» в Тобольске – «ЗапСибНефтехим». Он предполагает создание самого большого в истории советской и российской нефтехимии пиролизного производства мощностью 1,5 млн т этилена в год. В качестве проектировщика также должна выступить компания Linde. Ожидается, что на базе этого пиролиза будет обеспечен выпуск 1,5 млн т полиэтилена и 500 тыс. т полипропилена в год.

«СИБУР-Химпром» в 2012 г. сдал в эксплуатацию в Перми комплекс по производству 220 тыс. т этилбензола (лицензиар – Bager, США) и 100 тыс. т вспенивающегося полистирола (Sunpor, Норвегия/Австрия). Сейчас в Перми планируются дальнейшая реконструкция производства этилена и строительство установок по выпуску стирола и других нефтехимических продуктов.

«СИБУР-Нефтехим» (г. Дзержинск Нижегородской области) осуществляет реконструкцию установки по производству этилена с целью увеличению её мощности с 240 до 360 тыс. т (лицензиар – Technip).

Существенно затянулась реализация другого проекта в рамках Западно-Сибирского кластера – строительство Новоуренгойского газохимического комбината. Оборудование для него было закуплено ещё в 1989 г. Сейчас оно монтируется, но при этом возникает масса проблем. По последним данным, ввод предприятия в строй в очередной раз перенесён – с 2016 на 2018 г. Планируется, что Новоуренгойский ГХК будет производить 420 тыс. т этилена и 400 тыс. т полиэтилена в год.

Базой для развития Приволжского кластера в первую очередь послужит ОАО «Нижнекамскнефтехим». Здесь планируется создать мощности по выпуску 1 млн т этилена, 600 тыс. т полиэтилена, 400 тыс. т полипропилена, 300 тыс. т бензола и 150 тыс. т бутадиена в год. Но у владельца данного предприятия – группы «ТАИФ» – возникли временные трудности с финансированием.

Весьма амбициозные планы у ОАО «Газпром нефтехим Салават» (Башкор-



тостан). Они предусматривают увеличение выпуска этилена к 2022 г. до 1,4 млн т в год. Уже на втором этапе реконструкции (до 2018 г.) производство полиэтилена низкого давления возрастёт до 340 тыс. т, линейного полиэтилена – до 100 тыс. т, полипропилена – до 380 тыс. т, бутадиена – до 170 тыс. т, полистирола – до 100 тыс. т. На третьем этапе (до 2022 г.) в строй вступят объекты по производству стирола, полистирола, этилбензола и МЭГ.

Ещё одна поволжская компания – ООО «САНОРС» – всего за два года создала самую крупную в Европе установку по производству МТАЭ мощностью 300 тыс. т в год. А в прошлом году «САНОРС» учредил совместное предприятие с ОАО «Роснефть», нацеленное на развитие нефтехимии. Планируется создание нового нефтехимического комплекса по выпуску 1 млн т этилена, 70 тыс. т метилметакрилата и 50 тыс. т полиметилметакрилата в год.

В планах башкирской «Объединённой нефтехимической компании» – ввод в эксплуатацию к 2020 г. нового нефтехимического комплекса по выпуску 1 млн т этилена, 450 тыс. т полиэтилена низкого давления, 415 тыс. т линейного полиэтилена низкой плотности, 500 тыс. т полипропилена, 85 тыс. т бутадиена и 300 тыс. т МЭГ.

Главный участник Восточно-Сибирского кластера – ОАО «Ангарский завод полимеров». Здесь намерены реконструировать установки пиролиза мощ-

ностью 350 тыс. т в год, а также производить полиэтилен (350 тыс. т) и полипропилен (150 тыс. т). Ввод модернизированных объектов в строй намечен на 2016 г., но пока работы идут достаточно медленно. Отчасти это объясняется тем, что в качестве проектировщиков были выбраны компании, не имеющие серьёзного опыта.

Наибольшие вопросы вызывает создание Дальневосточного кластера. «Роснефть» и «Транснефть» ведут ожесточённые споры о целесообразности строительства на тихоокеанском побережье комплекса мощностью 24 млн т нефти в год. Окончательное решение по данному вопросу должно быть принято на правительственном уровне. И если оно окажется положительным, то данный завод станет самым крупным в нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях РФ.

Кроме того, «Газпром» намерен построить в Амурской области Белогорский ГХК. Но этот проект пока находится в начаточном состоянии. По предварительным наметкам, он будет перерабатывать 48 млрд м³ газа и производить 60 млн м³ гелия в год. Мощность газохимических объектов пока не определена.

Основой Каспийского кластера должен стать комплекс «Ставролен», принадлежащий «ЛУКОЙЛу». Недавно он был восстановлен после аварии и пожара, произошедших в декабре 2011 г. Дальнейшее развитие данного предприятия предполагает строительство нового нефтехимического комплекса по

производству 600 тыс. т в год этилена, 600 тыс. т полиэтилена и 300 тыс. т полипропилена. Однако в сентябре 2013 г. президент «ЛУКОЙЛа» Вагит Алекперов сообщил, что окончательное инвестиционное решение относительно создания ГХК будет принято после анализа состава сырья с месторождения им. Юрия Кувькина на Северном Каспии (бывшее Сарматское, запасы – 1,2 млрд барр. н. э.), добыча на котором начнётся не ранее 2017–2018 гг.

«Белым пятном» на карте российской нефтехимии пока остаётся Северо-Западный кластер.

ЧТО В ПОРТФЕЛЕ У УЧЁНЫХ?

Процесс модернизации отечественных НПЗ и строительства новых нефтехимических мощностей происходит в основном на базе зарубежных технологий и оборудования. Но российские учёные пытаются объединиться, чтобы отстаивать свои позиции на внутреннем рынке. В частности, создана Технологическая платформа «Глубокая переработка углеводородных ресурсов», которая объединяет 56 институтов и университетов и 46 компаний. Это эффективная площадка, позволяющая координировать деятельность по созданию новых конкурентоспособных на мировом рынке технологий нефтепереработки, нефте- и газохимии.

И определённые успехи в этой сфере уже достигнуты. Так, в Институте нефтехимического синтеза Российской академии наук под руководством академика С. Н. Хаджиева разработан процесс алкилирования на твёрдом катализаторе, который апробирован на опытно-промышленной установке. Октановое число получаемого алкилата достигает 96–98 (по исследовательскому методу).

В том же институте создана технология гидроконверсии тяжёлого нефтяного сырья. Применение в реакционной среде наноразмерных частиц катализаторов позволяет существенно снизить давление при гидропереработке тяжёлых остатков и нефти (до 6–7 МПа против 15–30 МПа в существующих процессах). Сейчас изучается возможность применения данной технологии на заводах «Газпром нефти» в Москве (установка мощностью 2 млн т в год) и Панчево (Сербия, 800 тыс. т), «Газпрома» – в Астрахани (500 тыс. т), «Татнефти» – в Нижнекамске (50 тыс. т).

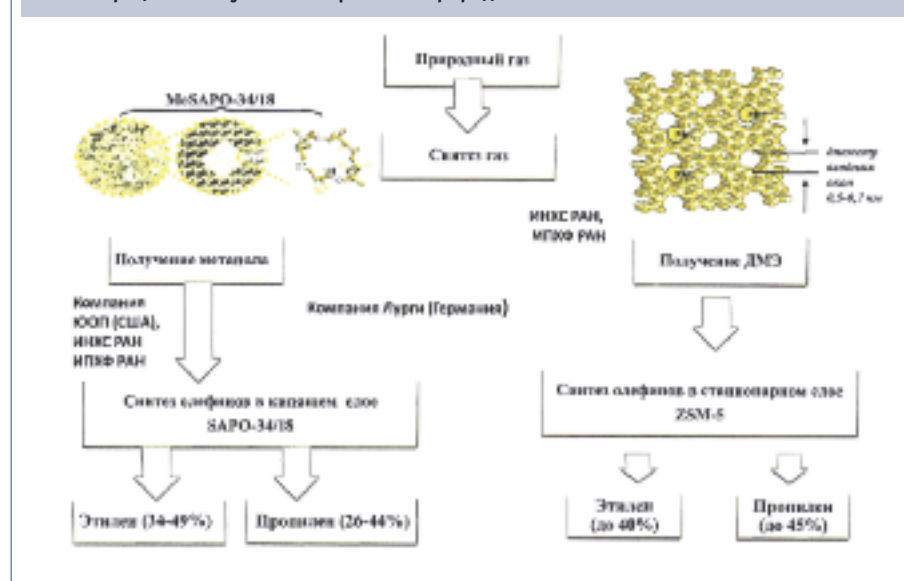
Одна из самых востребованных технологий – изомеризация C₇-фракции

«ИЗОМАЛК-4» – разработана коллективом ОАО «НПП Нефтехим» под руководством А. Н. Шакуна.

Большие перспективы связаны с переработкой матричной нефти, открытой академиком А. Н. Дмитриевским. Это особый тип нефтей, содержащих сложные высокомолекулярные фуллереноподобные соединения C₆₀, C₈₀, C₁₀₀, а также соединения, связанные с плотной частью карбонатных пород. Суммарные геологические запасы матричной неф-

аналог лёгкого газового конденсата. Переработка ПНГ (от 20 млрд м³ в год), ныне сжигаемого на промыслах, позволит получить дополнительно 10 млн т прямогонного бензина. Преимуществами данного процесса являются наличие блочной компоновки, максимально полное использование ПНГ, получение сырья с низким содержанием ароматических соединений и парафинов, пригодность данного продукта для смешивания и транспортировки с нефтью. Эта техно-

Рис. 5. Процессы получения олефинов из природного газа



ти Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения оцениваются в 2,56 млрд т. Коэффициент извлечения сырья, по предварительной оценке, составляет 25%.

Технология, разрабатываемая ИНХС РАН, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, Институтом проблем химической физики (ИПХФ) РАН и ОАО «ВНИПИнефть», направлена на переработку матричной нефти и создание комплексного производства по получению высококачественных продуктов нефтегазопереработки, ценных металлов, а также концентрата ароматических углеводородов. «Газпром», являющийся держателем лицензии на разработку Оренбургского НГКМ, принял решение о выделении денег на её внедрение.

Институт нефтехимического синтеза и Институт проблем химической физики разрабатывают процессы получения олефинов из природного газа через синтез-газ (см. рис. 5).

Кроме того, ИНХС и ИПХФ создали процесс переработки попутного газа в

логия сегодня находится на уровне пилотных установок и может получить широкое распространение уже в ближайшее время.

Институт проблем химической физики РАН и Институт химической физики им. Н. Н. Семёнова РАН разработали процесс прямой окислительной конверсии природного газа в метанол. Сырьём для него могут служить ресурсы небольших газовых месторождений, а также ПНГ и нефтезаводские газы. Путём простого одностадийного некаталитического окисления возможно получение как метанола, так и формальдегида и других продуктов. Дополнительный плюс данной технологии заключается в том, что она не требует предварительной очистки и подготовки сырья.

Однако все эти разработки отечественных учёных могут найти широкое применение только в случае, если будет продолжен активный процесс модернизации нефтепереработки и наконец-то начато полномасштабное возрождение отечественной нефтехимии. ■

Лучший путь для попутного газа



Современные технологии позволяют решить проблему утилизации ПНГ за счёт его высокоэффективной переработки

Павел ПУРТОВ,
генеральный директор;
Али АДЖИЕВ,
заместитель генерального директора
по науке;
Александр МЕГЕДЬ,
заведующий сектором газа и нефтехимии
технологического отдела
(ОАО «НИПИгазпереработка»)

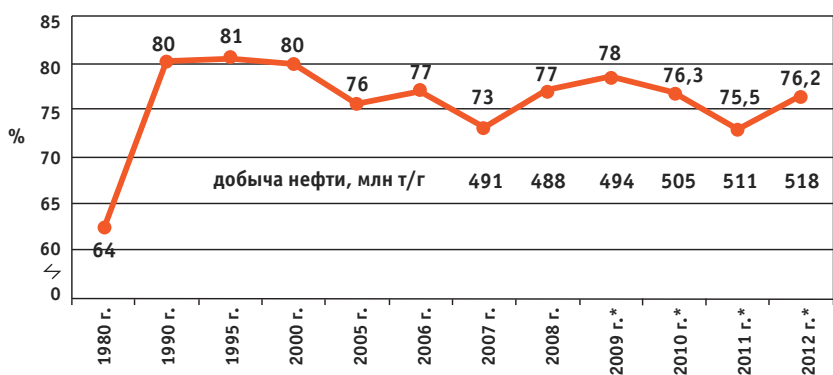
Во все времена, особенно в период бурного освоения нефтяных месторождений и роста добычи в Западной Сибири, вопросам использования попутного нефтяного газа (ПНГ) не уделялось достаточного внимания. Значительный скачок в сфере утилизации ПНГ произошёл в 80-х годах прошлого века после строительства ряда крупных газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) в Западной Сибири и принятия в целом по всей стране серьёзных мер со стороны ЦК КПСС и Совмина СССР в этом направлении. Это позволило на протяжении более 10 лет поддерживать использование ПНГ на уровне 80%.

ПРОБЛЕМА РОДОМ ИЗ СССР

В современной России добыча нефти значительно выросла, а процент утилизации попутного газа снизился (см. рис.). И это несмотря на то, что в 2009 г. было принято Постановление Правительства РФ № 7 о доведении уровня использования ПНГ в 2012 г. до 95% (затем срок был продлён до 2014 г.). Как видно, ситуация за это время сильно не изменилась.

Если обратить внимание на российские компании, добывающие нефть, то можно отметить, что среди них по степени утилизации попутного газа есть явные лидеры («Сургутнефтегаз», «Татнефть»), середнячки («ЛУКОЙЛ», «Газпром», «ТНК-ВР Холдинг») и аутсайдеры (см. табл. 1). Средний уровень утилизации ПНГ в 2012 г. составил 76,2%.

Официальная статистика использования ПНГ в СССР и России в 1980–2012 гг. (включая собственные нужды, промышленную электрогенерацию, крупную электрогенерацию и переработку)



Источники: 1980–2008 гг. – Российский статистический ежегодник. * 2009–2012 гг. – ЦДУ ТЭК.

Табл. 1. Производство и утилизация ПНГ по нефтяным компаниям России в 2012 г.

Компания	Производство ПНГ, млн м ³	Факельное сжигание, млн м ³	Степень утилизации, %
«Роснефть»	15503	7566	51
«ТНК-ВР Холдинг»	14797	2574	83
«Сургутнефтегаз»	12348	98	99
«ЛУКОЙЛ»	9424	1175	88
«Газпром нефть»	6357	2182	66
Прочие производители	4444	1662	63
Операторы СРП (соглашения о разделе продукции)	2667	436	84
«Газпром»	1743	258	85
«РуссНефть»	1722	521	70
«Славнефть»	1130	289	74
«Татнефть»	912	50	~95
«Башнефть»	501	128	74
ИТОГО	71548	16939	76,2

Основные задачи, которые необходимо решить, чтобы довести степень использования ПНГ не менее чем до 95%, хорошо известны:

- создание новых систем сбора и транспорта;
- строительство новых ГПЗ и газохимических комплексов (ГХК);
- модернизация, техническое перевооружение и расширение существующих ГПЗ;
- сооружение блочных малогабаритных установок (МГБУ) подготовки и переработки газа по традиционным технологиям;
- создание компаниями собственной энергетики (ГТЭС, ГПЭС);
- возведение компрессорных станций (КС) для закачки газа в пласт с целью увеличения нефтеотдачи или хранения.

Кроме того, большой интерес представляет направление, связанное с разработкой и внедрением малотоннажных технологий и процессов газонефтехимии. Это позволяет переводить газовые компоненты ПНГ в жидкие продукты, что облегчает его доставку на дальнейшую переработку или потребителю. Данному вопросу уделяется большое внимание в научно-технической литературе. Его решение особенно важно для небольших и удалённых месторождений, где весь газ использовать на собственные нужды невозможно, а его транспортировка будет заведомо убыточна.

В табл. 2 приведена динамика добычи, переработки на ГПЗ, а также подготовки, переработки и использования ПНГ для собственных нужд в промысловых условиях за 2008–2012 гг.

Из приведённых данных видно, что поставка попутного газа на ГПЗ сохра-

няется на постоянном уровне – около 60–62 %, при этом абсолютное количество переработанного на ГПЗ сырья постепенно увеличивается. В то же время объём газа, сжигаемого на факелах, неоправданно велик. Это свидетельствует о том, что объектов подготовки, транспортировки и переработки ПНГ явно недостаточно.

Отправка попутного газа на ГПЗ является наиболее предпочтительным ва-

Табл. 2. Фактические показатели по объёмам добытого и использованного ПНГ по России, млрд м³/год

Наименование показателя	Годы	2008	2009	2010	2011	2012	2013*
Объём добытого ПНГ, всего		60,5	61,4	65,3	68,4	71,8	55,4
Использованный ПНГ		45,9	47,9	49,8	51,6	54,7	43,2
Поставка ПНГ на ГПЗ		28,1	29,6	30,6	32,0	33,0	н/д
Подготовка, переработка, собственные нужды		17,8	18,3	19,2	19,6	21,7	н/д
Уровень использования, %		75,9	78,0	76,3	75,4	76,2	78,1
Сожжено на факелах		14,6	13,5	15,5	16,8	17,1	12,1

Источники: годовые отчеты ЦДУ ТЭК.
* 9 месяцев.

риантом его использования (конечно, при наличии существующей системы транспортировки или потенциала создания необходимой). Это даёт возможность эффективно и квалифицированно перерабатывать большие объёмы (0,5–7 млрд м³/год), получать товарную продукцию высокого качества в виде сухого отбензиненного газа (СОГ), соответствующего требованиям СТО 089-2010 ОАО «Газпром», широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ), сжиженных углеводородных газов (СУГ) или бензина газового стабильного (БГС).

НЕОБХОДИМО ОБЪЕДИНЕНИЕ ИНТЕРЕСОВ

ОАО «СИБУР Холдинг» перерабатывает на собственных ГПЗ более 55% нефтяного газа, подаваемого на переработку в России. За последние годы производительность заводов «СИБУРА» за счёт проведённых реконструкций и модернизаций (с непосредственным участием нашего института и ОАО «ЛЕННИИХИММАШ») увеличена более чем на 5 млрд м³ в год. Степень извлечения целевых углеводородов (C₃₊) также существенно возросла и в большинстве случаев превышает 95%. Проведена реконструкция следующих предприятий:

- Губкинского ГПК – повышение производительности I очереди с 1 до 1,5 млрд м³ в год; реконструкция II очереди и извлечение углеводородов C₃₊ до 95%;

- Вынгапуровской КС – поэтапная модернизация, благодаря которой ГПЗ стал отвечать современным требованиям – увеличилась производительность с 1,4 до 2,8 млрд м³ в год и степень извлечения углеводородов C₃₊ доведена более чем до 95%;

- Южно-Балыкского ГПК – поэтапная реконструкция, увеличение производительности с 0,9 до 3,3 млрд м³ в год; повышение степени извлечения углеводородов C₃₊ с 77 до 99%; извлечение этана и получение этанизированной ШФЛУ (ЭШФЛУ).

Нефтяные компании также достаточно активно занимаются расширением существующих и созданием новых газоперерабатывающих мощностей. В качестве примеров можно привести Сургутский ГПЗ, на котором в результате модернизации достигнуто увеличение производительности приёма ПНГ с 4 до 7 млрд м³ в год.

«Роснефть» планирует провести коренную реконструкцию Отрадненского, Нефтегорского (Куйбышевская область) и Нефтекумского (Ставропольский край) ГПЗ со строительством современных перерабатывающих мощностей и достиже-

нием высокой степени извлечения целевых углеводородов.

«Башнефть» в 2004–2007 гг. реконструировала Туймазинский ГПЗ, существует также проект реконструкции Шкаповского ГПЗ.

Проект модернизации Коробковского ГПЗ для «ЛУКОЙЛа» выполнен несколько лет назад. Построены новая компрессорная станция и установка осушки газа.

В 2011–2012 гг. завершено сооружение и запущены в эксплуатацию два мини-ГПЗ для переработки попутного газа непосредственно на месторождениях:

- на Западно-Салымском месторождении компании «Салым Петролеум Девелопмент» производительность по сырью 360 млн м³ в год (ЗАО «ЮграГазПроцессинг»);

- на Приразломном месторождении ООО «РН-Юганскнефтегаз» мощностью до 200 млн м³ в год (ЗАО «ОбьГазПроцессинг»).

Из опыта сотрудничества «СИБУРа» с «Роснефтью», «ТНК-ВР Холдингом» и «Газпром нефтью» хорошо видно, что строительство новых крупных ГПЗ и модернизация существующих предполагает в ряде случаев объединение интересов и усилий нескольких недропользователей. Это даёт возможность выбрать оптимальную схему подачи сырья на ГПЗ и снизить затраты на транспортную составляющую.

Широкий спектр технологий

Объектов промышленной подготовки и переработки ПНГ создано достаточно много, и они имеют широкий спектр назначения. Ниже приведены несколько примеров таких объектов и их характеристики.

Приобская компрессорная станция с установкой адсорбционной осушки газа (ООО «Роснефть – Юганскнефтегаз»). Её проектная производительность по ПНГ составляет 1,8 млрд м³ в год. Она введена в эксплуатацию в 2008 г. Рабочее давление на входе – 0,45 МПа, на выходе – 6,4 МПа. Температура точки росы осушенного газа достигает –70 °С. Протяжённость газопровода до Южно-Балыкского ГПК – 168 км, диаметр – 530 • 8 мм. В настоящее время на Южно-Балыкский ГПК с Приобской КС на переработку поступает до 1 млрд м³ нефтяного газа в год и около 30 т в час углеводородного конденсата.

Установка очистки газа от H₂S и CO₂ (ОАО «Татнефть»). Она расположена в Бавлинском газовом цехе управления «Татнефтегазпереработка» ОАО «Татнефть» и предназначена для переработки сырья, поступающего с пунктов сепарации НГДУ «Бав-

лынефть», и получения очищенного газа с остаточным содержанием сероводорода не более 20 мг/м³. Её производительность по сырью – 42 млн м³ в год. Срок ввода в эксплуатацию – 2004 г.

ОАО «НИПИГазпереработка» разработало данный проект и изготовило установку в блочно-комплектном исполнении.

Очистка нефтяного газа от сероводорода и диоксида углерода осуществляется по технологии энергосберегающего процесса ГА-ЗАМИН, разработанного ОАО «НИПИГазпереработка». При этом используется 24–30-процентный (по массе) водный раствор моноэтаноламина (МЭА), содержащий полисульфидный ингибитор коррозии [1–3].

Компрессорная станция для закачки газа в пласт (ОАО «Нарьянмарнефтегаз»). Она разработана, запроектирована и поставлена фирмой ЧКД (Чехия) с участием ОАО «НИПИГазпереработка». Её проектная производительность по газу – до 500 млн м³ в год. Давление на входе – 0,35–0,45 МПа, на выходе – 16,5 МПа.

В состав КС входит адсорбционная установка осушки и доочистки газа от сероводорода и меркаптанов [4]. Газы регенерации цеолитов используются для питания газовых турбин компрессоров.

Требования к качеству газа для закачки в пласт следующие: ТТР по воде – не менее –45 °С; содержание H₂S – не более 20 мг/м³; меркаптанов – не более 36 мг/м³.

Данная компрессорная станция пока не введена в эксплуатацию.

Установка абсорбционной осушки на Вынгайхинской компрессорной станции (ОАО «СИБУР Холдинг»). Данная КС предназначена для компримирования и осушки попутного нефтяного газа I ступени сепарации с месторождений ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Вынгайхинского, Восточно-Вынгайхинского, Новогоднево, Еты-Пуровского). При этом должны быть достигнуты параметры, обеспечивающие дальнейшую транспортировку на Вынгапуровскую КС (с 2012 г. Вынгапуровский ГПЗ) и Белозёрный ГПК.

В состав компрессорной станции входят установка осушки газа и блок регенерации диэтиленгликоля (ДЭГ). Производительность КС по попутному газу составляет 0,5 млрд м³ в год. Производятся сжатие газа до 3,8 МПа и осушка до точки росы по влаге –10 °С летом и –20 °С зимой раствором ДЭГ. Концентрация регенерированного ДЭГ – 98,5%, насыщенного – 95,5–96,5%.

Конденсат, поступающий на КС и выпадающий при компримировании и последующем охлаждении, подаётся в систему сбора и стабилизации. После этого он от-

качивается по трубопроводу в систему нефтесбора или реализуется как стабильный газовый бензин.

Генеральный проектировщик Вынгайхинской КС – НижневартовскНИПИнефть.

Установка подготовки газа (ОАО «Татнефть»). Она предназначена для подготовки нефтяного газа к транспортировке по ГОСТ 5542-87 методом низкотемпературной сепарации (НТС) с использованием холода, получаемого дросселированием потока газа с 2,5 до 0,4 МПа.

Производительность установки по сырью – 25 млн м³ в год. Она расположена в Республике Татарстан, на Прикамском газовом участке управления «Татнефтегазпереработка» ОАО «Татнефть».

Её продукцией являются подготовленный газ, подаваемый потребителю, и ШФЛУ.

По своему функциональному назначению установка состоит из двух технологических секций:

- низкотемпературной сепарации нефтяного газа (НТС);
- подготовки и регенерации диэтиленгликоля (ДЭГ).

Установка подготовки нефтяного газа является автоматизированной (АСУ ТП) и имеет блочно-комплектное исполнение.

Славянская установка подготовки газа (ООО «РН-Краснодарнефтегаз»). Она создана в составе комплекса технологических установок стабилизации нефти и подготовки газа (УСНИПГ) Сладковско-Морозовской группы месторождений (Краснодарский край). Данная установка служит для переработки отсепарированного ПНГ с целью получения сухого отбензиненного газа и жидких продуктов. Её схема разработана институтами «НИПИГазпереработка» и «ВНИИГАЗ» с использованием совместного патента [5]. Проектирование, изготовление и поставку УПП осуществляет ОАО «НИПИГазпереработка».

Сепарация газа из нефти перед подачей его на УПП производится в четыре ступени со следующими параметрами (проект/факт):

- 0 (нулевая) ступень сепарации – 6,4/3,0–3,3 МПа;
- I ступень сепарации – 2,2/1,6–2,0 МПа;
- II ступень сепарации – 0,60/0,58–0,61 МПа;
- III ступень сепарации – 0,105/0,105–0,3 МПа.

Газы 0-й и I-й ступеней сепарации нефти осушаются от влаги диэтиленгликолем на установке абсорбционной осушки газа (год ввода в эксплуатацию – 2004-й). Газ 0-й ступени подаётся через коммерческий узел учёта в газотранспортную систему

ООО «Кубаньгазпром», а I-й ступени – в систему газоснабжения г. Славянск-на-Кубани и района. Производительность установки осушки – около 360 млн м³ в год.

Газы конечных ступеней сепарации нефти (II-й и III-й) содержат большое количество целевых углеводородов C₃₊ (в сумме – до 1100 г/м³) и являются ценным сырьём для получения сжиженных газов и бензина газового стабильного.

Технологическая схема переработки этих газов состоит из блоков компримирования III-й ступени сепарации нефти с 0,105 до 0,7 МПа, компримирования газов II-й и III-й ступеней сепарации нефти с 0,6 до 2,5 МПа, подготовки газа (методом НТК) и переработки полученного нестабильного конденсата.

Проектная производительность УПП по газам конечных ступеней сепарации нефти – более 37 млн м³ в год (20,9 млн м³ газа II-й ступени и 16,4 млн м³ – III-й ступени с учётом работы установки 8400 часов в течение года).

Установка подготовки газа с использованием мембранной технологии (ООО «РН-Краснодарнефтегаз»).

В России сооружена первая промышленная установка компании ЗАО «Грасис», обеспечивающая подготовку до требований СТО «Газпром» 089-2010 сероводородсодержащего газа. Она запущена в экс-

готовки и переработки газов: абсорбционные и адсорбционные процессы очистки и осушки, низкотемпературная сепарация (НТС), низкотемпературная абсорбция (НТА), низкотемпературная конденсация (НТК). Многие из них могут быть применены и для подготовки газа на энергоблоках (ГТЭС, ГПЭС), которые в настоящее время внедряются в широких масштабах на месторождениях нефтяных компаний.

За мембранными технологиями и установками для промышленных объектов, на наш взгляд, большое будущее. Они могут обеспечить осушку и частично очистку от H₂S и CO₂, извлечение углеводородов C₃₊ и, что очень важно, характеризуются сравнительно низкими энергозатратами, занимая относительно небольшие площади.

Если говорить о создании новых и реконструкции уже существующих ГПЗ, а также сооружении промышленных объектов утилизации ПНГ с использованием традиционных технологий, то в большинстве случаев у российских учёных, проектировщиков, машиностроителей и производителей необходимых реагентов и материалов нет проблем при решении этих задач. Необходимо лишь желание заказчиков и вложение немалых средств.

В последние годы передовые нефтяные компании всё больше внимания уделяют разработке и внедрению процессов моне-

проводятся в ряде ведущих институтов России – ИОХ РАН, ИНХС РАН, ООО «ВНИИГАЗ», НИФХИ им. Л. Я. Карпова, ИВТ РАН, Институте катализа СО РАН и других. Часть разработок экспериментально проверена на лабораторных и небольших опытных установках. Однако в стране пока не созданы крупнотоннажные промышленные установки такого типа [8].

Создание реактора с высокой удельной производительностью реакторного объёма является важным направлением дальнейшего развития технологии GTL. В мире и в России активно ведутся работы в этом направлении.

Особо следует отметить существенный шаг вперёд, сделанный в Институте катализа СО РАН. Там удалось сократить габариты аппаратов за счёт использования вновь разработанных мембранных реакторов. Их удельная производительность почти в три раза превосходит все известные типы реакторов [9, 10]. Применение пористых каталитических мембран даёт возможность решить ряд проблем, присущих традиционным реакторам синтеза Фишера-Тропша. Единичный элемент реактора на основе пористых мембран производительностью до 20 т жидких углеводородов в год представляет собой блок диаметром 120 мм и длиной 400 мм. На основе данной технологии могут быть созданы экономически выгодные установки относительно небольшой единичной мощности – 50–100 тыс. т синтетической нефти или СЖТ в год. Полученные жидкие углеводороды могут транспортироваться по существующим нефтепроводам до мест потребления.

В ООО «ИНФРА Технологии» (Москва) разработан реактор, производительность которого составляет до 300 кг жидкого продукта на 1 м³ рабочего объёма в час. Данный показатель позволяет снизить размеры реактора, капитальные и эксплуатационные расходы. Немаловажно, что процесс Фишера-Тропша оптимизирован таким образом, что производит практически один жидкий продукт. Кроме того, весьма значимым преимуществом является высокая концентрация (до 50%) изопарафинов в конечном продукте, что делает его особенно привлекательным для производства высококачественного моторного топлива.

GTL-ПРОЦЕССЫ НА ПУТИ К РЕНТАБЕЛЬНОСТИ

Одним из направлений технологий GTL является получение метанола из природного газа или ПНГ. Проект производства метанола в промышленных условиях с учё-

Табл. 3. Основные показатели работы мембранной установки

Наименование показателя	Исходный газ	Подготовленный газ
Расход газа, м ³ /ч	500–1500	450–1350
Давление, МПа	1,3–2,6	1,1–2,5
Температура газа, °С	15–35	5–35
Температура точки росы по воде, °С	15–35	не выше –10
Температура точки росы по углеводородам, °С	15–35	не выше –5
Содержание сероводорода, г/м ³	до 0,25	не более +0,007

плуатацию в декабре 2010 г. на площадке Новоукраинской КС ООО «РН-Краснодарнефтегаз». Пермеат с первой ступени служит топливом для приводов компрессоров, а пермеат со второй ступени объединяется с входным потоком и идёт на повторную подготовку. Такое решение позволило обеспечить использование до 90% сырьевого газа при содержании в нём сероводорода до 250 мг/м³ [6, 7]. Основные показатели работы мембранной установки приведены в табл. 3.

Будущее – за мембранными технологиями

Названные объекты, за исключением мембранной установки, созданы с использованием традиционных технологий под-

готовки ПНГ на удалённых и малых месторождениях с использованием GTL-технологий и малотоннажных установок. К таким технологиям можно отнести получение:

- синтетической нефти или синтетических жидких топлив (СЖТ) методом Фишера-Тропша;
- метанола через стадию образования синтез-газа;
- концентрата ароматических углеводородов (преимущественно бензол-толуол-ксилольной фракции – БТК);
- сжиженного природного газа (СПГ), который напрямую не относится к процессам нефтехимии, но может найти своё место в газоснабжении и секторе автотранспорта.

Экспериментальные работы по производству СЖТ синтезом Фишера-Тропша

том жёстких экологических требований впервые в России реализован в ОАО «НОВАТЭК» [11].

В основу технологического проектирования была заложена методология малотоннажного производства метанола в составе установки комплексной подготовки газа (УКПГ) с максимально возможным использованием существующей инфраструктуры (источников сырья и энергоресурсов, инженерных коммуникаций, административно-бытовых сооружений). Технологическое проектирование по заданию «НОВАТЭКа» было выполнено ЗАО «Метапроцесс». Производительность установки составляет 12,5 тыс. т метанола в год, сырьём для неё служит природный газ.

На основе данного опыта в ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз» в 2010 г. была введена в строй установка производства метанола мощностью 40 тыс. т в год.

Ещё одним способом газохимической утилизации ПНГ является каталитическая переработка с получением ароматических углеводородов. Известны процессы ароматизации пропана, бутанов, их смесей, а также ШФЛУ. В промышленном масштабе реализован процесс «Циклар», разработанный компаниями ВР и УОР. Он направлен на переработку пропан-бутановой фракции.

В ОАО «НИПИГазпереработка» на протяжении ряда лет совместно с Институтом катализа им. Г. К. Борескова СО РАН (г. Новосибирск) ведётся отработка технологии ароматизации СУГ, пропан-бутановой фракции и ШФЛУ на основе процесса «Аркон» [12–14]. Данный процесс прошёл опытно-промышленные испытания и может быть реализован на малогабаритных блочных установках (МГБУ), расположенных непосредственно в районах газо- и нефтедобычи, а также на установках подготовки нефти (УПН) и газа (УПГ). Гибкая технология позволяет также использовать данный процесс на нефтехимических производствах, например в составе установок пиролиза СУГ и ШФЛУ, для получения дополнительных количеств ароматических углеводородов.

В Институте катализа СО РАН разработаны катализатор и процесс совместной конверсии метана и этана с парафиновыми углеводородами C_3 – C_6 (процесс «БиЦиклар») [15–16]. Сырьём для него может

служить ПНГ с содержанием метана до 80%. При этом значительно изменяется состав и увеличивается выход ароматических углеводородов в расчёте на превращённый жирный газ, конверсии частично подвергаются метан и этан. Процесс проводят при температуре 500–580 °С, давлении 0,3–1,0 МПа. Его можно использовать для переработки ПНГ прямо в местах добычи. При этом выход ароматических углеводородов увеличивается в 1,5 раза по сравнению с процессом «Циклар», а также другими аналогичными процессами.

Что касается производства СПГ, то промышленные малотоннажные установки в России нет. Имеются небольшие объекты для сжижения природного газа, установленные на газораспределительных станциях (ГРС) и использующие дроссельный эффект для его охлаждения. Но для утилизации ПНГ такое оборудование применяться не может. Между тем в США и Канаде малотоннажные установки по производству СПГ уже служат для газоснабжения удалённых объектов и населения.

Табл. 4. Удельные капитальные вложения для малотоннажных GTL-процессов

Процесс	Малотоннажное производство
Получение СЖТ	
Западные фирмы	
производительность, млн т/год	0,25
удельные капвложения, долл./т	1700
ООО «Инфра Технологии», Россия	
производительность, тыс. т/год	15
удельные капвложения, долл./т	1400–1600
Получение метанола	
производительность, тыс. т/год	40
удельные капвложения, долл./т	1000
Получение БТК (процесс «Аркон»)	
производительность, тыс. т/год	4,5–15
удельные капвложения, долл./т	650–500 (без СМР)

На основании анализа литературных источников и собственного опыта (процесс «Аркон») в табл. 4 приведены удельные капитальные затраты для вышеперечисленных малотоннажных процессов переработки ПНГ.

Таким образом, удельные капитальные вложения при создании промышленных установок утилизации ПНГ являются достаточно высокими, что служит серьёзным препятствием для развития и внедрения подобных технологий. Но при определённых условиях (производительность, наличие инфраструктуры, возможность использования и сбыта продукции, штрафные санкции при сжигании ПНГ) GTL-технологии могут

стать экономически привлекательными для применения на промышленных объектах.

Разработки отечественных учёных в области GTL-технологий направлены прежде всего на создание новых высокопроизводительных и компактных реакторных устройств и эффективных катализаторов. Они позволят существенно снизить удельные капитальные затраты (до 500–600 долл./т) и повысить конкурентную способность GTL-процессов.

Литература

1. Патент РФ № 2053012. Способ очистки газа от кислых компонентов / А. Ю. Аджиев, В. А. Астахов, В. Ф. Потапов и др. Опубл. 27.01.1996.
2. Аджиев А. Ю., Монохов Н. В., Борушко-Горняк Ю. Н. и др. Опыт разработки и применения процесса ГАЗАМИН для очистки нефтяного газа на промыслах // Нефтяной газ: проблемы и перспективы: Сборник материалов XXI Всероссийского межотраслевого совещания. Краснодар, 3–7 сентября 2001. – Краснодар, 2002. – С. 131–138.
3. Аджиев А. Ю., Тлехурай Г. Н., Цинман А. И. и др. Использование процесса ГАЗАМИН на промышленных блочно-комплектных установках серочистки газа // Рациональное использование нефтяного попутного газа: Сборник материалов XXIII Всероссийского межотраслевого совещания. Краснодар, 12–16 сентября 2005. – Краснодар, 2006. – С. 80–88.
4. Патент на полезную модель РФ № 78091. Установка адсорбционной осушки и очистки газа / А. Ю. Аджиев, А. В. Кириллин, Н. П. Морев и др.
5. Патент РФ № 2244226. Способ переработки нефтяных газов / А. Ю. Аджиев, С. И. Бойко, О. Г. Шейн и др. Рег. номер заявки 2002124744/06.
6. Гулянский М. А., Потехин С. В., Крашенинников Е. Г. и др. Мембранные установки НПК «Грасис» для разделения углеводородов (подготовка попутного нефтяного газа) // Химическая техника. – 2012. – № 8. – С. 23–25.
7. Технологии компании «Грасис» для подготовки природного и попутного газов к транспорту // Газовая промышленность. – 2011. – № 12. – С. 9–10.
8. Кессель И. Б., Мирошниченко Д. А. Разработка технологии получения синтетических жидких топлив в ОАО «Газпром» // Газохимия. – 2008. – Сентябрь – октябрь. – С. 18–21.
9. Хасин А. А., Сипатров А. Г., Пармон В. Н. Контактные каталитические активные мембраны для процесса синтеза Фишера-Тропша // Серия «Критические технологии. Мембраны». – 2005. – № 4 (28). – С. 8–15.
10. Пармон В. Н., Носков А. С. Каталитические технологии подготовки и переработки ПНГ // Материалы 24 Всероссийского межотраслевого совещания. Сочи, 6–7 октября 2010. – Краснодар, 2011. – С. 52–60.
11. Юнусов Р. Р., Истомин В. А., Грицишин Д. Н. Совершенствование технологий промышленной подготовки газа на газоконденсатных месторождениях ОАО «НОВАТЭК» // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2008. – № 9. – С. 20–26.
12. Патент РФ № 2370482. Способ получения ароматических углеводородов и низших олефинов / А. Ю. Аджиев, Д. Н. Анненков, В. К. Вилесов и др. Опубл. 20.10.2009. Бюлл. № 29.
13. Мегедь А. А., Аджиев А. Ю., Корсаков С. Н., Севостьянова С. Ф. Ароматизация низших парафинов в процессе «Аркон» // Нефть, газ и бизнес. – 2003. – № 3. – С. 55–57.
14. Климов О. В., Аксёнов Д. Г., Коденев Е. Г. и др. Разработка технологии «БИМТ-Аркон» для комплексной переработки углеводородного сырья // Катализ в промышленности. – 2005. – № 1. – С. 18–25.
15. Пармон В. Н., Носков А. С. Каталитические технологии подготовки и переработки ПНГ // Проблемы утилизации попутного нефтяного газа и оптимальные направления его использования: Сборник материалов XXIV Всероссийского межотраслевого совещания. Сочи, 6–7 октября 2010. – Краснодар, 2011. – С. 52–60.
16. Ечевский Г. В. Вариант процесса «БиЦиклар» для переработки ПНГ // Проблемы утилизации попутного нефтяного газа и оптимальные направления его использования. Энергоэффективность: Сборник материалов XXV Всероссийского межотраслевого совещания. Геленджик, 27 сентября – 1 октября 2011. – Краснодар, 2012. – С. 50–56.

Технологии – главный фактор конкуренции



Современные решения помогают найти баланс между финансово-экономическими и экологическими аспектами развития нефтехимии

Почти два года назад в России был принят план развития нефтехимии на период до 2030 г., а осенью прошлого года Минэнерго приступило к актуализации данного документа. Он предусматривает как модернизацию существующих производств, так и создание новых предприятий, на основе которых будет сформировано шесть нефтехимических кластеров. Но осуществление этих планов зависит от двух ключевых факторов. Во-первых, от конъюнктуры мирового нефтехимического рынка и уровня конкурентоспособности России на нём. Во-вторых, от тех технологий, которые будут положены в основу новых производств. О том, каким образом передовые технологические решения могут повлиять на развитие нефтехимического комплекса РФ, журналу «Нефть России» рассказал ведущий эксперт компании Emerson Process Management Питер КОКС.

– В последнее время ситуация на углеводородном рынке существенно изменилась. В частности, появились новые источники сырья – сланцевые нефть и газ. Как это повлияло на нефтехимию, какие основные современные тенденции её развития Вы могли бы отметить?

– Одна из наиболее общих тенденций – рост спроса на пластики и изделия из них. Причём некоторые страны и регионы, стремясь увеличить производство данной продукции и прибыльность этого бизнеса, переходят на использование новых источников сырья. В частности, Китай разрабатывает технологии получения полиолефинов из угля.

Наличие такого дешёвого сырья, как сланцевый газ, уже полностью изменило нефтехимическую промышленность США. Сегодня он широко используется для производства не только полимеров, но и минеральных удобрений.

Почему сланцевый газ нашёл такое широкое применение именно в США? Дело в том, что его запасы располагаются в регионах с небольшим количеством

НАША СПРАВКА



Питер Кокс – директор Emerson Process Management по глобальным решениям в нефтехимической отрасли. Он отвечает за все мировые регионы и помогает компаниям отрасли автоматизировать их производ-

ство, переработку и сбыт. На этом посту он руководит командой специалистов по продажам и маркетингу, а также отраслевыми консультантами. Он определяет направления и цели Emerson с учётом основных сегментов химической отрасли, включая производство нефтехимической продукции и химических препаратов, и совместно со своей командой разрабатывает рациональные решения для основных её сегментов.

До прихода в Emerson в 2006 г. Питер Кокс в течение 15 лет работал на химическом предприятии BASF в г. Антверпен (Бельгия). Он занимал различные должности в подразделениях по производству нефтехимических продуктов и полимеров, отвечая за вопросы автоматизации, технического обслуживания и проектирования.

населения и это облегчает процесс разработки месторождений. Кроме того, в Соединённых Штатах право частной собственности распространяется не только на землю, но и на недра. И если человек на своём участке находит залежи сланцевого газа, он может передать его в аренду нефтегазовой компании и получать процент прибыли от добычи сырья. То есть финансовая заинтересованность населения в данном бизнесе в США выше, чем в других странах мира.

– И как этот «сланцевый бум», по Вашему мнению, повлияет на российскую нефтехимию?

– В России ситуация несколько иная, чем в других государствах. Хотя ваша страна располагает большими ресурсами традиционного углеводородного сырья, она импортирует огромное количество полимеров, а не производит их сама.

Но я считаю, что американский «сланцевый бум» не окажет прямого влияния на российский рынок. Экспорт полимеров из США будет нацелен не на Россию, а в основном на страны Латинской Америки. Однако бурное развитие нефтехимии происходит не только в Соединённых Штатах, но и на Ближнем Востоке, где также имеются огромные запасы дешёвого сырья. И предприятия данного региона ориентированы, прежде всего, на экспорт. А поскольку они расположены ближе к России, чем американские заводы, то именно Ближний Восток может стать основным поставщиком нефтехимической продукции на российский рынок.

Но если американские компании всё же найдут относительно дешёвый способ доставки полимерной продукции в Россию, то конкуренция на вашем рынке существенно обострится. Думаю, у РФ есть два выхода – либо создание крупных высокоэффективных нефтехимических комплексов с низкой себестоимостью полимеров, либо перемещение производств ближе к источникам сырья. К сожалению, основные углеводородные месторождения в России находятся в неблагоприятных климатических зонах и далеко от рынков сбыта нефтехимической продукции.

То есть, я бы сказал, что успешная конкуренция предполагает сокращение затрат на логистику либо сырья, либо готового продукта.

– Ужесточение глобальной конкуренции в нефтехимии, по-видимому, служит стимулом для внедрения новых технологий и оборудования...



– Да, конечно. Сегодня об оптимизации технологических процессов необходимо задумываться уже на стадии сооружения нового завода. Но, к сожалению, некоторые компании пытаются строить и эксплуатировать предприятия так, как это делалось на протяжении последних сорока лет. И компания Emerson рада предложить помощь в создании современных высокоэффективных производств.

К примеру, в 1960–1970-е годы изменение технологических параметров и управление предприятием осуществлялись в основном с использованием пневматического оборудования. В этот период было создано большое количество приборов различного назначения, основанных именно на пневматике. И сегодня некоторые компании пытаются взять эту достаточно простую технологию и встроить её в современные системы управления. Причём владельцы заводов полагают, что пневматическое оборудование позволяет им максимально

использовать имеющиеся производственные мощности. Но это далеко не так.

– Что же предлагает взамен компания Emerson?

– У нас огромный опыт и возможность помочь инженерно-проектировочным компаниям создавать новые мощности, сократив при этом цикл инжиниринга. Причём, предлагая те или иные инновации, мы ориентируемся в первую очередь на ключевые экономические показатели (Key Performance Indicators, KPI). Технологии Emerson направлены на то, чтобы предприятие вступило в эксплуатацию как можно быстрее и начало давать прибыль.

Каким же образом мы помогаем повысить эффективность технологических процессов? Прежде всего, мы смотрим, сколько необходимо сырья и пара для производства, допустим, одной тонны каких-либо нефтехимических продуктов. Затем, в процессе проектирования завода, оптимизируем подачу сырья и использование



ния и избегать ситуаций, ведущих к его останову.

Любое, даже самое малейшее изменение того или иного технологического параметра ведёт либо к увеличению, либо к снижению экономической эффективности завода. Поэтому очень важно обладать информацией, позволяющей предпринять правильные действия.

Необходимо избавиться от представления о том, что современные АСУ – это некий «продвинутый» аналог пневматических контроллеров 40-летней давности. Сегодня компании приобретают не просто датчики температуры, давления, уровня жидкости и т. д., а эффективный инструмент управления всем технологическим процессом. Возможности новых технологий гораздо шире, чем у пневматики, они способны существенно улучшить экономические показатели нефтехимического бизнеса. Одним словом, автоматизированные системы контроля являются ключом к успеху нефтехимического предприятия в условиях обостряющейся глобальной конкуренции.

качество того или иного продукта. Но всегда ли это нужно предприятию? Если оно выпускает продукцию, отвечающую действующим стандартам и имеющую спрос у потребителей, то простое повышение качества не принесёт ему дополнительной прибыли. Гораздо важнее обеспечить производство товара строго заданного качества с минимальными затратами на энергоносители и на энергопотребление. И наш опыт свидетельствует о том, что такой подход высоко ценится заказчиками.

Emerson не только предлагает комплексные программы автоматизации нефтехимических предприятий, но и обеспечивает их полное технологическое сопровождение. Мы контролируем правильность осуществления техобслуживания, отслеживаем параметры эксплуатационной надёжности оборудования, постоянно оптимизируем процессы с целью более рационального использования сырья и пара. Большое внимание уделяем экологической безопасности производств.

Emerson не только предлагает комплексные программы автоматизации нефтехимических предприятий, но и обеспечивает их полное технологическое сопровождение. Мы контролируем правильность осуществления техобслуживания, отслеживаем параметры эксплуатационной надёжности оборудования, постоянно оптимизируем процессы с целью более рационального использования сырья и пара.

энергоносителей. Хорошо спроектированный процесс должен осуществляться в автоматическом режиме, а вмешательство оператора возможно только в случае какой-либо нештатной ситуации.

Я уже говорил о том, что в 1960–1970-е годы все технологические процессы были основаны на пневматике, поскольку у нас не было компьютеров, которые регулировали бы и контролировали функционирование оборудования. В результате на стандартной крекинг-установке находилось примерно 160 точек контроля. Это позволяло отслеживать ситуацию в целом, но не давало возможности предвидеть развитие событий и предотвращать возможные ЧП. Сейчас за счёт внедрения современных систем контроля операторам поступает более 4 тыс. сигналов о работе оборудования. Соответствующая обработка, лёгкое для восприятия представление и точная адресность этих сигналов позволяют отслеживать текущее состояние оборудова-

– Но сегодня автоматизацией производств занимается достаточно большое количество компаний. В чём же заключаются конкурентные преимущества Emerson?

– Да, процессы автоматизации ныне доступны практически для любого промышленного предприятия. Но, по нашему мнению, представление об автоматизации как о «товаре широкого потребления», как о стандартной процедуре, подходящей для любого производства, в данный момент не совсем верно.

Часто заказчики приходят к нам с конкретным вопросом: «Как я могу конкурировать с таким-то новым предприятием, если у меня стоит старое оборудование и используются старые технологии?» И мы готовы дать им вполне конкретный ответ и предложить сугубо индивидуальное решение.

При этом мы анализируем в комплексе и технологические, и экономические параметры. Ведь существует большой набор технологий, способных повысить

Кроме того, мы занимаемся повышением уровня профессиональной подготовки операторов, используя для этого специальные приборы и системы обучения, а также программы имитации технологических процессов. В ходе тренингов мы не только объясняем, как осуществлять рутинные, каждодневные операции. Ведь сбои происходят в основном при выполнении редких операций, таких как запуск линии, пусконаладка или останов. Вследствие того что они выполняются нечасто, операторы утрачивают соответствующие навыки и допускают ошибки. И мы ориентируем наши тренинги на то, чтобы отработать порядок действия именно в нештатных ситуациях.

– Могли бы Вы привести конкретные примеры, как внедрение упомянутых Вами «индивидуальных» АСУ повышает эффективность нефтехимических производств?

– Да, конечно. Давайте рассмотрим такой актуальный для России вопрос, как

производство этилена. Ведь даже ваш министр энергетики Александр Новак говорил о том, что именно нехватка установок пиролиза для производства этилена является основным сдерживающим фактором для расширения производства полимеров и изделий на их основе.

Emerson предлагает решения, позволяющие повысить эффективность всех трёх стадий пиролиза. Во-первых, наши системы контроля и управления технологическим процессом позволяют увеличить цикл работы печей пиролиза между остановами для чистки и убирания кокса. В результате повышается эффективность оборудования и сокращаются энергозатраты.

Во-вторых, мы используем технологии, нацеленные на обеспечение надёжности и безопасности критически важного элемента оборудования – антипомпажного клапана турбокомпрессора.

В-третьих, мы повышаем эффективность процесса фракционирования этилена, пропилена и бутадиена, которые на выходе из компрессорной установки движутся по единому трубопроводу. Предлагаемые нами решения позволяют сократить объёмы энергии, требуемые для последующего разделения этих фракций.

– И какой экономический эффект могут дать эти технологии?

– Огромный. Например, системы управления функционированием печей пиролиза позволяют предотвратить останов этого оборудования из-за сбоев с подачей газа. А каждый день простоя предприятия мощностью 300 тыс. т этилена в год обходится в 1 млн долларов. Между тем эффективность крекинг-овых установок, использующих в качестве сырья нефть, и так невысока – фактически с января по октябрь они работают только на то, чтобы окупить затраты на приобретение сырья, и только с ноября по декабрь – на прибыль. Поэтому останов даже на самый короткий срок – весьма критичен. В случае, если предприятие простоит пять дней, его можно закрывать, потому что оно окажется не прибыльным.

– А способны ли технологии Emerson обеспечить не только эффективное функционирование отдельных установок, но и координацию различных технологических процессов в рамках целого предприятия?

– Разумеется. Сейчас практически не строят отдельные предприятия, нацеленные на выпуск каких-либо монопродуктов. Как правило, возводятся крупные комплексы, производящие широкую

огромное количество потенциально опасных химикатов, и поэтому они должны напрямую поступать с одной установки на другую. Таким образом, если останавливается одна линия, то встаёт и всё предприятие. Поэтому необходимо осуществлять управление всем заводом в целом и обеспечивать баланс между поступающим сырьём и выходящим продуктом.



гамму нефтехимической продукции – от этилена и пропилена до пластиков. А отходы некоторых нефтехимических процессов также идут в дело. Например, водород может использоваться для получения аммиака, необходимого для изготовления минеральных удобрений. И технологии Emerson позволяют обеспечить комплексную интеграцию различных производств и при помощи систем автоматизации решать большое количество сложных задач.

Особенно это актуально в связи с внедрением новых экологических стандартов. Раньше вещества, произведённые на одной установке, отправлялись на промежуточное хранение в специальные резервуары и лишь через некоторое время транспортировались на другую установку для дальнейшей переработки. Следовательно, в случае остановки какого-либо оборудования имеющийся запас позволял продолжать производственный процесс ещё несколько дней. Но новые нормативы не разрешают хранить такое

– Большинство нефтехимических предприятий в России достаточно небольшие по мощности, примерно по 300 тыс. т этилена в год. А глобальная тенденция заключается в укрупнении производств. Так, в Саудовской Аравии мощность нефтехимических комплексов уже превышает 1 млн т по этилену. Имеется ли, по Вашему мнению, предел такого роста, и какой масштаб предприятий оптимален с точки зрения эффективного управления и автоматизации?

– Я думаю, что мы и близко не подошли к предельной мощности нефтехимических предприятий. Чуть ли не каждый новый завод оказывается масштабнее, чем его «предшественники». Уже существуют проекты строительства пиролизных производств мощностью 2 млн т этилена в год. Крупнее становится и оборудование. Так, наша компания недавно создала самый большой в своей истории клапан для трубопровода.

В экономическом плане крупные нефтехимические комплексы, конечно, бо-

лее эффективны. В силу больших масштабов расходы на сырьё и энергию в структуре их затрат меньше, чем у небольших предприятий. Но с точки зрения автоматизированного управления предприятием нет особой разницы от того, какова его величина.

– Как Вы уже отмечали, одна из основных проблем российской нефтехимии – большие расстояния между предприятиями и источниками углеводородного сырья. Поэтому требуется сооружение трубопроводов для перекачки ШФЛУ. Но данные объекты весьма опасны: в 1989 г. взрыв такой магистрали между Уфой и Челябинском привёл к многочисленным человеческим жертвам. Поэтому планы строительства ШФЛУ-проводов вызывают протест со стороны ряда экспертов. Существуют ли технологии автоматического контроля, способные обеспечить полную безопасность таких трубопроводов?

– Действительно, на сегодняшний день трубопроводы остаются наилучшим вариантом доставки углеводородного сырья. Его перевозка железнодорожным транспортом связана с ещё большими опасностями – аварии на железных дорогах случаются даже чаще, чем на трубопроводах. Однако в последнее время общественность нередко выступает против строительства любых химических и нефтехимических объектов, в том числе и магистралей по перекачке ШФЛУ. Особенно если они должны пройти через густонаселённые районы. Практически все люди ежедневно используют изделия из пластика, но никто не хочет, чтобы они производились рядом с его домом...

Каковы же выходы из этой ситуации? Первый – строительство трубопроводов траншейным способом, то есть закапывание их под землю. Но это слишком дорого. Второй вариант, как я уже упоминал, – сооружение нефтехимических предприятий вблизи источников сырья. Да, в России они расположены в неблагоприятных климатических условиях. Но это не является непреодолимым препятствием. Так, среди заказчиков Emerson есть три предприятия, находящихся за Полярным кругом.

Конечно, неизбежно возникнут трудности, связанные с созданием инфраструктуры и обеспечением данных проектов трудовыми ресурсами – далеко не каждый сотрудник согласится работать в тяжёлых климатических условиях. Но всё-таки подобный подход – единствен-

ная разумная альтернатива транспортировке взрывоопасных газо- и нефтепродуктов, а также прочих химикатов на дальние расстояния по трубопроводам. А перевозить готовые полимеры и прочие, и безопасней, так как они не могут взорваться.

То есть на противоположных чашах весов оказываются финансово-экономические и экологические соображения. Конечно, гораздо дешевле транспортировать сырьё по трубопроводам с месторождения на завод, расположенный в густонаселённом районе, где имеются рабочая сила и доступ к морскому или железнодорожному транспорту. Но более безопасный вариант – перенести само нефтехимическое предприятие ближе к источнику сырья, а затем перевозить го-

Emerson действительно понимает те глобальные трудности, которые возникают в нефтехимической отрасли. И я считаю, что у нас есть передовые решения, внедрение которых позволило бы российским нефтехимическим заводам успешно конкурировать с новыми высокотехнологичными предприятиями, создаваемыми в других странах.

товую продукцию, например, автомобильным транспортом.

Разумеется, Emerson не может влиять на общественное мнение, и не в нашей компетенции принимать решения о том, где будут строиться заводы. Это прерогатива населения, местных властей и руководителей нефтехимических компаний. Но мы можем предложить технологии, которые позволят найти компромисс между финансово-экономическими и экологическими соображениями. Мы готовы принять участие в обеспечении автоматизации и в управлении предприятиями и трубопроводами, расположенными в любых труднодоступных регионах.

В нашем арсенале имеются технологии, которые существенно сократят затраты на сооружение завода, например, за Полярным кругом. Создаваемые ныне компанией интеллектуальные операторские (iOps-центры) позволяют осуществлять удалённый контроль над производством и мониторинг всех тех-

нологических процессов на объектах, расположенных за тысячи километров от самой операторской. Управлять предприятием, находящимся на севере Сибири, можно хоть из Австралии. А значит, удастся свести к минимуму количество персонала на самом объекте и значительно уменьшить расходы на его эксплуатацию.

– В России сейчас создаются нефтехимические кластеры, в состав которых должны войти предприятия, принадлежащие различным владельцам. Существуют ли технологические решения, которые помогли бы создать такие производственные цепочки и обеспечили бы автоматизацию производственных процессов на уровне не отдельных нефтехимических комплексов, а целых кластеров?

– Да, разумеется, у нас есть решения и программные продукты, которые могут помочь формированию таких кластеров. Для этого потребуются создание компьютерных платформ, способных отслеживать данные о деятельности всех предприятий в масштабе реального времени.

В общем-то нет принципиальной разницы – создавать единую архитектуру управления для отдельных цехов одного завода или для различных предприятий единого кластера. Когда мы автоматизируем старые заводы, мы фактически решаем ту же задачу – соединяем в единую цепочку управление установками, служащими друг для друга источниками сырья, пара, энергии и т. д.

Единственная трудность, которая добавляется при работе в масштабах кластеров, – приходится иметь дело с различными юридическими лицами. И у их владельцев могут быть свои подходы к управлению производством. Но эти вопросы вполне решаемы.

Подводя итог, я хочу сказать, что Emerson действительно понимает те глобальные трудности, которые возникают в нефтехимической отрасли. И я считаю, что у нас есть передовые решения, внедрение которых позволило бы российским нефтехимическим заводам успешно конкурировать с новыми высокотехнологичными предприятиями, создаваемыми в других странах.

Мы также способны помочь России в проектировании новых предприятий, чтобы она смогла использовать свои огромные запасы углеводородного сырья для удовлетворения возрастающего спроса на нефтехимическую продукцию. ■

«СИБУР» против кризиса

Увеличение мощностей и диверсификация бизнеса позволили холдингу вопреки плохой конъюнктуре стать лидером отрасли

Алексей ЧЕБОТАРЁВ

Продолжение кризиса российской (и мировой) нефтехимии специалисты констатировали ещё в начале года. Основными драйверами упадка явились постепенное снижение спроса и динамично растущие издержки. Крупные базовые нефтехимические предприятия столкнулись с падением цен на свою продукцию, особенно на внешних рынках.

Несмотря на это «СИБУР» завершил год с неплохими результатами. Выручка сохранилась практически на прежнем уровне, хотя чистая прибыль компании снизилась. Однако введённые в 2013 г. новые мощности позволяют надеяться на рост финансовых показателей в наступившем году. Другая гарантия успеха – диверсификация бизнеса: одновременное развитие производства полимеров, синтетических каучуков и реализация совместных проектов с нефтяниками.

ВЫЗОВЫ И ТРЕНДЫ 2013 ГОДА

Тренды прошлого года на мировом рынке нефтехимической продукции были разнонаправленными. Однако даже такое позитивное на первый взгляд событие, как «сланцевая революция», которая оживила рынок США, привело к ослаблению позиций нефтехимических предприятий Европы и Китая. По оценке экспертов, к 2020 г. мировое потребление продукции нефтехимии может вырасти на 50 млн т, а глобальное производство – на 65 млн, что приведёт к ужесточению конкуренции.

Рост добычи газа вместе с его жидкими фракциями (СУГ) привёл к снижению цен на «голубое топливо» и увеличению объёмов производства этилена на сотни миллионов баррелей. Вследствие этого произошла переориентация европейских нефтехимических корпораций на приобретение американского сырья. Так, в прошлом году стало известно о нескольких крупных контрактах швейцарской ком-



Производство термоэластопластов в Воронеже

пании Ineos на покупку этана в США. Все соглашения долгосрочные, с 2015 г. в среднем на 15 лет.

Месторождения сланцевого газа были обнаружены и в Европе. Однако разведанные запасы явно не больше американских. Так, сейчас польская PKN Orlen ведёт переговоры о покупке лицензии на добычу у заокеанской ExxonMobil: та приняла решение покинуть Польшу после того, как на двух месторождениях, на которых компания имела лицензию, не было найдено достаточно сырья, чтобы оправдать вложения.

Одновременно со снижением стоимости СУГ произошёл обвал цен на сырьё для изготовления каучуков – из-за слабого спроса потребляющих отраслей (производство шин, резинотехнических изделий) и роста поставок сока каучуконоса гевеи. Так, бутадиен подешевел примерно на 40%, натуральный каучук – в среднем на 20%, практически все виды син-

тетических каучуков – на треть. Только цена на бутилкаучуки незначительно выросла (на 6%).

В Китае дополнительным фактором давления на цены каучуков стал ввод новых мощностей бутадиена. В целом же экономика Поднебесной уже во втором полугодии вступила в период замедления роста. Но если в КНР производство расширяется меньшими темпами, чем раньше, то в Европе сразу несколько компаний (Sabic, Ineos, Dow) закрыли нефтехимические заводы и уволили персонал.

ВВП России, по подсчётам МВФ, в 2013 г. увеличился не более чем на 1,5%, а в 2014 г. рост составит в лучшем случае 3%. Это замедление происходит на фоне ускорения оттока капитала и спада промышленного производства. В данных условиях платёжеспособный спрос на продукцию нефтехимии, который в России и так был невелик, вряд ли расширится. По мнению экспертов, причины российского

кризиса главным образом внутренние – низкий уровень инвестиций, а также неспособность ресурсодобывающего сектора оставаться мотором экономики.

В связи с этим правительство страны начало поиск нового «локомотива». Российская нефтехимия в прошлом году пользовалась особым вниманием федеральных властей – были проведены сразу несколько совещаний на высшем уровне (под председательством президента и премьер-министра), посвящённых вопросам развития отрасли. На последнем из них, состоявшемся в день открытия «Тобольск-Полимера», Президент РФ Владимир Путин назвал нефтехимию возможным драйвером российской экономики.

ПОЛИМЕРНЫЙ ДВИГАТЕЛЬ ПРОГРЕССА

В Тобольске представители власти и нефтехимических компаний проанализировали итоги работы за несколько лет. По результатам обсуждения президент изложил концепцию развития отрасли. Она включает меры по упорядочению таможенно-тарифного регулирования (экспортных и импортных пошлин на продукцию, сырьё и оборудование), что позволило бы полностью и эффективно использовать все имеющиеся конкурентные преимущества и расширить их. Предполагается также создание и освоение новых сбытовых ниш. Необходимо изменить действующие госстандарты, строительные нормы и технические регламенты, включив в них чёткие требования и обязательства по использованию современных продуктов нефтехимии с более качественными характеристиками.

По мнению Владимира Путина, Россия должна самостоятельно обеспечивать себя продуктами нефтехимии. Пока же по объёмам спроса на основные нефтехимические материалы страна значительно отстаёт от других государств. В частности, среднестатистическое потребление такого полимера, как полипропилен, у нас в три раза меньше, чем в Европе и США, а существующие потребности превышают производство более чем на треть.

В свою очередь, нефтехимики попросили у президента «долгосрочности и прогнозируемости». Как отметил генеральный директор «СИБУРа» Дмитрий Конов, на площадке, где сейчас находится «Тобольск-Полимер», ещё в советские годы планировалось реализовать проект по строительству крупного нефтехимического производства. Однако он так и не был осуществлён. «Нам очень хочется,

чтобы не менялись правила игры на середине дороги, потому что изменение правил игры на середине дороги очень сильно меняет экономику, а мы не хотим иметь проекты, которые начали и бросили», – сказал в связи с этим глава «СИБУРа».

Комплекс «Тобольск-Полимер», который официально был открыт 15 октября, – не только самый крупный объект компании, введённый в эксплуатацию в прошлом году, но и самый масштабный проект в отрасли. Он реализован с учётом новых реалий и конкурентоспособен как в России, так и на внешних рынках.

Инвестиции в создание комплекса составили около 60 млрд рублей. По затра-

то новое производство биаксиально-ориентированной полипропиленовой плёнки (БОПП-плёнки). Этот материал применяется в производстве гибкой упаковки для пищевых и непищевых продуктов. Проектная мощность линии составляет 38 тыс. т в год. Объём инвестиций в проект превысил 2,4 млрд рублей. С пуском нового производства совокупная мощность предприятий «БИАКСПЛЕНА» (входящего в «СИБУР») по выпуску БОПП-плёнки составила 149 тыс. т.

Реализация подобных проектов увеличивает гарантированный сбыт полимерных материалов компании и позволяет получать дополнительный доход за счёт



Октябрь 2013 года. Торжественная церемония открытия комплекса по производству полипропилена в Тобольске

там на 1 т полипропилена «Тобольск-Полимер» попадает в 10% наиболее эффективных производств мира.

По прогнозам компании, российский рынок не сможет сразу поглотить весь производимый полипропилен, поэтому часть продукции будет уходить на экспорт. То есть Россия из импортёра превратится в экспортёра, причём в некоторых сегментах переход случится уже в 2014 г. Появление на рынке дополнительных объёмов продукции станет стимулом к развитию перерабатывающих производств, что, в свою очередь, будет способствовать дальнейшему увеличению потребления полимеров в различных секторах экономики: автомобильной промышленности, строительной отрасли, ЖКХ и других.

Компания также ведёт работу по удлинению цепочки переработки и созданию новых мощностей, потребляющих полимеры. В частности, в ноябре 2013 г. на томской площадке «СИБУРа» было откры-

т выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью.

ПАЛЬМЫ И НЕФТЕХИМИЯ

Ситуация в сфере каучуков в прошлом году оставалась сложной. Ещё с 2012 г. в связи с цикличностью рынка наблюдалось снижение спроса на синтетические каучуки со стороны шинной отрасли и потребителей резинотехнических изделий. В то же время цены на сырьё – бутан и изобутан – значительно выросли из-за повышения котировок нефти, которые в последние годы держатся на уровне 100 долларов за баррель. Под этим двойным давлением производственные мощности по каучукам, в том числе ведущих международных компаний, оказались недозагруженными. Лидеры рынка в США и Европе объявили о временной остановке некоторых заводов.

Однако вертикальная интеграция позволила «СИБУРу» не только не закрывать свои производства, но и реализовывать но-

вые проекты в этом сегменте. По мнению специалистов, в долгосрочной и даже среднесрочной перспективе рост спроса на синтетические каучуки запрограммирован, поскольку плантации геви вытесняются пальмовыми, а значит, сокращение объёмов натурального сырья неизбежно.

В отрасли также ждут реализации государственной стратегии по более полной утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), которая, вкупе с разработкой месторождений более «жирного» газа и увеличением объёмов переработки газовой

продукции направляется на экспорт – в США, Канаду, Европу, Турцию, Тайвань, Вьетнам, Корею, Индонезию.

В момент снижения рынка «СИБУР» не ограничился увеличением мощностей экспортноориентированного производства. Ранее, в феврале 2013 г., в индийском Джамнагаре был заложен комплекс по выпуску бутилкаучука. Проектная мощность нового завода, который строится «СИБУром» совместно с индийской компанией Reliance Industries Limited (RIL), составляет 100 тыс. т бутилкаучука в год. Новый

В марте прошлого года «СИБУР» и ТНК-ВР завершили оформление пакета соглашений, уточняющих порядок работы в рамках совместного предприятия «Юграгазпереработка» с 2017-го по 2026 год включительно. Были продлены основные контракты на поставку ПНГ и закупку продукции переработки, уточнены гарантированные объёмы сырья, поставляемого на Нижневартовский и Белозёрный газоперерабатывающие заводы (ГПЗ). Действие СП стало бессрочным.

Подписание соглашений подтвердило надёжность пятилетнего сотрудничества «СИБУРА» и ТНК-ВР. Сейчас «Юграгазпереработка» владеет и управляет тремя ГПЗ (Нижневартовским, Белозёрным и «Няганьгазпереработкой»), тремя компрессорными станциями, а также трубопроводной инфраструктурой для прокачки ПНГ от компрессорных станций до ГПЗ.

В декабре «СИБУР» и «Газпром нефть» подписали соглашение о строительстве в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) нового ГПЗ мощностью 900 млн м³ ПНГ в год на базе Южно-Приобской компрессорной станции (КС). Коэффициент извлечения целевых компонентов на новом предприятии составит не менее 95%, что соответствует мировым аналогам.

Новый ГПЗ станет совместным предприятием «Газпром нефти» и «СИБУРА» (доля каждой стороны – 50%). ВИНК будет на долгосрочной основе поставлять попутный газ на Южно-Приобский ГПЗ, а нефтехимическая компания – приобретать половину этого объёма. Стороны планируют перерабатывать ПНГ и получать готовую продукцию пропорционально долям в СП. В дальнейшем «СИБУР» предполагает продавать «Газпром нефти» свою долю СОГ и выкупать её долю ШФЛУ.

СОГ будут поставлять в магистральный газопровод «Газоснабжение г. Ханты-Мансийск», ШФЛУ – перекачивать по продуктопроводу до тобольской промышленной площадки «СИБУРА». В рамках строительства ГПЗ планируется создать инфраструктуру для налива, хранения и слива ШФЛУ, а также провести реконструкцию трубопровода для доставки СОГ до магистрального газопровода.

Решение о строительстве на Южно-Приобском месторождении КС и системы сбора ПНГ, позволяющей подавать газ на Южно-Балыкский газоперерабатывающий комплекс (ГПК), было принято ещё в 2010 г. Для организации поставок сырья с месторождения на КС построили систему сбора ПНГ, имеющую протяжённость 90 км и включающую пять вакуумно-компрессорных станций. Летом 2013 г. по-



Февраль 2013 года. Церемония закладки первого камня комплекса по производству бутилкаучука в г. Джамнагар (Индия). В центре – президент ОАО «СИБУР» Дмитрий Конов

го конденсата, даст прирост производства фракций С₄ и С₅. Это поможет насытить сырьём заводы по производству синтетических каучуков.

Поэтому к концу года «Тольяттикаучук», входящий в состав «СИБУРА», ввёл в эксплуатацию третью линию выделения бутилкаучука. Её пуск позволил увеличить мощность предприятия по выпуску этой продукции до 53 тыс. т в год. Линия изготовлена в Швейцарии, отличается высокой степенью автоматизации и механизации производственных процессов. Здесь, правда, будет применяться российская технология, которая уже внедрена «Тольяттикаучуком». Она предусматривает использование уникального растворного метода, который даёт возможность получать стабильно высокое качество продукта.

«Тольяттикаучук» выпускает три вида каучуков: бутилкаучук, сополимерные и изопреновые каучуки. Бутилкаучук применяется в шинной промышленности, для изготовления прорезиненных тканей, изделий медицинского и пищевого назначения, в строительстве. Около 70%

комплекс может стать самым большим в Индии и одним из крупнейших в мире.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ГОРИЗОНТАЛЬ

Однако пока неблагоприятная рыночная конъюнктура в каучуковом сегменте компенсируется успешной работой компании в целом. Так, за 9 месяцев 2013 г. «СИБУР» увеличил объёмы переработки углеводородного сырья и продажи топливно-сырьевых продуктов почти на 20%. Это позволило удерживать выручку на уровне прошлого года.

Увеличение объёмов переработки достигнуто благодаря развитию отношений с нефтедобывающими предприятиями. По словам председателя совета директоров «СИБУРА» Леонида Михельсона, компания предоставляет нефтяникам и газовикам возможность реализовывать побочные продукты добычи углеводородного сырья и экономить на строительстве собственных перерабатывающих мощностей. О двух самых крупных сделках по укреплению и созданию таких «нефтегазовых горизонталей» было объявлено весной и в конце 2013 г.

строенная КС мощностью 500 млн м³ в год приняла первый ПНГ для проведения пуска наладочных работ. Однако из-за увеличения прогнозов добычи ПНГ на месторождениях «Газпром нефти» было решено создать на базе КС новый ГПЗ.

Обеспечить сырьём мощности перерабатывающих заводов призван другой крупнейший инвестпроект «СИБУРа» – продуктопровод Пуровский ЗПК – Южно-Балыкская ГНС – «Тобольск-Нефтехим» протяжённостью более 1 тыс. км. Его проектная пропускная способность на участ-

сию и Украину либо зарубежные порты Чёрного моря и Балтики. Терминал в Усть-Луге создаёт российскую инфраструктуру по морской перевалке, снижая зависимость от портов зарубежных стран. Появление нового комплекса на территории РФ позволяет «СИБУРу» сократить транспортные издержки, направляя экспортные потоки по более эффективному маршруту.

Торжественная церемония загрузки первого судна-газовоза СУГ на новом комплексе «СИБУРа» в морском торговом порту Усть-Луга состоялась в июне прошлого

для круглогодичных перевозок СУГ в охлаждённом виде. Газовозы были построены на верфи Hyundai Mipo Dockyard Co. Ltd. (Республика Корея). Их корпуса изготовлены из материалов повышенной прочности, что позволяет эксплуатировать их в условиях Северной Атлантики в течение 25 лет. Ледовый класс 1В обеспечит их эффективную работу в условиях низких температур Балтийского моря в период зимней навигации. В настоящее время суда уже приступили к доставке тестовых партий СУГ европейским потре-



Строительство продуктопровода Пуровский ЗПК – Тобольский НХК



Производство биаксиально-ориентированной полипропиленовой пленки в Томске

ке от Пуровского ЗПК до Южно-Балыкской ГНС составляет около 4 млн т, от Южно-Балыкской ГНС до Ноябрьской наливной эстакады – 5,5 млн т, от наливной эстакады до «Тобольск-Нефтехима» – примерно 8 млн т. Строительно-монтажные работы начались в ноябре 2012 г., а ввести объект в эксплуатацию планируется в 2015 г.

Данный продуктопровод – один из крупнейших инфраструктурных проектов «СИБУРа» (всего за прошлый год капитальные вложения компании увеличились на 9,2%). Другой подобный объект – терминал для отгрузки СУГ и светлых нефтепродуктов в Усть-Луге – был введён в эксплуатацию в прошлом году. Он расположен в одном из немногих незамерзающих портов на территории России, что позволило организовать здесь круглогодичную перевалку топливно-сырьевых продуктов.

УСТЬ-ЛУГА СДЕЛАЕТ ЭКСПОРТ КОРОЧЕ

Основными направлениями экспорта российских СУГ на Запад традиционно являлись сухопутные поставки через Белорус-

года. По предварительным данным холдинга, инвестиции в строительство терминала составили около 25 млрд рублей. Он, как и «Тобольск-Полимер», был объявлен проектом федерального значения и построен при инфраструктурной поддержке государства: есть соглашение о сотрудничестве «СИБУРа» и РЖД до 2020 г. и трёхстороннее соглашение «СИБУРа», «Росморпорта» и Федерального агентства морского и речного транспорта.

Комплекс в Усть-Луге становится крупнейшим в странах СНГ и первым на Северо-Западе России нефтегазовым терминалом. Его грузооборот позволяет ежегодно переваливать до 1,5 млн т СУГ и до 2,5 млн т светлых нефтепродуктов. Усть-Луга способна принимать современные суда всех типов, в том числе рефрижераторы, поскольку комплекс оборудован изотермическим парком хранения СУГ. Транспортировка охлаждённых сжиженных газов может осуществляться большими партиями.

В сентябре в порт прибыл новый газовоз Sibur Voronezh, а в ноябре – Sibur Tobol. Суда предполагается использовать

бителям, готовятся к вводу в строй все резервуарные парки терминала. В декабре из порта Усть-Луга была отправлена первая партия захлаженного сжиженного бутана. В нынешнем году «СИБУР» планирует увеличить объёмы отгрузок СУГ и светлых нефтепродуктов и ожидает выхода терминала на проектную мощность.

В 2014 г. «СИБУР» продолжит реализацию крупных инвестпроектов. В планах компании – пуск нового крупного нефтехимического комплекса по выпуску ПВХ в Нижегородской области, сооружаемого в рамках компании «РусВинил» – СП «СИБУРа» и бельгийской SolVin. Кроме того, ожидается завершение строительства второй газофракционирующей установки в Тобольске, что позволит увеличить приём и переработку ШФЛУ. В Новокуйбышевске также планируется ввод новых мощностей по выпуску БОПП-плёнки – это ещё один проект, направленный на увеличение потребления полимеров внутри России. ■

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

www.gntexpo.ru



УФА-2014

НОВЫЕ СРОКИ
ПРОВЕДЕНИЯ!

22-25 апреля

XXII международная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

Выставка 2014 года
в Выставочном комплексе

ВДНХ ЭКСПО

ул. Менделеева, 158



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

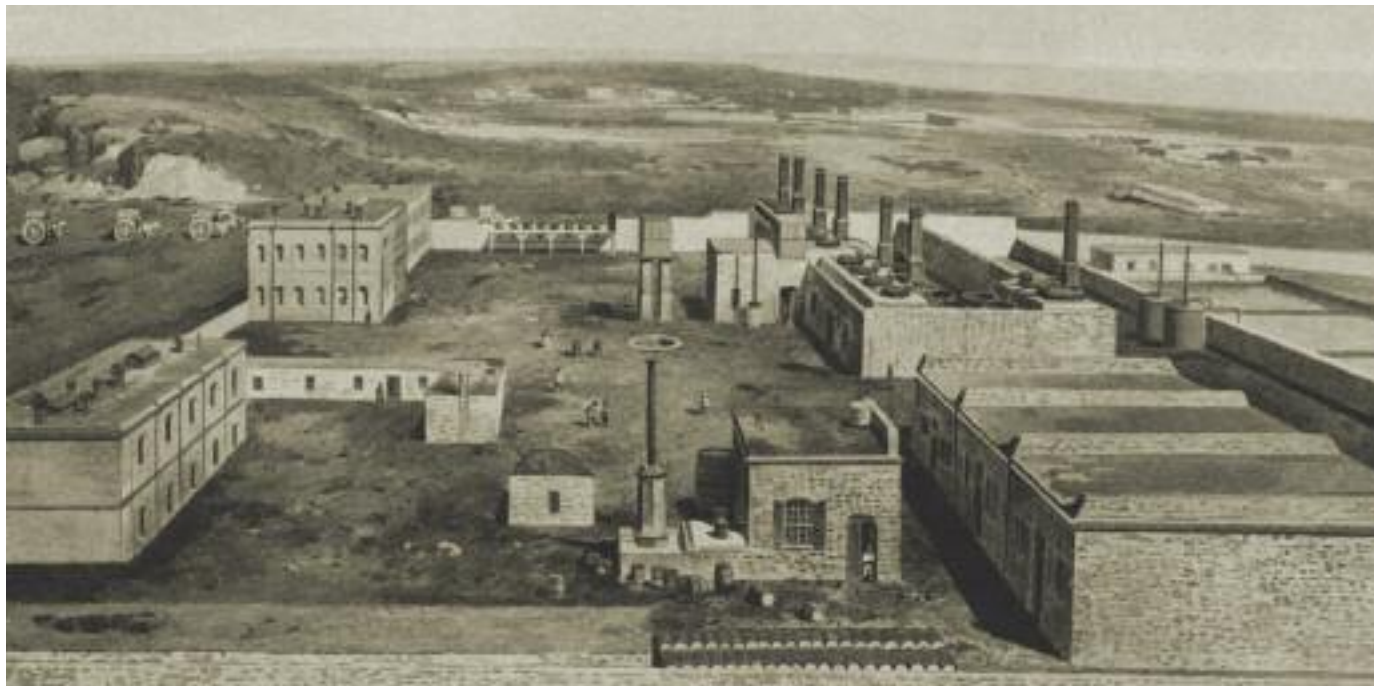
Министерство
промышленности
и инновационной политики
Республики Башкортостан



**МИНПРОМТОРГ
РОССИИ**

БВК
БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ





Императив нефтеперегонного куба

К 190-летию возникновения переработки нефти в России*

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

Процесс нефтепереработки в аппаратах периодического действия имел низкую производительность, так как половина рабочего времени тратилась на загрузку сырой нефти в куб, подогрев, остывание и удаление нефтяных остатков. Кроме того, на эксплуатацию кубов вертикального типа затрачивалось чрезмерное количество топлива, и главное, в них невозможно было осуществить устойчивое разделение сырья на фракции. Поэтому сама практика нефтеперегонного дела поставила перед российскими учёными и инженерами проблему создания технологии и аппаратуры для непрерывного процесса перегонки.

НА ТЕРНИСТОМ ПУТИ ПЕРВЫХ ИННОВАЦИЙ

Творческие поиски шли по двум направлениям. Во-первых, создание аппаратов, в которых на основе непрерывного поступления нефти и безостановочного удаления нефтяных остатков было бы обеспечено только простое отделение керосинового дистиллята от тяжёлых фракций. Во-вторых, разработка разнообразных погоноразделяющих устройств (также с непрерывной подачей сырья и отводом остатков).

6 декабря 1874 г. бакинский предприниматель, потомственный почётный гражданин Авак Тавризов, получил в Департаменте торговли и мануфактур Министерства финансов десятилетнюю привилегию (то есть патент) на «дистилляционный и ректификационный аппарат», в котором осуществлялась перегонка нефти.

Вероятно, А. Тавризов был хорошо знаком с практикой винокуренного производства, где в то время уже нашли при-

менение подобные устройства. Однако его заслугой стало видоизменение их с учётом особенностей процесса нефтепереработки.

Конструкция его аппарата включала в себя несколько стальных цилиндрических «кипятильников», полых внутри, соединённых в середине между собой трубой, по которой поступал перегретый пар, и заключённых в цилиндрическую колонну. Верхняя часть каждого «кипятильника» была выполнена в виде тарелки с бортами высотой несколько дюймов, соединённой переточной трубкой, идущей на нижерасположенное подобное устройство.

В аппарате Тавризова впервые был использован принцип противотока: нефть направлялась сверху вниз, а теплоноситель (перегретый пар) – снизу вверх. Таким образом, теплоноситель по мере продвижения вверх расходовал свою теплоту на нагрев сырья, текущего вниз. К сожалению, в тот период данное изобретение не было по достоинству оценено

* Окончание. Начало в декабрьском номере за 2013 год.

современниками и поэтому не нашло применения в производстве. Следует подчеркнуть, что оно, по существу, являлось прототипом нефтеперегонной колонны тарельчатого типа, время которой тогда ещё не пришло.

Более успешную попытку создания куба непрерывного действия предпринял в 1882–1883 гг. великий учёный Дмитрий Менделеев на Кусковском заводе «Товарищества Русско-Американского нефтяного производства».

12 июля 1882 г. он заключил соглашение с правлением Товарищества сроком на четыре года и взял на себя обязанности консультанта «по всем техническим и химическим вопросам и, в частности, руководству всеми распоряжениями по осуществлению нового способа перегонки нефти». Через четыре года учёный писал о результатах своих работ: «В 1882 г. П. И. Губонин пригласил меня установить непрерывную гонку и давать консультации на Кусковском заводе около Москвы. Непрерывная гонка была установлена, она шла и ныне зимой всё в том же аппарате, который установлен при мне в 1883 г.».

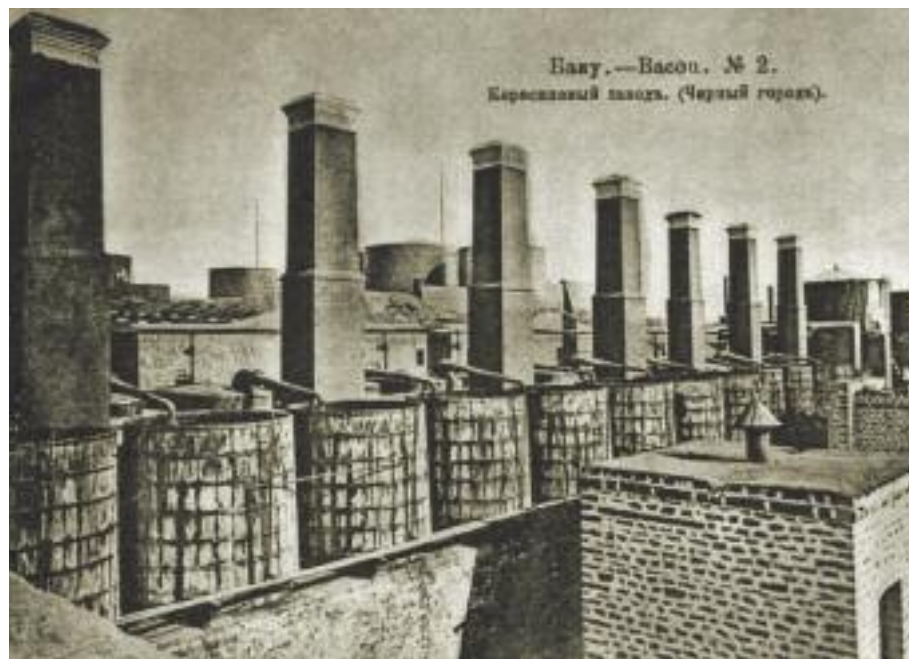
В начале 1883 г. аппарат профессора Менделеева был установлен в перегонном отделении Кусковского завода. В книге инженера-технолога Николая Квятковского «Практическое руководство к обработке нефтяных продуктов» (1893) приведено весьма подробное его описание. Аппарат представлял собой перегонный куб, оборудованный устройством для непрерывной подачи нефти и отвода нефтяных остатков. На его дне имелось кольцо, через специальные отверстия в котором нефтяные остатки непрерывно выводились по трубе, изогнутой коленом (сифон), в герметический горизонтальный куб, врытый в землю.

Нефть из сырьевой ёмкости по трубе поступала в змеевик, расположенный в кубе с горячими остатками. Проходя через этот змеевик, сырьё подогревалось, а нефтяные остатки охлаждались. Подогретая и отстоявшаяся нефть по трубе подавалась в верхнюю часть куба и посредством специального распылителя, которым заканчивалась труба, разбрызгивалась в виде мелких капель. Стекая по горячим стенкам куба, она отдавала в виде паров более летучую часть, а нефтяные остатки накапливались на дне и затем оттуда непрерывно выводились через сифон в приёмник.

Пары дистиллята через шлем куба и пароотводную трубу отводились в кон-

денсационную систему. Здесь происходило лишь отделение всего дистиллята от нефтяных остатков, однако он всё же не делился на более узкие погонны.

Основное достоинство конструкции этого аппарата заключалось в том, что была достигнута непрерывность процесса нефтепереработки. Кроме того, было предложено весьма рациональное решение для использования теплоты горячих нефтяных остатков с целью подогрева нефти, поступающей в куб. Следует подчеркнуть, что аппарат Дмитрия Менде-



лева, воплотивший ряд новаторских научных и технических решений, стал основой для дальнейшего инженерного поиска.

Ещё одним существенным шагом на пути совершенствования технологии и аппаратного обеспечения процесса переработки нефти стало изобретение инженера-механика Владимира Шухова и химика Феликса Инчика – «Аппарат для непрерывной дробной перегонки нефти и т. п. веществ». Заявка на привилегию в Департамент торговли и мануфактур Министерства финансов была подана ими 13 мая 1886 г.

В этой установке изобретатели соединили перегонный куб с ректификационной колонной, имевшей девять тарелок для отбора различных по удельному весу дистиллятов. Эти элементы конструкции обогревались парами дистиллята, поднимавшимися из перегонного куба и идущими навстречу жидкой нефти, которая подавалась на самую верхнюю та-

релку, а затем последовательно перетекла вплоть до самой нижней, с которой неиспарившийся остаток уже выводился. Температурный перепад между тарелками составлял около 30 °С.

Теплота в этом аппарате использовалась достаточно рационально, что позволяло расходовать сравнительно небольшое количество топлива. Однако в то время сложность конструкции и дороговизна изготовления послужили препятствиями для широкого внедрения данной нефтеперегонной установки. Изоб-

ретателям удалось убедить только одного нефтепромышленника, Сидора Шибаева, в эффективности своего аппарата, и с 1887 г. была начата его эксплуатация на бакинском заводе «Товарищества производства русских минеральных масел и других химических продуктов С. М. Шибаев и К°». И будет справедливо подчеркнуть, что основные научные и технические принципы, применённые в изобретении В. Г. Шухова и Ф. А. Инчика, впоследствии нашли полное воплощение при аппаратном оформлении атмосферно-вакуумных и крекинговых установок.

НОБЕЛЕВСКИЙ ПРОРЫВ

К началу 1880 годов на ведущих российских нефтеперерабатывающих заводах имелось определённое разнообразие в перегонной аппаратуре. Хотя технологические различия были несущественны, всё же имелись некоторые отличительные детали в конструкции кубов, подогревателей и конденсирующих устройств.

Обычно это было связано с увеличением объёмов производства и необходимостью внедрения различных технических усовершенствований.

Что касается зарубежной нефтепереработки, в частности американской, то в тот период технический и технологический уровень в США оказался достаточно низким. И объяснялось это в первую очередь высоким качеством лёгкой пенсильванской нефти, дававшей после простой атмосферной перегонки в кубе около 80–85% керосинового дистиллята. Таким образом, у американских инженеров не было никакой необходимости изобретать что-то новое. Именно поэтому после посещения США в 1876 г. Дмитрий Менделеев в своей книге «Нефтяная промышленность в Северо-Американском штате Пенсильвания и на Кавказе» дал весьма нелестную оценку общего уровня американской нефтепереработки: *«Нашим бакинским или западноевропейским техникам нечему учиться у американцев относительно перегонки, если и есть, что заимствовать, так это некоторые механические приспособления».*

А качественные характеристики тяжёлой апшеронской нефти, дававшей при перегонке чуть больше 30% керосинового дистиллята, объективно создавали условия для постоянного творческого поиска российским учёным и инженерам. И в конечном итоге это приводило к последовательному переходу на более высокие технологические уровни нефтепереработки.

Очередной прорыв в 1883 г. совершили инженеры ведущей российской нефтяной компании «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель» во главе с Людвигом Нобелем (1831–1888). 24 января 1884 г. в Департамент торговли и мануфактур была подана заявка на изобретение под названием «Куб усовершенствованной системы для дробной и непрерывной перегонки нефти». Это революционное предложение серьёзно озадачило экспертов. Оно рассматривалось в течение двух лет, и только 8 декабря 1886 г. компания получила десятилетнюю привилегию под номером 11236.

В этой многокубовой установке была конструктивно оформлена идея непрерывного перетока нефти из одного куба в другой, чтобы за счёт поддержания в них различной температуры добиться последовательного отгона дистиллятов разного удельного веса. На бакинском заводе «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» перегонка неф-

ти производилась в трёх самостоятельных отделениях. В первом из них имела батарея из девяти кубов. Сырая нефть поступала в первый куб уже подогретой до 115 °С в подогревателе, в котором использовалась теплота горячих нефтяных остатков. В силу постоянного пополнения из подогревателей первого куба уровень нефти во всех остальных восьми оставался постоянным.

В первом отделении получали легколетучие бензиновые погоны, которые отводились по верхним трубам в холодильники, а затем в соответствующий резервуар. После выхода из девятого куба оставшееся сырьё по трубе поступало во второе (керосиновое) отделение, состоящее из трёх батарей по 14 кубов в каждой. Разница температур в соседних кубах составляла около 7 °С. Основным продуктом второго отделения был керосиновый дистиллят. Затем оставшееся сырьё перемещалось в третье (масляное) отделение, состоящее из 26 кубов. Получение масляного дистиллята производилось с помощью перегретого пара.

Кубовая нобелевская батарея, устранившая все недостатки кубов периодического действия, достаточно быстро получила широкое распространение не только в России, но и в Западной Европе и США. И к началу XX в. кубы непрерывного действия заняли господствующее положение в российской нефтепереработке. Это был подлинный инновационный прорыв, совершённый российскими инженерами, позволивший не только резко повысить производительность нефтеперегонных заводов, но и более глубоко отбирать из нефти дистилляты и разделять их на фракции.

ЧТО ИМЕЕМ, НЕ ХРАНИМ...

В первом десятилетии XX в. мировая нефтяная промышленность оказалась перед новой проблемой – бензиновым дефицитом. Существовавшая в тот период технология простой перегонки, заключавшаяся в последовательном испарении сырья в кубах с последующей конденсацией и отбором более лёгких фракций, позволяла получать товарный продукт довольно невысокого качества и в небольших количествах. Ускоренное развитие автомобильного транспорта и авиации, где нашли применение двигатели внутреннего сгорания, потребовало качественного моторного топлива во всё возрастающих объёмах. Достаточно сказать, что в 1908 г. в США уже насчитывалось 245 тыс. автомобилей, а к 1914 г. их число достигло 1

млн 785 тыс. По дорогам Великобритании в 1908 г. двигались 70 тыс. автомобилей, а к 1914 г. их количество составило 246 тыс.

По мере роста потребностей в моторном топливе (в первую очередь за рубежом) возникла острая необходимость в новом технологическом процессе переработки нефти, который позволил бы значительно повысить выход бензина и улучшение его качественных характеристик. Над решением этой проблемы настойчиво работали учёные и инженеры многих стран. И в итоге к началу Первой мировой войны был подготовлен для внедрения в производство технологический процесс термического крекинга, значительно повысивший глубину переработки.

В различной популярной и технической литературе можно нередко встретить утверждение, что приоритет в этом деле остаётся за американскими изобретателями. И первым из них является Вильям Бартон (W. Burton, 1865–1954), получивший 7 января 1913 г. американский патент под номером 1049667 на установку для термического крекинга с целью получения бензина. И, к глубокому сожалению, сегодня в тени остаются заслуги русских инженеров и техников, которые значительно раньше предложили свои новаторские изобретения в данной области. Однако в силу слабого развития автомобильного транспорта и авиации в России и соответственно низкой потребности в бензине эти инновационные разработки оказались невостребованными отечественной промышленностью.

Прежде всего, следует отметить, что уже в 1870–1880 годах русские учёные, такие как Дмитрий Менделеев (1834–1907), Конон Лисенко (1836–1903), Владимир Марковников (1838–1904), Александр Летний (1848–1983), Владимир Руднев (1850–1898), провели успешные эксперименты по отработке технологического процесса пиролиза, высокотемпературного крекинга нефтепродуктов с целью получения ароматических углеводородов и светильного газа. Результаты этих работ были опубликованы в «Журнале Русского Физико-Химического общества» и стали достоянием инженерной общественности.

Подобная научная основа открыла хорошие возможности для отечественных изобретателей в деле создания аппаратного обеспечения термического крекинга. 31 декабря 1885 г. Департамент торговли и мануфактур выдал десятилетнюю привилегию № 11383 отставному

гвардии капитану Гавриилу Алексееву на «аппарат для перегонки нефти и её остатков». Его установка была предназначена для получения крекинг-керосина из остатков керосинового и масляного производства. Она состояла из горизонтального куба, в котором сырьё подвергалось нагреванию до 400–450 °С и термическому разложению при непрерывной подаче туда светильного газа.

По замыслу изобретателя, газ обеспечивал лучшее перемешивание перегоняемой нефти и осуществлял более полную отдувку керосиновых погонов. Глубина отбора дистиллятов зависела от температуры нагрева куба, а число отбираемых фракций определялось количеством приёмников в перегонной системе.

На промышленной установке Алексеева с ёмкостью куба 150 пудов, смонтированной в 1890 г. на бакинском заводе «Товарищества производства русских минеральных масел и других химических продуктов С. М. Шибает и К^о», на выходе удалось получить около 20% крекинг-керосина, что тогда являлось очень хорошим результатом. То обстоятельство, что аппарат Гавриила Алексеева был приспособлен для выпуска товарного керосина, объяснялось только требованиями того времени, так как бензин считался почти что отходом производства.

А вскоре появилось новое инженерное решение. 27 ноября 1891 г. Департамент торговли и мануфактур выдал десятилетнюю привилегию № 12926 инженерам-механикам Владимиру Шухову и Сергею Гаврилову на «Приборы для непрерывной дробной перегонки нефти и т. п. жидкостей, а также для непрерывного получения газа из нефти и её продуктов».

В своей установке изобретатели удачно воплотили научные принципы, лежащие в основе процессов как непрерывной прямой перегонки, так и термического крекинга. А применение давления до 10 атм. открыло новые возможности в сфере управления процессом. В зависимости от сочетания температур и давления можно было менять направления и выходы целевых продуктов.

Кроме того, вместо цилиндрических кубов авторы изобретения впервые предложили осуществлять нагревание нефти в изогнутых спиральных трубах. А для улучшения теплопередачи, а также удаления образующегося кокса в трубах была введена искусственная циркуляция. В зависимости от продолжительности пребывания нефти в трубах и величины температуры в аппарате Шухо-

ва – Гаврилова она подвергалась либо простой перегонке, либо термическому крекингу.

Однако и это изобретение постигла печальная участь. В российской дореволюционной экономике отсутствовали условия для практической реализации данного проекта, так как не было массового спроса на бензин.

В начале второго десятилетия XX века в центральных городах Российской империи автомобили уже перестали быть заграничной диковинкой. Например, в



Вид на нефтеперерабатывающий завод «Советский крекинг», построенный в 1932 г. в Баку по проекту почётного академика АН СССР Владимира Шухова

Москве их число приближалось к тысяче, а в Санкт-Петербурге их было ещё больше. Таким образом, в стране объективно появились предпосылки к росту спроса на бензин.

Вскоре в России было сделано ещё одно изобретение в области термического крекинга. 31 августа 1911 г. горный инженер Семён Квитка (1855–1917) подал заявку на изобретение в Комитет по техническим делам Министерства торговли и промышленности, а уже 30 июня 1912 г. он смог получить привилегию № 21963 на «Способ добывания бензина и иных продуктов из нефти, нефтяных остатков и пр.».

Конструкция его устройства представляла собой многокубовую установку, работавшую непрерывно под давлением с широкой регенерацией тепла, с рециркуляцией крекинг-сырья и дефлегмацией отгона. Дефлегматоры выполняли двойную роль – в них нагревалось сырьё и охлаждались пары продуктов разложения с це-

лью освобождения их от тяжёлых фракций. Нагретое сырьё поступало в перегонные кубы, где подвергалось последовательному термическому разложению.

По существу, русский инженер Семён Квитка первым в мире предложил уже законченное оформленное аппаратное обеспечение для технологии жидкофазного термического крекинга. И здесь следует подчеркнуть, что заявку на аналогичное изобретение американец Вильям Бартон подаст только 3 июля 1912 г. Увы, вновь приходится говорить о незавидной участи российских изобретателей. После того как зарубежное нефтяное сообщество отдало мировой приоритет крекинг-установке Бартона, горный инженер Квитка попытался восстановить истину, направив в январе 1914 г. соответствующее письмо в авторитетное издание «Труды Бакинского отделения Императорского Русского технического общества», которое и встало на его защиту.

В итоге в 1917 г. Морское ведомство утвердило смету на постройку в Баку нефтеперерабатывающего завода по привилегии горного инженера С. К. Квитки и «под руководством последнего». К сожалению, внезапная кончина изобретателя в августе 1917 г., а затем наступившая кровавая полоса революционного лихолетья и Гражданской войны не дали осуществиться этому прорывному инновационному проекту. А тем временем в США было развёрнуто массовое строительство установок жидкофазного термического крекинга, и вскоре эта страна по объёму производимого бензина стала недостижимым мировым лидером.

Дальнейший этап развития – внедрение в производство установок для парофазного термического крекинга. Затем, в 1930 годы, пришла пора и для установок каталитического крекинга. В научно-технической литературе приоритет в этом деле отдан американскому изобретателю французского происхождения Эжену Худри (E. Houdry, 1892–1962). В 1935 г. после многолетней исследовательской работы он основал компанию Houdry Process Corporation, которая сосредоточила свою деятельность на проблеме использования катализаторов в нефтепереработке.

Созданный Э. Худри технологический процесс осуществлялся в стационарном слое природного катализатора (бентонитовая глина, обработанная кислотой), что позволяло обеспечить непрерывную регенерацию катализатора путём выжигания облагающего кокса.

Широкое применение в производстве технологии крекинга привело в 1930 годах к созданию нового направления – нефтехимического синтеза. Впоследствии в химическую переработку начал вовлекаться и ряд жидких углеводородов, входящих в состав различных нефтяных фракций, среди которых особо ценными считаются бензол и толуол.

И вновь приходится подчёркивать, что значительно раньше, в 1918 г., известный русский учёный Николай Зелинский (1861–1953) на Кусковском нефтеперегонном заводе впервые в мире осуществил на промышленном производстве процесс каталитического крекинга нефтяного сырья с безводным хлористым алюминием в качестве катализатора с целью получения бензина. К сожалению, в тяжелейших условиях Гражданской войны его инновационный проект так и не получил дальнейшего развития.

ЗАМОРСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ СОВЕТСКОЙ РОССИИ

С 1920 годов техническое и технологическое первенство в области переработки нефти прочно удерживали Соединённые Штаты Америки. Здесь процесс непрерывной перегонки нефти на кубовых батареях сначала совершенствовали за счёт введения колонной погоноразделительной аппаратуры (эвапораторы, фракционирующие колонны). Затем был осуществлён решительный переход на более производительные трубчатые установки. В дальнейшем совершенствовались их конструкции и методы эксплуатации с целью увеличения выхода светлых нефтепродуктов, а также внедрялись более эффективные методы очистки, позволявшие уменьшить потери ценных фракций.

Что касается Советской России, то после окончания Гражданской войны положение отечественной нефтяной промышленности оказалось крайне тяжёлым. Речь шла только о восстановлении прежних нефтеперерабатывающих мощностей. А затем, в годы первой пятилетки, на повестку дня встала проблема преодоления технического и технологического отставания отрасли ввиду дефицита моторного топлива. Вначале были сделаны попытки решить её с опорой на собственные силы, используя изобретения дореволюционного периода.

Так, в 1925 г. в Баку была пущена в эксплуатацию однокубовая установка ёмкостью 2,8 т по производству крекинг-газолина из солярового масла, спроектированная инженерами Ананием Трегубо-

вым (1878–1943) и Виктором Герром (1875–1940) на основе привилегии покойного горного инженера С. К. Квитки от 1912 г. А через четыре года там же приступили к строительству завода «Советский крекинг» по проекту почётного академика Владимира Шухова (1853–1939) и инженера Матвея Капелюшникова (1886–1959), основой которого являлась парофазная установка, рассчитанная на переработку 125 тыс. т сырья в сутки. Однако эти две попытки в итоге не принесли ожидаемого успеха. Хотя первые опытные советские установки, созданные по собственным проектам и построенные из отечественных материалов, и доказали возможность получения на них бензина, но всё же наличие ряда конструктивных недостатков «вчерашнего дня» не дало им «зелёного света» для внедрения в промышленное производство.

И тогда советское правительство приняло решение о закупках современного нефтеперерабатывающего оборудования за рубежом. В 1928 г. был создан Государственный институт по проектированию сооружений нефтяной промышленности (Гипронефть), перед которым поставили задачу разработать проекты сооружения импортных нефтеперерабатывающих установок.

К тому времени в СССР уже стали поступать первые трубчатые установки целого ряда американских компаний. В ноябре 1928 г. началось строительство первой в стране импортной трубчатой установки компании «Гревер Корпорейшн» мощностью 450 тыс. т сырья в год. В 1929 г. она была пущена в эксплуатацию. В июне 1930 г. в Баку успешно ввели в строй две атмосферные трубчатые установки фирмы «Баджер», ещё одна производства той же фирмы была смонтирована в Грозном. В начале 1931 г. в Грозном пущена в эксплуатацию установка фирмы «Фостер», а в середине того же года – однотипная установка той же фирмы в Батуми.

В целом в 1929–1932 гг. в СССР введены в строй 26 американских трубчатых установок. В то же время и советские инженеры предпринимали попытки создания подобного оборудования. Так, в марте 1932 г. в Баку, в цехе № 3 нефтеперегонного завода им. И. В. Сталина, заработала первая отечественная трубчатая печь мощностью 500 тыс. т в год. Однако следует отметить, что она всё же была изготовлена из приобретённых в США комплектующих деталей и арматуры.

Закупки импортных крекинг-установок осуществлялись по решению совет-

ского правительства начиная с 1925 г., когда в Великобритании были заказаны первые три у фирмы «Виккерс». Затем в 1928 г. в США приобрели пять крекинг-установок фирмы «Дженкинс», а через год в СССР поступили восемь американских крекинг-установок фирмы «Винклер-Кох Инжиниринг». Они оказались достаточно просты в эксплуатации, имели высокую производительность и использовали в качестве сырья мазут, что было их несомненным достоинством.

В 1931 г. в СССР ввели в эксплуатацию сразу 14 крекинг-установок фирмы «Винклер-Кох Инжиниринг»: шесть – в Грозном, четыре – в Батуми и по две – в Баку и Туапсе. В целом благодаря принятым мерам мощность нефтеперерабатывающих заводов существенно увеличилась, в последнем году первой пятилетки (1932 г.) в стране было переработано 20 млн 214 тыс. т нефти, что в 1,83 раза больше по сравнению с 1928 г.

Путь от устаревших кубовых батарей и «дедовских» методов нефтеперегонки к атмосферным и вакуумным трубчатым установкам, производительным крекинг-установкам, кислотно-контактной очистке, депарафинизации, расширению масляной базы благодаря творческому заимствованию передовой зарубежной технологии был пройден советской нефтяной промышленностью за сравнительно небольшой срок.

В последующие предвоенные годы отечественная нефтеперерабатывающая промышленность ощутила значительные трудности, обусловленные изменением соотношения в добыче тяжёлых и лёгких нефтей. Так, если в 1931 г. доля тяжёлой нефти в общесоюзной добыче составляла всего лишь 22,3%, то в 1934 г. – уже 36,3%, а в 1937 г. – 53,4%.

Поэтому перед окрепшим советским инженерным корпусом была поставлена задача – на собственной базе разработать более совершенное нефтеперерабатывающее оборудование, способное компенсировать естественное снижение потенциала светлых продуктов за счёт более качественной и глубокой переработки сырья и ректификаций дистиллятов. В 1934 г. специалисты института «Нефтепроект» спроектировали мощную нефтеперегонную установку (3 тыс. т в сутки) с предварительным испарением бензиновых фракций и с извлечением светлых нефтепродуктов не менее 93% от потенциала. Результаты работы в опытном режиме оправдали ожидания конструкторов, и в течение нескольких

лет в СССР было построено пять промышленных установок подобного типа.

Дальнейшим достижением советских инженеров стала двухпечная крекинг-установка, разработанная в 1935 г. коллективом института «Нефтепроект». Она имела ряд существенных преимуществ: могла использовать любой сорт мазута без добавления соляровых фракций и отдельно крекировать лёгкое и тяжёлое сырьё. Она также имела оборудование для очистки бензина в паровой фазе глинами и была снабжена стабилизационными колоннами для удаления газов, растворённых в бензинах. Её производительность оказалась на 48% выше, чем у американской установки фирмы «Винклер-Кох», а по глубине отбора товарного крекинг-бензина она также имела весомое преимущество – на 45%.

Первую крекинг-установку системы «Нефтепроект» ввели в эксплуатацию в 1936 г. в Грозном. В последующие годы они были построены в Баку, Туапсе и Батуми. Дальнейший творческий поиск советских конструкторов остановило вероломное нападение фашистской Германии на Советский Союз в июне 1941 г.

НА ВОСХОДЯЩЕЙ ТРАЕКТОРИИ

В годы Великой Отечественной войны творческая энергия всех работников нефтеперерабатывающей отрасли направлялась на обеспечение фронта топливом и смазочными материалами. В тот период в стране стали строиться первые опытные установки каталитического крекинга со стационарным слоем катализатора и реакторами периодического действия.

Первый послевоенный пятилетний план (на 1946–1950 гг.) предусматривал ускоренное развитие нефтяной промышленности как своеобразного локомотива экономики. В нём намечалось строительство четырёх НПЗ, 16 современных крекинг-установок, а также восстановление разрушенных в годы войны предприятий.

В последующие пятилетки развитие нефтеперерабатывающей промышленности характеризовалось непрерывным повышением технического уровня и кратным ростом объёма производства нефтепродуктов. В течение 1947–1965 гг. в СССР было введено в эксплуатацию 16 новых НПЗ. Именно в этот период удалось решить непростые задачи по оснащению данных предприятий высокопроизводительным оборудованием: печами, колоннами, насосами, арматурой, теплообменниками, приборами контроля и

автоматики. К началу 1960 годов в структуре НПЗ имелись установки первичной переработки при помощи атмосферно-вакуумной перегонки, каталитического риформинга, термического и каталитического крекинга, гидроочистки керосина и дизельного топлива, производства битумов и кокса.

Образование в октябре 1965 г. Министерства нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР во главе с известным советским нефтепереработчиком Виктором Фёдоровым (1912–1990) придало новый мощный импульс отрасли.

Бурное развитие Урало-Поволжского нефтяного района, получившего название «Второе Баку», потребовало разработки методов получения товарных нефтепродуктов из сернистых нефтей. По поручению Миннефтехимпрома коллективы Всесоюзного научно-исследовательского института нефтяной промышленности, а также «Гипрогрознефти», «Гипронефтезаводов» и «ГрозНИИ» разработали проект комбинированной установки по переработке нефти мощностью 3 млн т в год. В ней совмещались процессы электрического обессоливания и обезвоживания, атмосферная и вакуумная перегонка нефти, термический и каталитический крекинг, коксование нефтяных фракций, адсорбция газов и стабилизация бензиновой фракции. Для высокосернистого сырья дополнительно был разработан технологический процесс гидроочистки реактивного и дизельного топлив. Создание подобных установок стало крупнейшим достижением отечественных учёных и инженеров, тем самым продолживших символическую творческую эстафету, начатую русскими изобретателями в XIX веке.

В последующие годы в связи с освоением Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в отрасли неуклонно наращивался научно-технический и производственный потенциал на основе укрупнённых, комбинированных технологических систем, освоения прогрессивных, малоотходных и малоэнергоёмких технологий, комплексной механизации и автоматизации.

Следует подчеркнуть, что с 1960-го по 1985 год объём добычи нефти в СССР увеличился более чем в 4 раза, а масштабы нефтепереработки выросли в 3,7 раза и достигли 472 млн т в год. Во многом это произошло за счёт интенсификации и реконструкции действующих установок, а так-

же ввода в эксплуатацию новых крупнотоннажных и комбинированных систем.

ОТВЕЧАЯ НА ВЫЗОВЫ XXI ВЕКА

С 1992 г. в России началось падение добычи нефти и природного газа вследствие общего спада промышленного производства и лавинообразного нарастания негативных явлений в экономике. В нефтеперерабатывающей отрасли также явно обозначился целый комплекс острых проблем. В сложных политических и экономических условиях российское правительство было вынуждено приступить к коренной реорганизации нефтяной промышленности.

12 сентября 2013 г. в Москве состоялась ежегодная международная конференция «Модернизация производств для переработки нефти и газа» (Нефтегазопереработка-2013). Здесь были обстоятельно рассмотрены проблемы модернизации данного сектора экономики. В ходе дискуссии на тему «От качества к глубине: возможности для отечественных или зарубежных подрядчиков?» участники конференции обозначили основные задачи отрасли. В первую очередь к ним относятся увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов за счёт реконструкции действующих мощностей. Необходимы также разработка и внедрение новых технологий по переработке попутного и природного газа и тяжёлых видов нефти с целью производства качественных моторных топлив и сырья для нефтегазохимии.

Оживлённую дискуссию вызвали практика взаимодействия с инжиниринговыми компаниями и вопросы управления инвестиционными проектами.

Прошедшая конференция ясно показала, что вызовы XXI в. восприняты специалистами отрасли в качестве знаковых ориентиров и практического руководства к конкретным действиям. Подтверждая сказанное, приведём только один пример. 11 октября 2013 г. в присутствии президента Владимира Путина на Туапсинском НПЗ введена в эксплуатацию новая интегральная комплексная атмосферно-вакуумная трубчатая установка ЭЛОУ-АВТ-12 по переработке нефти с применением технологии электрообессоливания. В целом благодаря масштабной реконструкции этот старейший российский НПЗ существенно увеличит объём переработки нефти – с 4,5 до 12 млн т в год, а её глубина вырастет с 54% до 98,5%, что позволит выпускать бензин высокого экологического стандарта Евро-5. ■



21-й Мировой нефтяной конгресс ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ МИРОВОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ТЕПЕРЬ В МОСКВЕ

6 000 делегатов

500 представителей СМИ

50 000 м² выставочных площадей

15-19 июня 2014 | www.21wpc.com

Национальные спонсоры



Платиновые спонсоры



Официальное издательство



Официальный партнер



Золотые спонсоры



Серебряные спонсоры



Инновационная техника измерения VEGA:

Преобразователи давления VEGABAR 80

Новое поколение преобразователей давления VEGABAR 80 обладает целым рядом полезных свойств и функций, обеспечивающих надежное измерение давления процесса, уровня и перепада давления на газах, парах и жидкостях. VEGABAR 80 измеряют давление с высочайшей точностью как в самых малых диапазонах от 0 до 25 мбар, так и при экстремальных давлениях до 1000 бар и температурах процесса от -90 до +400 °C. Модификации и конструктивные исполнения преобразователей давления с различными типами измерительных ячеек оптимизированы для широкого спектра условий применения. Простая система из ведущего и ведомого датчиков VEGABAR 80 в любой модификации может применяться для измерения дифференциального давления.

www.vega.com
www.vega-rus.ru

Looking Forward **VEGA**