

15 Как влияет на инвестиционное планирование в банках активный переход крупных европейских и отечественных предприятий на СПГ

15 Вьетнам распахивает недра. Новые проекты отечественных нефтяников в Юго-Восточной Азии

16 Реорганизация компании как прививка от низких цен на нефть



В условиях низких цен на сырье нефтехимикам удается не только держаться на плаву и показывать значительный рост производства, но и привлекать финансирование для реализации крупнейших проектов, которые при правильном использовании помогут российской экономике снизить сырьевую зависимость. Потребности в финансировании только шести наиболее крупных проектов в области нефтегазохимии в настоящее время превышают \$40 млрд.

Рост на фоне спада

— передовики —

Проектный фундамент

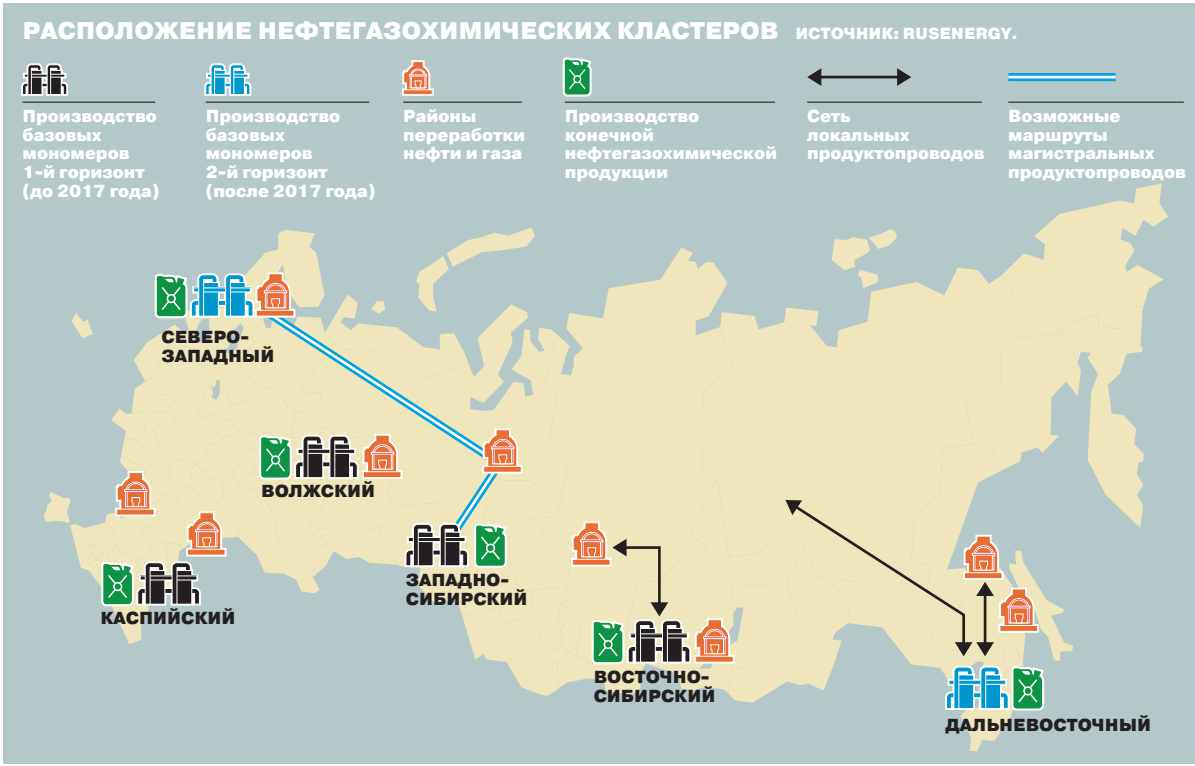
На фоне выраженного экономического спада (снижение промышленного производства в России в 2015 году, по данным Росстата, составило 3,4%, при этом обрабатывающие производства потеряли 5,4%) данные о развитии нефтехимии в минувшем году выглядят приятным исключением из общей тенденции. Производство в группе «Пластмасы в первичных формах» по итогам 2015 года выросло на 8,1%. В частности, отмечены высокие темпы прироста производства полипропилена (23,3%), полиэтилена (11,6%) и поливинилхлорида (17,7%). По оценке Минэкономики, в результате введения с 2015 года налогового маневра производство пластмасс получило конкурентное ценовое преимущество при поставках на экспорт, чем и объясняется всплеск производства основных видов полимеров.

Но есть и фундаментальная причина такого прироста: в минувшем году вышли на проектную мощность запущенные в 2013–2014 годах предприятия—производители полимеров: «Полиом» в Омской области, «Тобольск-Полимер» в Тюменской области и «Русвинил» — в Нижегородской.

В ближайшие годы отрасль имеет хорошие шансы на дальнейшее развитие. Нефтяные и нефтехимические компании приступили к строительству новых высокопроизводительных предприятий, причем ни низкие цены на нефть, ни санкции пока не сказываются заметным образом на темпах реализации наиболее продвинутых проектов. Во всяком случае, «СИБУР Холдинг», ведущий производитель нефтехимической продукции в России, не видит для себя потенциального негативного эффекта от падения цен на нефть. Текущая экономическая ситуация оказывает двойственное влияние на показатели компании. Стоимость большинства топливно-сырьевых продуктов привязана к цене на нефть, что приводит к снижению выручки. В то же время как крупный экспортер, генерирующий большую часть выручки в долларах, СИБУР выигрывает от девальвации рубля.

Заработали на девальвации

Причина устойчивости нефтехимической отрасли к перепадам нефтяных цен заключается в том, что цены на ее продукцию хотя и снижаются, все же в меньшей степени следуют за мировыми ценами на нефть, а главное — за ценами на сырье для нефтехимического производства (сжиженные углеводородные газы, нефтя). Если средняя цена нефти в



январе—сентябре 2015 года рухнула по сравнению с тем же периодом 2014 года почти наполовину, то цены на базовые продукты нефтехимии, включая полиэтилен, полипропилен и т. д., показали снижение в пределах 16–30%.

Помогла и девальвация рубля. В первые девять месяцев 2015 года СИБУР продал продукции нефтехимии на \$2,2 млрд, что на 16% меньше, чем за тот же период 2014 года. Но в рублях доходы от указанных операций оказались на 41% выше, чем в 2014 году. Между тем основная часть расходов нефтехимической компании (покупка сырья, фонд оплаты труда, транспортные расходы, уплата налогов и т. д.) приходится на рубли.

На таком фоне неудивительно, что СИБУР, как и ряд других российских компаний, продолжает реализацию крупных нефтехимических проектов. Например, на Тобольской промышленной площадке разворачивается строительство крупнейшего в России нефтехимического комплекса «Запсибнефтехим» («Запсиб-2») с установкой пиролизной мощностью 1,5 млн тонн этилена, 500 тыс. тонн пропилена и 100 тыс. тонн бутан-бутиленовой фракции, а также мощностями по производству 2 млн тонн полиэтилена и полипропилена. Сдача нефтехимического комплекса в эксплуатацию предполагается в 2020 году.

Тем не менее проект уже обеспечен финансированием на ближайшие полтора-два года, сообщил в феврале управляющий директор СИБУРа по экономике и финансам Александр Петров. В частности, в минувшем году компания получила кредит на \$1,75 млрд из Фонда на-

ционального благосостояния. Но основные заемные средства на закупку технологического оборудования все же предоставили иностранные кредиторы в рамках проектного финансирования.

Так, в декабре 2014 года СИБУР привлек кредит консорциума, состоящего из 12 европейских банков, на \$1,575 млрд. Кредитная линия предоставлена под покрытие германского экспортно-кредитного агентства (ECA, Export Credit Agency) Euler Hermes для финансирования расходов по контрактам с немецкими поставщиками технологий и оборудования Linde AG и ThyssenKrupp Industrial Solutions для проекта «Запсибнефтехим». Погашение будет осуществляться равными долями каждые полгода в течение десяти лет после завершения строительства.

В сентябре 2015 года СИБУР получил принципиальное одобрение французского ECA Coface на финансирование контракта с Technip на строительство установки полиэтилена также для проекта «Запсибнефтехим» в размере \$412 млн сроком на 15 лет. В конце 2015 года еще \$210 млн на крупнейшую нефтехимическую стройку страны согласился выделить РФПИ (Российский фонд прямых инвестиций) вместе с несколькими арабскими фондами.

Общая стоимость проекта составит \$9,5 млрд, из которых, по расчетам СИБУРа, \$3,3 млрд предоставят российские и иностранные кредиторы (в настоящее время уже есть договоренность о привлечении \$2,5 млрд), еще \$1,75 млрд поступят из Фонда национального благосостояния, и оставшиеся \$4,45 млрд вложит сам

СИБУР. Компании ему может составить китайская Sinopec, которая в 2015 году приобрела 10% СИБУРа и получила разрешение выкупить еще 10% в течение трех лет. Ранее сообщалось, что Sinopec может выступить и соучастником проекта строительства «Запсиб-2».

Кредит для ветерана

В настоящее время СИБУР считает вопрос о финансировании «Запсибнефтехима» практически решенным, хотя в 2018–2019 годах компании придется направлять на капиталовложения в этот проект более 35% от валовых доходов. В связи с этим агентство Fitch Ratings в начале марта даже пересмотрело рейтинг СИБУРа со «стабильного» на «негативный», хотя и отметило, что отчасти такое решение связано с более высокими, чем в среднем, системными рисками, связанными с деловой и правовой средой в России.

Источник в СИБУРе свидетельствует, что руководство компании спокойно за судьбу проекта. «Запсибнефтехим» привлек кредиты через РФПИ и получил займы от иностранных банков под покрытие европейских экспортно-кредитных агентств. В СИБУРе планируют финансирование проекта как за счет наличных средств, операционного денежного потока, так и за счет заимствований в рамках лимитов, установленных корпоративной финансовой политикой. Завершение крупного инвестиционного цикла в преддверии годы («Тобольск-Полимер», ГФУ-2 в Тобольске, «Русвинил») способствует увеличению операционного денежного потока компании.

Война труб и танкеров

— конкуренция —

В конце февраля с Sabine Pass, американского завода по производству сжиженного природного газа (СПГ), был отправлен первый танкер с СПГ. Но, вопреки прогнозам, не в Европу, а в Бразилию. Так составит ли американский СПГ конкуренцию российским поставкам в Европе или конкурентная война не будет развязана?

Дело прошлое

Летом 2012 года, когда было принято решение о строительстве первого в США завода СПГ, а спустя два года еще несколько проектов СПГ получили разрешение американского регулятора, стало понятно, что американского СПГ будет много. Но в 2012–2014 годах, когда проблематика возможной конкурентной войны между российским трубопроводным газом и американским СПГ за газовый рынок только начинала обсуждаться, картина на мировом рынке была иная, нежели сейчас. Цены на нефть были высоки, а на рынке СПГ наблюдался дефицит. Это привело к тому, что цены на СПГ в Азии (где почти нет трубопроводного газа) были значительно выше, чем в Европе. В этих реалиях американский СПГ, оказавшись он на тот момент в Европе, оказывался действительно дешевле трубопроводного газа из России. Ведь цена российского газа определяется контрактом с «нефтяной» (точнее, нефтепродуктовой) привязкой, а нефть была дорогой. В то время как оценки стоимости американского газа основываются на внутренних ценах на газ в США плюс расходы по доставке.

Впрочем, в реалиях двухлетней давности (если бы завод СПГ уже работал) Европе дешевый американский СПГ в результате все равно не достался бы: сжиженный газ забрали бы азиатские покупатели. Дело в том, что основную часть американского СПГ будут покупать на условиях «самовывоза» международные трейдеры, которые повезут товар туда, где его можно выгоднее продать. Например, газ с запускаемой сейчас первой линии завода Sabine Pass LNG законтрактован преимущественно компаниями BG (после недавнего поглощения, сейчас уже это Shell), позиционирующей себя именно как глобальный трейдер.

Так или иначе, сейчас ситуация кардинально изменилась. Во-первых, в условиях профицита предложения СПГ спотовые цены на него упали. Но главное — практически выровнялись по всем миру. В Азию везти СПГ из США стало невыгодно из-за дорогой доставки. Собственно, поэтому первый газозов и пошел в Бразилию. Расходы на доставку туда примерно такие же, как и в Европу, а цены совсем немного, но повыше. Нолатиноамериканский рынок СПГ невелик, а близкий крупный рынок — Европа. Правда, сейчас американский СПГ уже не выглядит привлекательным для европейских покупателей. Ведь в результате падения неф-

тяных цен российский газ с «нефтяной» ценовой привязкой подешевел более чем в два раза.

Трудности перевода

Из чего складывается себестоимость американского СПГ. Из нескольких составляющих: 1) биржевая цена на трубопроводный газ в США (\$72–126 за 1 тыс. куб. м); 2) переменные расходы на сжижение (15% от стоимости сжижаемого газа); 3) постоянные расходы на сжижение (\$81–126 за 1 тыс. куб. м); 4) транспортировка СПГ-танкерами (около \$36 за 1 тыс. куб. м); 5) регазификация (\$18 за 1 тыс. куб. м).

Как видно, даже здесь уже возможна вилка свыше \$100 за 1 тыс. куб. м. Частично она связана с различиями в пункте 3 — стоимости сжижения для разных покупателей американского СПГ. Второй и основной фактор неопределенности — внутренние цены на газ в США. Сейчас на фоне явного перепроизводства они оказались на рекордно низких уровнях — менее \$72 за 1 тыс. куб. м. В то же время по экспертным прогнозам обеспечить прибыльность сландевой добычи газа возможно только при восстановлении цен как минимум до \$108 за 1 тыс. куб. м (оценки консалтинговой компании Rystad Energy), а лучше до \$144–180 за 1 тыс. куб. м (оценки IGU).

Но и эти два фактора не исчерпывают сложность ценовой неопределенности. Дело в том, что американские поставки СПГ рассматриваются как одни из самых гибких в мире. Покупатель-трейдер лишь гарантирует оплату мощностей по сжижению (те самые \$81–126 за 1 тыс. куб. м), но в дальнейшем может и не покупать газ, если цена СПГ не позволит с прибылью реализовать это топливо. Именно поэтому некоторые наблюдатели прогнозируют, что часть американских мощностей по сжижению будет простаивать — в настоящее время цена на газ в мире не покрывает всех затрат на производство СПГ в США.

Но у этой медали есть и вторая сторона. Раз мощностей по сжижению в любом случае нужно оплатить, то и решение о том, выгодно ли производить СПГ в тот или иной момент времени, будет приниматься без учета этих уже понесенных затрат (так называемый sunk cost). В таком случае «условная» себестоимость будет рассчитываться без учета расходов на сжижения, что резко (в среднем на \$81–126 за 1 тыс. куб. м) снижает издержки.

Поэтому только если биржевые цены на газ в Европе упадут с нынешних \$162 до уровня \$81–126 за 1 тыс. куб. м, производить американский СПГ будет невыгодно ни при каких условиях.

Оценки стоимости американского СПГ в Европе при разных внутренних ценах на газ в США и при различных допущениях об отношении к уже сделанным затратам могут оказываться как дороже (до \$306 за 1 тыс. куб. м), так и дешевле (\$136,8 за 1 тыс. куб. м) российского газа.

НИ ВОСТОК, НИ ЗАПАД

В рамках задачи возврата потерянной из-за санкций доли на мировом нефтегазовом рынке Иран отказался поддержать инициативы России и ОПЕК о заморозке январского уровня добычи нефти. К этой блестящей, первоначально российско-венесуэльской идее, по информации главы Минэнерго РФ Александра Новака, готовы были присоединиться 15 стран, на которые приходится 73% поставок нефти на мировой рынок. Предполагалось, что выполнение этих договоренностей позволило бы снизить глобальное производство нефти на 1,3 млн баррелей в сутки. Но в условиях, когда Иран ускоренно наращивает нефтяной экспорт, собираясь вернуть утраченную в период санкций долю рынка, и становится новым мировым экономическим трендом, возможно, все усилия по заморозке окажутся бессмысленными.

Исламская Республика Иран (ИРИ) быстро увеличивает производство нефти. Так, по итогам 2015 года страна ежедневно добывала в среднем 2,8 млн баррелей в сутки. В январе производство нефти составило 2,994 млн баррелей в сутки, а в феврале — 3,132 млн баррелей в сутки. Согласно оценке Bloomberg, это месячный максимум иранской нефтедобычи с 1997 года. Что касается экспорта, квота Исламской Республики в ОПЕК в годы санкций не превышала 1 млн баррелей в сутки. Уже в начале марта объемы экспортируемой Ираном нефти увеличились до 1,8 млн баррелей в сутки, согласно заявлению руководства Национальной иранской нефтяной компании (National Iranian Oil Company — NIOC). Иранские власти планируют

в ближайшей перспективе довести экспорт нефти до 2 млн баррелей в сутки. Сегодня Иран претендует на второе (после Саудовской Аравии) место по объемам нефтедобычи в ОПЕК, спустя семь-восемь месяцев после отмены санкций. «Мы должны вернуть себе долю рынка, не обращая внимания на цены. Иран ничего не потеряет, если они упадут вдвое, а добыча при этом вырастет в два раза. Волноваться должны те страны, которым досталась иранская доля рынка», — утверждал иранский министр Биджан Намдар Зангане. Согласно оценкам, издержки на добычу 1 барреля нефти в ИРИ составляли в среднем \$12. Увеличение показателей нефтедобычи является главной целью экономической политики ИРИ. Так, согласно планам иранского правительства, в период шестой пятилетней программы развития страны (2016–2021 годы) производство нефти в Иране достигнет показателя в 4,6 млн баррелей в сутки. В настоящее время страна восстанавливает уровень нефтедобычи на девяти месторождениях. В июне НОС даже собирается вывести на рынок новый сорт тяжелой нефти, источником поставок станет месторождение в Западном Каруне неподалеку от границы с Ираком.

РАДЖАБ САФАРОВ, генеральный директор Центра изучения современного Ирана

«Не прошло и трех месяцев со дня снятия санкций, а уже начался бум интереса к ИРИ. Даже за этот небольшой срок экономическое положение Ирана значительно улучшилось. В страну потекли десятки миллиардов долларов. Активизировалась реализация целого ряда проектов. Теперь Иран — привлекательная с экономической точки зрения страна. Эта новая

экономическая Мекка привлекает сегодня очень многих инвесторов и ведущие компании мира. ИРИ — новый экономический тренд, создающий возможности для оживления европейской, мировой экономики. Сейчас началась оживленная борьба за место на иранском рынке. Те, кто сейчас успевает быстро и гибко отреагировать на условия (которые уже выдвигает Иран), и смогут занять определенные ниши на иранском рынке. Это будет золотая жила для собственного развития компаний, которым теперь доступны высокорентабельные сектора экономики Ирана. Увы, российским бизнесом было упущено золотое время, когда там ничего не было и можно было легко заполнить любой проект на самых выгодных условиях. Наши компании слишком долго думали об этом. По большому счету это была банальная зависимость от Запада. Сейчас за этот лакомый кусок придется бороться на общих основаниях».

АЛЕКСАНДР ШАРОВ, генеральный директор группы компаний «РусИранЭкспл», заместитель руководителя представительства ДК ШОС в Исламской Республике Иран

«На фоне электорального цикла в стране политики, стоящим у власти в ИРИ, очень важно показать прогресс после снятия санкций, а США и ЕС выгодно поддержать эти политические силы, которые стали дрейфовать в сторону сотрудничества с Западом. Ресурсный потенциал Ирана действительно велик. Добывать нефть в стране не так уж и сложно: по структуре и качеству запасов иранская нефть ближе к легкой в разработке ресурсам Саудовской Аравии. Однако, говоря о ресурсном потенциале, нужно отметить

изношенность мощностей иранской нефтегазодобычи. Одна российская компания, проводившая исследование в 2011 году в иранской части Персидского залива, отмечая благоприятные условия на шельфе страны (глубина моря в 30–50 м, возможность использования относительно недорогих платформ, аналогичных тем, что сейчас работают в азербайджанской части Каспийского моря), рассказала о значительном износе транспортных систем на морских месторождениях. После предложения о замене одной из труб от иранцев был получен отказ, который многое объясняет в современной ситуации в Иране: «Нет, эту трубу будет менять такая-то техасская компания, когда с нас будут сняты санкции...» Иранской нефтяной отрасли потребуются порядка \$30 млрд, чтобы заменить оборудование, которое износилось за годы санкций, и вернуться на уровень нефтедобычи 2010–2011 годов.

Но я хотел бы отметить, что основной акцент в стране делается на дальнейшее развитие нефтепереработки и нефтехимии. Если это учесть, цифра необходимых инвестиций поднимается до \$180 млрд. Каждый год в стране запускается два-три нефтеперерабатывающих и нефтехимических комплекса. Каждый из запланированных нефтеперерабатывающих комплексов стоит \$5–8 млрд. Таких комплексов в Иране будет построено немало. В отличие от нефтедобычи, в иранской переработке нет государственного монополизма. Гораздо проще зайти в эту отрасль, где иранцы ждут инвесторов, в том числе российских.

Что касается газовых проектов, Иран может обогнать Россию и выйти на первое место по количеству запасов природного газа. Но для этого им нужно закончить ряд геологоразведочных проектов и пересчитать

ресурсы на своих месторождениях. Основные объемы газодобычи приходятся на гигантское месторождение Южный Парс. Иранцы поступили очень мудро, соорудив для газа этого месторождения газохимические комплексы, каждый из которых способен перерабатывать порядка 10–15 млрд куб. м газа в год. Крупные газохимические комплексы были построены в Асасуле, Джаме, Маруне. Сейчас в Иране строятся крупные мощности по производству метанола, аммиака. Любая излишек газа в ближайшие годы будет переработан в газохимические продукты, которые можно продать с большей рентабельностью. К марту 2018 года планируется добывать в Иране 1,1 млрд куб. м, в том числе на Южном Парсе около 0,75 млрд куб. м. ИРИ рассчитывает нарастить экспорт природного газа в Ирак, Пакистан, Оман и другие страны. В ближайшие десять лет до Европы экспорт собственно иранского трубопроводного газа вряд ли дойдет. Реализация проекта строительства мощного газопровода в европейском направлении через Турцию пока невозможна. Власти Ирана подходят к этому вопросу прагматически, понимая, насколько напряженные сейчас отношения с турками. Проложить газопровод через недружественную страну, используя гигантские вложения, это из разряда фантастики. Иранский министр нефти Зангане, выступая перед Еврокомиссией, несмотря на свою прозападную ориентацию, четко сказал по этому вопросу свое «нет». Иранцы говорят: «Приезжайте к нам, мы дадим вам возможность построить заводы по сжижению природного газа на наших условиях, и возите газ в Европу на СПГ-танкерах». В ИРИ продолжают действовать лозунг: «Ни Восток, ни Запад, а Исламская Республика Иран».

с15

с16

с14

нефть и газ

тенденции

Нефтяная доля

В начале марта в Европу пришла первая после снятия санкций иранская нефть. А это означает, что подвис проект корректировки нефтяных цен по российскому рецепту, который заключался в том, чтобы уговорить большинство стран—экспортеров нефти ограничить добычу нефти на уровне января текущего года. Впрочем, так ли уж критичен для рынка нефти отказ Ирана ограничивать свою добычу?

— правила игры —

● По запасам нефти Иран находится на четвертом месте в мире — 21,6 млрд тонн (после Венесуэлы, Саудовской Аравии и Канады) — и на первом месте в мире по запасам газа — 33,6 трин куб. м.

Особое приглашение

В 2015 году мировой спрос на нефть оценивался на уровне 92,9 млн баррелей в день, а предложение составляло 94,9 млн баррелей в день. То есть избыток нефти на рынке колебался на уровне 2 млн баррелей в день. В 2016 году, по оценкам аналитиков, превышение спроса над предложением может оставаться на уровне 1,5 млн баррелей в день. При этом одним из весомых факторов, способных оказать заметное влияние на рынок нефти, в последнее время считается экспортный потенциал Ирана. После частичной отмены действовавших в отношении страны санкций ее руководство твердо заявило о намерении быстро нарастить объем поставок своей нефти на мировой рынок невзирая на цены. Так, по словам первого заместителя министра промышленности, рудников и торговли Ирана Моджтаба Хосроутаджа, до введения западных санкций Иран производил 1,8 млн баррелей в день для внутреннего потребления и 2,5 млн баррелей в день — на экспорт: «В настоящее время мы экспортируем почти 1 млн баррелей в день, и мы полностью готовы сразу после снятия санкций добавить еще 500 тыс. баррелей нефти к экспорту. И в течение нескольких месяцев, возможно, трех, мы сможем добавить еще 500 тыс. баррелей в день».

Резкий рост экспорта Ирана может еще больше осложнить ситуацию на нефтяном рынке. В первую очередь Иран намерен увеличить поставки в

страны Азии. Сегодня крупнейшим покупателем иранской нефти является Китай с 500 тыс. баррелей в день. Около 100 тыс. баррелей в сутки иранской нефти покупает Южная Корея. В Иране уверены, что смогут увеличить поставки нефти Сеулу как минимум вдвое (в 2012 году корейцы покупали у Ирана до 230 тыс. баррелей в сутки).

В первых числах марта информационные агентства сообщили о заключении Ираном контракта на поставку нефти и в Европу: французской Total и испанскому переработчику Cepsa — пока примерно по 200 тыс. и 35 тыс. баррелей нефти в сутки соответственно. Ждет первой партии предназначенной для него иранской нефти и крупнейший греческий переработчик Hellenic Petroleum.

Активность, с которой Иран приступил к реализации своей экспортной стратегии после отмены санкций, безусловно, подтолкнула страны, экспортирующие нефть, к тому, чтобы начать договариваться о сокращении ее добычи. Организатором на этот раз выступила Россия, которая



Нарастившая нефтяной экспортный потенциал, Иран пытается вернуть свою долю рынка у крупнейших игроков, включая и Россию

ранее предпочитала играть другую роль: не будучи членом ОПЕК и не делая уступок другим странам, российские нефтяные компании всегда поддерживали сокращение производства нефти, но при этом делали все для того, чтобы увеличить свою добычу или занять доли рынка других стран.

По оптимистичному заявлению российского министра энергетики Александра Новака, ряд стран—экспортеров нефти выразил готовность ограничить добычу нефти в текущем году январским уровнем. В числе таких стран министр назвал, в частности, Саудовскую Аравию, Венесуэлу, Катар, ОАЭ, Кувейт, Эквадор, Нигерию. По его расчетам, такое ограни-

чение добычи должно несколько снизить уровень предложения нефти на мировом рынке и, следовательно, создать условия для роста ее цены.

Впрочем, Иран, который в последнее время является одной из немногих стран, демонстрирующих дружеское отношение к России, категорически отверг предложение российской стороны заморозить добычу нефти. Учитывая намерения Ирана отвоевать на мировом рынке свое место, ответ вполне ожидаемый.

Отказ Ирана ограничить нефтедобычу на январском уровне может несколько спутать российские планы. Даже если допустить, что ряд стран действительно согласен рассмотреть предложение по заморозке добычи, без участия Ирана господину Новаку могут потребоваться весомые аргументы, чтобы убедить их в этом.

Один аргумент он попытался выдвинуть сразу. По его словам, если к заморозке присоединится большинство стран, которые добывают 73% нефти в мире, это даст эффект даже без участия Ирана.

Вот что думает по этому поводу Пол Хикин, заместитель директора отдела новостей и аналитической информации по рынкам нефти компании Platts: «Саудовская Аравия уже почти год поддерживает добычу на рекордном уровне — выше 10 млн баррелей в сутки. Россия же в январе поставила собственный рекорд — 10,88 млн баррелей в сутки. Так что ни та, ни другая страны, замораживая производство на этих уровнях, ничем не жертвуют и влияние такого шага на ситуацию с глобальным переизбытком предложения будет минимальным. Иран продолжит наращивать добычу, и другим нефтепроизводителям придется принимать решение относительно особого статуса Тегерана».

Низкая эффективность отката

Но так ли уж критичен для рынка нефти отказ Ирана ограничивать добычу нефти сейчас, когда страна стремится вернуть себе свои рынки сбыта, часть из которых, кстати, получила Россия?

«Иран не является сегодня ни крупным игроком на мировом рынке, ни тем более перспективным. И рассчитывать на то, что он выйдет на мировой рынок и как-то повлияет на баланс спроса и предложения, по меньшей мере наивно», — уверен ведущий эксперт Союза нефтегазопромышленников Рустам Танкаев. — Если они смогут восстановить свой внутренний рынок, то для экспорта у них останется самое минимальное количество нефти».

Высокое внутреннее потребление нефти в Иране связано не только с производством нефтепродуктов и нефтехимии. Одна из причин — низкая эффективность энергосистемы страны. Для сравнения: если потребление энергии от первичных источников в мире за последние 10–12 лет выросло примерно на 27%, в Иране этот прирост составил 80%. При этом ежегодные потери энергии в стране достигают 25% потребления энергии — это около 0,4 млрд баррелей в нефтяном эквиваленте.

По словам Рустама Танкаева, до 2009 года иранцы построили у себя в

стране большое количество нефтехимических предприятий и нефтеперерабатывающих заводов, большинство из которых имеет достаточно высокую мощность, но очень низкий КПД. И только для загрузки иранских нефтехимических предприятий требуется около 12 млн тонн нефти в год (примерно 250 тыс. баррелей в сутки). При этом немалую часть сырой нефти Иран вывозил на переработку в Индию, чтобы потом вернуть нефтепродукты на свой внутренний рынок. По оценкам эксперта, в 2009 году нетто-экспорт нефти Ирана (разница между импортом нефтепродуктов и экспортом нефти из страны) составлял всего около 1,4 млн баррелей в сутки. Поэтому, считает господин Танкаев, инвестиции, в которых Иран действительно очень заинтересован, скорее всего, будут направляться на реконструкцию нефтехимических и нефтеперерабатывающих предприятий.

С учетом такого расклада вряд ли можно в самое ближайшее время считать Иран ключевым игроком, который сможет существенно повлиять на нефтяные цены. Тем более что, как утверждают некоторые экономисты, ситуация на нефтяном рынке постепенно движется в сторону постепенного выравнивания цен. В первую очередь это будет происходить естественным путем — через снижение инвестиций в добычу. «Уже сейчас на сланцах в США работает всего около 650 буровых станков вместо 2 тыс., как раньше. Поэтому корректировка цен на рынке будет происходить. Просто никто не знает, когда это случится и до какого уровня», — говорит главный советник руководителя Аналитического центра при правительстве РФ Леонид Григорьев.

Тем не менее, по сведениям агентства Reuters, некоторые члены ОПЕК считают, что вероятность достижения договоренности по замораживанию добычи нефти будет высокой только при согласии Ирана участвовать в заморозке. Усадить же его представителя за стол переговоров Александру Новаку будет непросто без обещания учесть интересы Ирана. Впрочем, это не так уж нереально. Подобные прецеденты в истории ОПЕК уже были — например, соглашения по ограничению уровней добычи не распространялись на Ирак в условиях войны и санкций.

Константин Анохин

НИ ВОСТОК, НИ ЗАПАД



АРИЗЛЬ КОЭН, ведущий эксперт Атлантического совета, директор Центра энергетики, природных ресурсов и геополитики Института анализа глобальной безопасности

«Результаты выборов не означают, что Иран завтра станет частью западного мира, признает Израиль, а на площадях в Тегеране перестанут кричать «Смерть Америке!». Но то, что мы видим сейчас, — это исторический процесс, социальные изменения в ИРИ. Новое поколение молодых иранцев, жители городов и более образованная часть населения заявили о своем желании больших экономических возможностей, и у них нет резко выраженной антиамериканской направленности. Я бы хотел воздержаться от проведения параллелей с Россией, но то, что сейчас происходит в Иране, напоминает отчасти переход от Сталина к Хрущеву или от старого руководства КПСС к Горбачеву. Но нельзя забывать, что в Исламской Республике Иран роль силовиков остается центральной. Однако специфика Ирана заключается в том, что силовые структуры у них в значительной степени связаны

с бизнесом. Из-за санкций в стране наблюдается дефицит высокотехнологичных продуктов, начиная с самолетов и заканчивая буровым оборудованием. Сейчас этот дефицит будет восполнять в основном Запад. Что дальше? Возможен ли будет переход от исламской квазидиктатуры к открытой экономике? Думаю, это будет очень сложный процесс. Что касается нефтегазового потенциала Ирана, в первую очередь добыча будет восстановлена на тех нефтяных месторождениях, где это можно сделать с наименьшими затратами. Однако здесь «игра в долгую» с горизонтом в 30 лет. Кроме того, огромные газовые ресурсы диктуют Ирану необходимость развития газопереработки и производство сжиженного природного газа. Здесь сроки меньше — семь-десять лет. Думаю, что императивом для иранцев должны стать трубопроводные поставки через Турцию в Европу. Если бы я был на месте турецкого президента Эрдогана, я бы договорился с иранцами о трубе мощностью 30–40 млрд куб. м. Но между Турцией и Ираном действительно сейчас много противоречий...»

Мария Кутузова

«РОСНЕФТЬ» – ОПЕРАТОР ПРОЕКТА ПО ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОМУ БУРЕНИЮ НА ШЕЛЬФЕ ВЬЕТНАМА

Платформа Lan Tay в Южно-Китайском море

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТОВ ВО ВЬЕТНАМЕ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ ПРИОРИТЕТОВ МЕЖДУНАРОДНОЙ СТРАТЕГИИ «РОСНЕФИ». ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ОДНОМ ИЗ САМЫХ ДИНАМИЧНО РАСТУЩИХ ГОСУДАРСТВ АТР СТАНЕТ КАЧЕСТВЕННЫМ ПРИМЕРОМ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА С МЕЖДУНАРОДНЫМИ ПАРТНЕРАМИ - PETROVIETNAM И ONGC.

Реклама

нефть и газ тенденции

Война труб и танкеров



Можно ли считать начало поставок СПГ с американского завода Sabine Pass (на снимке) объявлением конкурентной войны трубопроводному бизнесу «Газпрома» в Европе?

— конкуренция —

Запас прочности?
Себестоимость поставок российского газа в ЕС включает в себя: себестоимость добычи (рублевые затраты), транспортировку по России (рублевые затраты), транзит за пределами России (долларовые затраты), а также экспортную пошлину (30% от цены реализации).

Еще два года назад себестоимость (с учетом экспортной пошлины) российского газа в ЕС была выше \$180 за 1 тыс. куб. м. Девальвация рубля очень помогла снизить себестоимость газа в долларом эквиваленте. Сейчас даже по пессимистичным оценкам себестоимость российских поставок в ЕС находится на уровне как раз \$180 за 1 тыс. куб. м, оптимистичные оценки — \$126 за 1 тыс. куб. м (вышедшее в январе исследование Д. Хендерсона из Оксфордского института энергетических исследований).

Но даже если основываться на пессимистичном подходе, гипотетическое обнуление экспортной пошлины приведет к снижению себестоимости акkurat до \$126 за 1 тыс. куб. м.

Кроме того, при принятии решений эти оценки себестоимости играют умеренную роль, так как речь идет о полной себестоимости. Если же по аналогии с американским случаем отбросить уже понесенные затраты, то в таком случае стоимость российских поставок оказывается значительно ниже. Ведь в добыче и трубопроводном транспорте основной вклад вносят капитальные, а не операционные затраты. И даже транзит по территории Словакии или по «Северному потоку» уже оплачен на условиях «качай-или-плати». Только стоимость транзита по Украине зависит от объемов поставок (цена транзита по Украине — около \$36 за 1 тыс. куб. м).

И хотя такой подход («списание» понесенных затрат) к поставкам российского газа применять не хотелось бы и, скорее всего, не придется, «Газпрому» экономически выгодно при любых условиях продавать газ на европейском рынке, даже ввязываясь в ценовую войну с поставками СПГ.

Увеличение доли

Ситуация здесь отчасти напоминает стратегию Саудовской Аравии на нефтяном рынке: в условиях избытка предложения страна решила не сокращать добычу, но удерживать свои рынки, даже теряя в доходах. Похожая ситуация происходит сейчас и в газовом рынке, который и сам все больше приобретает черты нефтяного.

Отметим, что рост доли российского газа на европейском рынке сейчас очень нужен. Поэ-

тому можно предположить, что «Газпром» будет придерживаться стратегии максимизации объема поставок.

Другой вопрос, каким образом она будет реализовываться на практике. Сейчас российский монополист может об этом не задумываться. При текущих низких ценах на нефть стоимость российского газа для Европы и так скоро (согласно контрактам, цены на газ изменятся с задержкой в несколько месяцев от нефтяных цен) окажется на предельно низких уровнях.

Но если нынешние цены на нефть начнут расти, то с ними будет увеличиваться и цена российских поставок. В какой-то момент американский СПГ окажется дешевле и начнет вытеснять с рынка объемы российского газа, которые поставляются сверх обязательных контрактных объемов («бери-или-плати»). Решением проблемы может стать продажа российского газа (сверх объемов обязательных к выборке) по ценам европейских газовых бирж (напомним, «Газпром» несколько лет назад уже произвел незначительную ценовую привязку контрактов к биржевым котировкам).

Подточившая. Даже при сохранении в США низких внутренних цен на газ «Газпром», если захочет, выиграет возможную ценовую войну с американским СПГ. Правда, для этого ему придется поступиться остатками сверхприбыли (в крайнем случае возможно и снижение экспортной пошлины) и экспортировать топливо на пределе рентабельности. В этих же условиях американские поставки СПГ могут конкурировать с «Газпромом» только в случае списания уже сделанных расходов. Если же рассчитывать «честную» себестоимость поставок, то есть с учетом всех затрат, российский трубопроводный газ на европейском рынке в любом случае оказывается дешевле американского СПГ.

И все же сюжет о потенциальной конкуренции американского СПГ с российским газом в ЕС остается на повестке дня. И здесь оценки наблюдателей часто оказываются полярными. Общая картина выглядит запутанной и из-за разных «систем координат». Расчет цены поставок американского СПГ на европейский рынок зависит от внутренних цен на газ в США и расходов на сжижение. А стоимость российского газа в ЕС основывается на долгосрочном контракте с «нефтяной» привязкой или же на себестоимости российской добычи и трубопроводной транспортировки. Общим знаменателем различных подходов может служить биржевая цена газа на европейском рынке. Ведь в конечном счете именно к ней придется «прислушиваться» всем поставщикам.

Александр Собоко

ВЬЕТНАМ РАСПАХИВАЕТ НЕДРА

«Роснефть» начала бурение поисково-разведочной скважины на одном из участков во Вьетнаме. Это первый международный проект, где компания выступает оператором. После окончания работ «Роснефть» рассчитывает начать бурение на соседнем участке. А в перспективе, как считают в правительстве, речь может пойти о поставках СПГ во Вьетнам, а также совместных проектах по нефтепереработке и нефтехимии.

Структура «Роснефти» Rosneft Vietnam B.V. в начале марта начала бурение поисково-разведочной скважины PLDD-1X на блоке 06.1, расположенном на шельфе Вьетнама. Извлекаемые запасы природного газа геологической структуры PLDD оцениваются в 12,6 млрд куб. м и 0,6 млн тонн газового конденсата. Это первый проект, на котором госкомпания выступает в качестве оператора по бурению на международном шельфе. Планируется, что глубина скважины по стволу составит около 1380 м, глубина моря в районе бурения составляет около 162 м.

«Роснефть» участвует в разработках на континентальном шельфе Вьетнама с 2013 года в рамках соглашений о разделе продукции. В Блоке 06.1 Rosneft Vietnam B.V. владеет 35%. На участке расположено два газоконденсатных месторождения — Лантай и Ландо. Добыча на них ведется с 2002 года. Месторождения находятся в 370 км от берега в бассейне Нам-Кон-Шон, глубина моря на месторождениях достигает 190 м. Начальные запасы газа на месторождениях — около 68 млрд куб. м. В 2015 году газ за счет добычи на Блоке 06.1 обеспечивал около 12% энергетических потребностей Вьетнама. Как отметили в «Роснефти», компания планирует в течение года провести на Блоке 06.1 масштабные сейсморазведочные работы 3D для увеличения выработки текущих запасов и поиска потенциальных залежей в глубоко залегающих геологических структурах. Разработка запасов может быть проведена при помощи скважин с подводным заканчиванием с подключением к существующему фонду, на котором ведет добычу платформа Lap Tay, поясняют в НК. Вести работы на блоке будет буровая установка Nakuru-5 японской Japan Drilling Co.,

Ltd (JDC). Компания специализируется на буровых работах на шельфе, предлагает услуги по контролю бурения скважин на шельфе и техническому обслуживанию буровых установок. При этом у России есть давний опыт сотрудничества с JDC. Японский партнер участвовал в геологоразведочных работах месторождений шельфа Сахалина в 1977–1983 годах. В рамках этих работ было открыто месторождения Одотпу, которое стало одним из самых крупных нефтяных месторождений в Восточной Азии. Буровыми установками Nakuru-4 и Nakuru-2 было пробурено 13 разведочных скважин, в том числе на месторождениях Чайво, Аркутун-Даги и Одотпу (являются основными месторождениями проекта «Сахалин-1»). Когда партнеры закончат бурение скважины на структуре PLDD, «Роснефть» планирует пробурить еще одну поисково-разведочную скважину на Блоке 05.3/11, также расположенном в бассейне Нам-Кон-Шон (НК владеет там 100%, оценка ресурсов — 40 млрд куб. м газа и 9 млн тонн газового конденсата). Соглашение о разделе продукции по этому блоку «Роснефть» и PetroVietnam подписали 15 мая 2013 года. Как поясняют в компании, «объединение двух скважин в единую программу бурения обеспечит синергию между двумя проектами, поможет сократить сроки выполняемых работ и позволит максимально увеличить эффективность ГРП на вьетнамских активах «Роснефти»». Вьетнам пока единственный международный проект «Роснефти» на шельфе в стадии добычи. Как отмечают в компании, он позволяет развивать операторские компетенции при работе на шельфе, а также является платформой для возможного роста бизнеса в других странах Юго-Восточной Азии. Перспективы сотрудничества с Вьетнамом видят и в правительстве. Так, в МИДе считают, что новой формой сотрудничества «Роснефти» и Вьетнама является поставка сжиженного природного газа. Как говорила ТАСС официальный представитель МИД РФ Мария Захарова, у партнеров есть потенциал кооперации в производстве на территории Вьетнама газомоторного топлива, а также имеются наработки в области нефтепереработки и нефтехимии.

Ольга Мордюшенко

ГАЗ ДЛЯ БУДУЩЕГО

Многие европейские и отечественные компании переходят на использование сжиженного природного газа, который дешевле и экологичнее, чем многие другие виды топлива. Эта тенденция стала основой для вложений Газпромбанка в ряд новых СПГ-проектов. МИХАИЛ РОДИОНОВ, первый вице-президент — начальник департамента нефтегазовых проектов Газпромбанка, объяснил, в чем перспективы и особенности этих инвестиций.

— На какие рынки нацелен завод СПГ в Высоцке?

— Проект в Высоцке был стратегическим решением для банка. Он предполагает строительство терминала по производству и перегрузке сжиженного природного газа в порту Высоцк, включая сооружение газопровода—отвода от магистрального газопровода Санкт-Петербург—Выборг—Госграница. В среднесрочной перспективе мы видим на Балтике большой рынок для сбыта нашего сжиженного природного газа. Проект разделен на четыре части: первая включает сооружение газопровода, вторая — причала, третья — строительство терминала по производству и перегрузке СПГ, четвертая — строительство газораспределительной станции для последующей газификации Выборгского района.

На острове Рюевялииниеми вблизи с уже существующими терминалами (нефтеотгрузочным ЛУКОЙЛа и угольным СУЭК) мы выбрали площадку размером 54 га, которая удовлетворяла всем нашим техническим требованиям. Судовойный канал в этом месте позволяет проводить суда дедевейтом 70 тыс. т. Закончены все предварительные согласования, проведена большая работа по выделению земельного участка для размещения терминала с последующим оформлением долгосрочной аренды. На полуострове будет сооружен терминал по производству и отгрузке сжиженного природного газа мощностью 660 тыс. тонн в год. Все это будет вводиться единым технологическим комплексом в две линии по 330 тыс. тонн СПГ в год каждая. Запуск завода планируется в середине 2018 года. Для реализации проекта потребуются инвестиции в размере порядка 50 млрд руб. (без НДС).

Мы уже понимаем где, на каких рынках будет реализован наш газ. С «Газпром экспортом» уже подписаны контракты на поставку с завода в Высоцке 320 тыс. тонн сжиженного природного газа. Так, часть СПГ пойдет в Финляндию, где многие потребители уже приняли стратегическое решение о переходе с пропана-бутана на сжиженный природный газ. СПГ там будет поставаться как промышленным предприятиям, у которых нет доступа к трубопроводному газу, так и на bunkеровку.

В рамках проекта будет введен в строй газопровод-отвод протяженностью 41 км от магистрального газопровода Санкт-Петербург—Выборг—Госграница. За счет реализации этого проекта мы собираемся газифицировать Выборг и терминал ЛУКОЙЛа, который в настоящее время использует мазут. Газопровод-отвод проектируется с учетом будущего масштабирования производства, чтобы он позволил обеспечить нам возможность прокачки до 2 млрд куб. м и увеличить в перспективе выпуск СПГ до 1,3 млн тонн в год. Для этого уже сейчас в процессе проектирования закладываются решения для возможного двукратного увеличения производительности: выделенная электрическая мощность рассчитана на 1,3 млн тонн, объем СПГ-хранилища (42 тыс. куб. м) и параметры причальной зоны позволяют также отгрузить 1,3 млн тонн в год. Следует отметить, что проектом предусмотрено два причала: один для СПГ-танкеров емкостью 20 тыс. куб. м, другой для судов-бункеровщиков.

Работаем с внутренними потребителями на рынке bunkеровки, в первую очередь с компанией «Газпром нефть Марин Бункер», планирующей СПГ-бункеровку в акватории Балтийского моря с помощью судна-бункеровщика. Кроме того, технологические решения, закладываемые в проект, позволяют отгрузку автомобильным транспортом с нашего завода. На терминале в Высоцке мы сможем отгружать СПГ как на суда, так и в автоцистерны. У нас также будет возможность принимать сжиженный газ автомобильным транспортом из других мест с последующей отгрузкой в СПГ-танкеры. Рассчитываем, что рано или поздно в Северо-Западном регионе появятся заводы по производству сжиженного природного газа на базе биотехнологий, и рассматриваем возможности перевалки такого «био-СПГ» в Высоцке для дальнейшей транспортировки. Наличие доли биогаза в составе продукции существенно повышает привлекательность СПГ, особенно для потребителей в Скандинавии.

Мы верим в будущее газа как энергоносителя, в частности, в сегменте моторного топлива. В Балтийском море с начала 2015 года были введены ограничения по содержанию выбросов серы и азотных соединений: их эмиссия здесь должна значительно сократиться. Рассматриваются различные варианты выполнения этих требований. Владельцам судов необходимо либо делать глубокую очистку мазута или дизельного топлива, либо перейти на экологически чистый газ.

Бункеровка газом уже ведется в Балтийском море. Ряд компаний-судовладельцев уже принял решение, что они будут двигаться в этом направлении и переводить свои суда на сжиженный природный газ. Два года назад мы были в Швеции: недалеко от Стокгольма в городе Нюнеасе есть СПГ-терминал. Сжиженный газ с этого терминала используется для bunkеровки пассажирского парома, курсирующего между Швецией и Финляндией.

— Какие технологии СПГ будут использоваться на заводе в Высоцке?

— Мы анализировали различные технические решения, работали с компанией Linde. Большая часть проектов в мире реализуется с использованием технологий смешанного хладагента со 100-процентным сжижением. Есть и другие технологии, например на азотном цикле, которые также позволяют добывать 100-процентного сжижения газа. Мы выбрали технологию смешанного хладагента. К сожалению, на данный момент поставщиками данной технологии являются западные компании, российские аналоги только разрабатываются. Одним из наших требований при выборе западного лицензиара была готовность раскрыть свое ноу-хау для разработки отечественной технологии смешанного хладагента. Сейчас мы можем сказать, что после реализации данного проекта одна из



МИХАИЛ РОДИОНОВ

Михаил Родионов подчеркивает, что именно экономические стимулы делают привлекательным размещение заказов на российских производственных мощностях

компаний группы Газпромбанка будет обладать собственной технологией сжижения, которая может использоваться в крупнотоннажных заводах СПГ мощностью несколько миллионов тонн в год. При реализации проекта мы по максимуму стремимся выполнять работы силами российских компаний. Это позволяет нам контролировать проект начиная с ранней части инжиниринга, поскольку зачастую эти работы отдаются на откуп западному лицензиару, который на стадии проектирования закладывает такие решения, которые не могут быть выполнены российскими компаниями. Таким образом, мы стремимся на стадии инжиниринга обеспечить участие и выполнение отдельных объектов отечественными производителями.

Основной лицензиар французская Air Liquide проявила наибольшую гибкость по сравнению с другими лицензиарами по отношению к сотрудничеству с российскими предприятиями. Например, вместе с нашей компанией ОМЗ Air Liquide занимается сейчас инжинирингом холодного блока. Мы пришли к пониманию с французами, что один из ключевых блоков оборудования будет выполнен российской компанией «РЭП Холдинг». В частности, эта компания осуществит поставку турбин и компрессора для смешанного хладагента. Большое количество емкостного оборудования и арматуры будет изготовлено нашими производителями — группой компаний ОМЗ, в частности «Криогенмашем».

Заказчиком по проекту в Высоцке выступает наша компания «Криогаз», обладающая высококвалифицированным персоналом, способным выinky и контролировать все детали его реализации. Генеральным подрядчиком является совместное предприятие ОМЗ и одного из мировых лидеров в области строительства нефтегазовых объектов. СП заключает контракты на подряды с исполнителями — Air Liquide, «РЭП Холдингом», другими подрядчиками, выполняющими работы. Генеральным проектировщиком является российская компания «Гипрокислород», также принадлежащая группе Газпромбанка. Благодаря их участию мы отсекаем неоптимальные решения и ненужные затраты с точки зрения реализации проекта и производителя.

Хотелось бы отметить, что подобных реализованных проектов по производству СПГ в таких масштабах в России еще не было. Если не говорить о крупнотоннажном «Сахалине-2», реализованном во многом благодаря зарубежной компании Shell с привлечением ее технологических разработок и решений. Поэтому нормативная база, регулирующая производство сжиженного природного газа в России, крайне скудна. Тогда как за рубежом совершенно другие нормы и правила. Технологический процесс, который могут проектировать западные лицензиары, в любом случае необходимо приводить к российским условиям, чтобы проект соответствовал российским требованиям по расположению объектов на площадке, отвечал нашим правилам пожарной и технической безопасности. Именно поэтому все то, что связано с будущим строительством заводской инфраструктуры, выполнен наш проектировщик, детально прорабатывая существующие условия, учитывая российские реалии и ориентирясь на привлечение отечественных производителей.

— Какова зависимость в рамках проектов от лицензий зарубежных компаний?

— На стадии инжиниринга проектов мы пытаемся заложить такие условия, которые максимизируют долю российского участия в выполнении отдельных элементов и узлов. Доля иностранного оборудования составит порядка 30%. Если взять весь проект целиком, в который входит строительство трубопровода, причала, геологические изыскания, инжиниринг, доля иностранного участия составит не больше 15% инвестиций. Предполагается выполнение целого ряда сопутствующих услуг, не связанных с иностранными технологиями и оборудованием.

Существуют мало-, средне- и крупнотоннажные проекты по сжижению природного газа. Малотоннажное производство СПГ полностью освоено российскими компаниями. Одно из наших дочерних предприятий обладает обширным практическим опытом в этой области. В 2010 году мы купили компанию «Криогаз», которая занимается сбытом газа на европейском рынке, и сразу же начали активно развивать российские проекты. У нас уже есть действующее производство в Кингисеппе мощностью 10 тыс. тонн СПГ в год.

Сейчас мы запускаем наш новый завод в Пскове мощностью 23 тыс. тонн СПГ в год: уже закончили строительство и надеемся отгрузить первые партии сжиженного природного газа в первом полугодии текущего года. В этот проект мы направляем 780 млн руб. (с НДС). Решили строить новые мощности в Петрозаводске, это ближайшая точка для наших будущих поставок на Кольский полуостров. Мы более трех лет работаем в Карелии: наши инвестиционные планы были поддержаны губернатором Александром Худилайнеом. В конце прошлого года получили в аренду земельный участок. Прорабатываем проект, будущая мощность которого будет зависеть от спроса: 20 тыс. или 50 тыс. тонн СПГ в год. Из-за инфляции строи-

тельство нашего нового завода в Петрозаводске потребует больших капиталовложений. Если мы сейчас будем использовать западные технологии и оборудование, удорожание нового проекта по сравнению с уже реализованными будет ощутимым. Поэтому мы сейчас активно проводим оценку российских промышленных предприятий, выбираем тех, кто сможет удовлетворить наши требования по производству компрессоров и двигателей.

Мы заинтересованы в снижении издержек, поскольку нам нужно выиграть ценовую конкуренцию с мазутом и дизельным топливом. Нам нельзя ориентироваться на закупку зарубежного оборудования. Турбины, поршневое оборудование — все это можно было бы разместить на российских предприятиях. Жизнь заставила нас отказаться от типовых разработок, построенных на западных технологиях, искать альтернативные решения и работать совместно с российскими производителями. На отечественных предприятиях объем производства за последние годы значительно сократился, поскольку их продукция была вытеснена западным оборудованием.

Но здесь существуют и определенные риски. Раньше все это можно было взять как в магазине «с полки», выбирая из оборудования лучших мировых компаний: General Electric, Caterpillar, итальянских производителей, под оборудование которых зачастую приходилось подстраивать все остальные технологические процессы. По большей части номенклатуры оборудования к настоящему моменту в России, к сожалению, утрачена серьезность производства. Отечественные игроки долгое время не могли конкурировать по издержкам с западными производителями. Приход же зарубежного лицензиара зачастую усугублял проблему: закладываемые в проект решения отсекали местных производителей оборудования.

С другой стороны, с начала 90-х годов прошлого века российским предприятиям необходимо было подстраивать свои возможности под определенные технические условия в каждом конкретном случае, что сейчас нам на руку. У нас сохранились уникальные специалисты и предприятия, которые активно работали в советское время, и у которых есть опыт выживания в «голодные» для них времена, когда весь рынок был отдан на откуп западным производителям оборудования. Тем не менее они могли находить заказы и точечное применение для своего оборудования. Поэтому не только патриотизм, но и экономические стимулы по снижению издержек делают привлекательным размещение заказов на российских производственных мощностях. Сейчас мы видим, что на предприятиях отечественного машиностроения, выживших в эти годы, готовы выполнить наши заказы и разработать оборудование под наши конкретные условия.

— На каких потребителях вы рассчитываете?

— Газ идет в основном промышленным потребителям. Мы приходим к ним с готовым решением: клиент подписывает с нами контракт, далее мы строим для него установку по регазификации. Поставляем СПГ по контрактам, рассчитанным на пять-семь лет. Хотелось бы отметить, что сжиженный газ не конкурирует с сетевым газом. Мы работаем в основном с теми промышленными предприятиями, которые используют жидкое топливо (пропан-бутан, дизель, мазут). Пытаемся выдержать ценовую конкуренцию с этими видами топлива. Нужно отметить, что наши клиенты в европейских странах активно переходят на сжиженный природный газ, потому что это дешевле, чем другие виды топлива.

В России мы подписали контракт с компанией «Фосагро», с которой развиваем тесное сотрудничество: договорились с ними о поставках 4 тыс. тонн СПГ в год и рассчитываем начать их в этом году. Хотел бы отметить, что это одна из самых креативных российских компаний в решении вопросов энергообеспечения. «Фосагро» добывает апатиты на Кольском полуострове подземно-шахтным способом. Для систем вентиляции шахт используется подогретый воздух. Сейчас для подогрева применяется либо сетевая электроэнергия, либо тепло от местной ТЭЦ. Руководство «Фосагро» решило перейти на сжиженный природный газ и видит в использовании газа большой потенциал для своего теплоэнергетического комплекса. Мы активно участвуем в строительстве мощностей по регазификации газа «Фосагро». Еще одна наша компания — «Криогенмаш» — является поставщиком оборудования: уже выполнили заказ на четыре емкости на 250 тыс. куб. м для резервуарного парка. «Криогаз» будет поставлять газ с нашего завода в Кингисеппе, а затем и из Пскова, где мы закончили строительство нового завода СПГ и запускаем производство уже в этом полугодии. Ведем переговоры с «Фосагро» о возможном увеличении продаж газа. Это наш пилотный проект на Кольском полуострове. Мы видим на Севере России большой перспективный рынок. Ранее планировалась газификация Мурманской области за счет реализации Штокмановского проекта, но сейчас планы пересматриваются. В то же время газ остается приоритетным энергоносителем для решения проблем в этом регионе. Поэтому мы активно работаем с потенциальными потребителями, у которых отсутствует доступ к сетевому газу. Вели переговоры с различными компаниями: «Еврохимом» и «Норильским никелем».

Как только «Фосагро» будет готова принять наш сжиженный природный газ, мы должны выстроить всю непрерывную производственную цепочку. Поставки СПГ будут осуществляться с помощью специального автотранспорта — это еще один перспективный сегмент. Мы впервые в рамках этого проекта приняли решение о приобретении криогенных автоцистерн отечественного производства, отдав заказ на их строительство «Криогенмашу». Для них это было ответственное задание: они никогда ранее не делали такие по размеру автоцистерны — 53 куб. м. Такой объем позволяет одновременно перевозить автотранспортом порядка 18–19 тонн СПГ. Раньше мы покупали импортные криогенные автоцистерны, которые использовались при перевозке сжиженного природного газа в Европу. «Криогенмаш» всегда хотел освоить производство автоцистерн такого размера, и сейчас при изменении ценовой конъюнктуры у нашей компании появилась новая компетенция. Таким образом, «Криогенмаш» сможет производить то, что востребовано не только на российском рынке, но и в Европе.

Беседовала Мария Кутузова

нефть и газ тенденции

«Мир не рухнет, какой бы цена на нефть ни была»

Обновленная структура сбыта нефтепродуктов и, как следствие, реорганизация компании ПАО «Газпром нефть» (ГПН) — один из показательных примеров реакции компании на затяжной ценовой кризис. **Александр Крылов**, директор по региональным продажам ГПН, убежден, что не важно, сколько стоит нефть, важно, как эффективно компания адаптируется к новым условиям. Кто быстрее перестраивается, тот и выигрывает в конкурентной борьбе.

— амбиции —

— В чем смысл масштабной реорганизации, проходящей в «Газпром нефти» (ГПН), которая, как говорят эксперты, может дать пример всей отрасли.

— Сразу отмечу, что этот процесс коснулся прежде всего структуры региональных продаж нашей компании, но в основном мы правы: реорганизация, которую мы провели, может стать началом системных нововведений в нашей отрасли. Идея пришла достаточно давно. Кризис 2008 года показал всем, что изменения в экономике могут происходить с колоссальной скоростью. Как специалист я понимал, что цена на нефть в любой момент может рухнуть вновь и бизнесу придется стремительно приспособляться к новым реалиям, в которых любые прогнозы устаревают раньше, чем их напечатать. То есть не искать выходы из нового кризиса, а быстро адаптироваться к любым условиям. В свою очередь, способность к адаптации целиком зависит от скорости принятия решения и личной ответственности за результат. Это правило действует для любого бизнеса. Для иллюстрации приведу наш пример.

Мы продаем топливо по всей стране — продаем его, разумеется по совершенно разным каналам: крупным оптом, мелким оптом и на АЗС (в том числе физическим и юридическим лицам). Все вместе дает определенный результат. Когда я пришел в компанию, отчетной единицей был регион. То есть, допустим, Н-ская область сообщает, что заработала за год 100 руб., как и было в ее бизнес-плане. Эти 100 руб. складывались из прибыли, пришедшей по разным каналам, но в общем начальнику Н-ского филиала было важно получить 100 руб., а не понять, откуда именно эта прибыль влезла и мог ли он заработать значительно больше или нет. Очень возможно, что в Н-ске все прекрасно продавалось оптом, а на АЗС — кое-как, но так как 100 руб. в итоге есть, это никого особо не волновало. Возможно, в Н-ске есть совершенно не нужное здание на балансе, содержание которого обходится в значительную сумму. За счет реорганизации большого количества региональных компаний в несколько федеральных структур, занимающихся каждой своим направлением продаж. Уточню, речь идет не только о разделении по каналам продаж, но и по сопутствующим видам деятельности. И каждый канал под личной ответственностью одного человека.

— Какова была логика такого решения?

— На момент моего прихода структура бизнеса была региональная и нетиповая, но, поездив по стране, я понял, что все еще сложнее. Каждое региональное подразделение было практически государством в государстве. Все эти компании жили по разным законам и пра-

вилам: от оргструктуры и организации бизнес-процессов до системы отчетности.

Начали с создания унифицированной структуры предприятия, разработки единых процессов, стандартизированной отчетности, а затем перешли к внедрению этих типовых стандартов во всех регионах. Только после этого длительного и сложнейшего процесса унификации мы поняли, что можем перейти к разделению на виды бизнеса.

— Сколько времени понадобилось на масштабную реорганизацию?

— Пять лет. После реализации проекта масштабной унификации мы поняли, что достигли максимального эффекта в региональной модели бизнеса, и для дальнейшего результата нам нужно было шагнуть на другой уровень — трансформировать региональную модель по видам деятельности. Нет больше регионов как бизнес-единиц, есть несколько отдельных структур, по сути, самостоятельных компаний, по каждому направлению продаж и по каждому обслуживаемому бизнес-процессу. То есть все АЗС по всей стране — это теперь практически отдельная управляющая компания. Такая же ситуация с мелкооптовыми продажами, аналогично с нефтебазами, транспортом и так далее. Мы создали несколько отдельных бизнесов, работающих по рыночным законам — как друг с другом, так с внешним рынком — и абсолютно прозрачных для любого наблюдателя: от ФАС до руководства компании. Новая система сформировала встроенный саморегулируемый механизм эффективности, когда потеря эффективности одной компании мгновенно отражается на результатах остальных и моментально следует мероприятию корректирующего характера. Такая сверхадаптивность позволяет быстро приспособиться к любым изменениям на рынке, несмотря на размер нашей компании. В определенной степени мы создали условия для усиления иммунитета нашего глобального бизнеса.

Сразу могу привести пример изменений после разделения. В период, скажем так, регионального существования в каждом городе была своя служба проверки качества топлива, своеобразная лаборатория, которая подчинялась соответствующему руководителю региона. Удобно же самому себя проверять. Теперь у нас отдельная, абсолютно независимая структура, занимающаяся проверкой качества топлива на каждом этапе доставки нефтепродуктов от НПЗ до конечного потребителя. Как вы понимаете, мы узнали много нового и еще больше исправили. Важным эффектом стала заинтересованность бизнеса в качестве топлива не на бумаге, а в реальности. Появился внутренний заказ на такую аналитику, и в ответ мы создали инструмент объективного и независимого контроля, который как дамо-



Александр Крылов убежден, что выигрывает в конкурентной борьбе тот, кто быстрее перестраивается

клов меч теперь висит над каждым элементом нашей компании. Сам факт того, что ты под постоянным наблюдением и в любой момент на АЗС может появиться наш аудитор, имеет колоссальный психологический и профилактический эффект.

— Но, наверное, не только ради качества бензина затевалась такая масштабная реорганизация?

— Мы продали непрофильное имущество и избавились от расходов на его содержание. Потому что как только каждое бизнес-направление стало говорить, что ему необходимо, а что — нет и кто за это имущество готов платить, сразу же нашлось ничейное. Уверю вас, если дома четко разделить имущество на нужное мужу и нужное жене и обязать нового ответственного заплатить за него хотя бы рубль, половина вещей уедет на помойку.

В нашем случае это принесло глобальной компании общий экономический эффект в 450 млн руб. за два года и сразу же отразилось на наших операционных издержках.

Идем дальше по возрастающей. Пересмотрев логистику, мы оптимизировали нефтебазовое хозяйство. Далее транспорт. По отношению к нашим ключевым конкурентам мы на четверть сократили расходы, сохранив качество услуги, осуществляя перевозки на новых бензовозах с соблюдением самых высоких требований, в том числе к сохранности продукта.

Одним словом, неэффективность — это как лишний вес, который рано или поздно даст о себе знать. Каждый бизнес в нашей компании прошел через идеальный шторм и очистился от всего лишнего.

— Это вы говорите об экономии. А как насчет новых доходов?

— Я просто к этому еще не перешел. После разделения всех продаж на розницу (АЗС), мелкий опт (продажи сетям сторонних АЗС), опт (продажи предприятиям) и корпоративные продажи (продажи топлива по карточкам юридическим лицам) у каждого направления появился ответственный за весь результат с именем, фамилией, правами, полномочиями, а главное — менталитетом собственника, заинтересованного в итоговом результате.

Решения, которые раньше требовали согласования руководителя каждого региона, теперь принимаются единолично и действуют по всей стране. И если, например, неэффективная розница в каком-либо регионе покрывалась в общем отчете успехами опта, то теперь такой палочки-выручалочки нет. Работать приходится всем. В условиях кризиса, дефицита инвестиций и лихорадки с ценами на нефть именно скорость принятия решений, личная ответственность руководителя направления и прозрачность всех денежных потоков в разы повысили адаптивность компании ко всем известным вызовам нового времени. За несколько лет мы подготовились к жизни в кризисных условиях и сейчас проходим проверку. Приведу конкретные примеры.

Возьмем оптовые продажи. Оказалось, у нас есть мощности и возможности продавать не только свое топливо, но и чужое. После разделения руководителю оптовых продаж, заинтересованный в росте выручки своего подразделения, решил покупать и продавать, в том числе нефтепродукты сторонних НПЗ, не от времени к времени, а постоянно. Эта деятельность стала отдельным трейдерским направлением.

В итоге совокупный эффект — 5,4 млрд руб. Более того, скорость решений в новой модели позволяет быстро покупать топливо, которое неожиданно попадает на рынок по хорошей цене. Знание клиентов, работа с базами данных, проактивность в продажах — все это привело нас к возможности развивать трейдинг как бизнес. Уйдя от региональности и видя весь рынок целиком, мы получили возможность заниматься оптимизационным планированием и гораздо эффективнее управлять потоками нефтепродуктов.

— Экономическая эффективность «бензоколонек» — тема сложная. Не все из них прибыльны. Кстати, сколько их всего в ГПН?

— 1400! Из которых 1100 на территории РФ. А насчет эффективности вы правы: как раз в рознице результаты наиболее впечатляющие. Основным драйвером роста финансового результата розничного бизнеса стало не топливо, а сопутствующие товары. Ведь иногда именно качество кофе и ассортимент товаров на полках в магазинах при АЗС заставляет вас в дороге выбрать для заправки ту или иную АЗС. За два года рост продаж сопутствующих товаров составил 44%! При этом вся сеть выросла всего на 11%. Много вы знаете отраслей с таким ростом в кризисные годы?

— А по текущему году?

— По определенным направлениям рост из ряда вон выходящий! К примеру, продажи горячих напитков только в этом году выросли на 43%. Вы понимаете, что с учетом общего сокращения расходов у населения такие цифры означают, что мы выиграли в очень конкурентной борьбе за каждый рубль, потраченный нашим клиентом. По сути, мы отобрали долю у общепита. Если вспомнить, что у нас 1100 АЗС, то реально мы одна из самых мощных и эффективных сетей общественного питания в стране, которая выросла в кризис практически на 50%. Это результат именно реорганизации. Раньше, повторюсь, не только не было четкой картины и прямой мотивации, но и, самое главное, управленческой структуры для принятия быстрых решений. Но успе-

хи наши не только в продаже кофе. Все-таки основной бизнес — это топливо, и тут тоже достигнут конкретный результат. На наших АЗС продается премиальное топливо G-Drive. Казалось бы, премиальное топливо, кризис, сокращение издержек. Многие говорили, что у нас ничего не получится. Результат — рост продаж G-Drive за два года составил более 20%. Прежде мы работали с федеральными клиентами локально в каждом регионе, теперь существует централизованное сопровождение бизнеса. В полной мере удалось создать уникальное торговое предложение, которое отвечает всем требованиям рынка топливных карт. Также мы начали работу в совершенном новых направлениях — продажи топливных карт национальным и международным перевозчикам, работу через дилеров и агентов. По этим направлениям прежде, то есть до разделения, мы в принципе не работали. Это еще один пример мгновенной адаптации под изменившийся рынок и возможность находить новые зоны роста в ситуации, когда большинство предпринимателей пытаются просто не потерять. Сейчас мы разрабатываем план по внедрению совместных топливных карт.

— А как насчет последствий для коллектива такой глобальной реорганизации?

— Процесс реорганизации затронул более 23 тыс. человек и подразделений с совокупной выручкой в сотни миллиардов рублей. Тоже практически целый город, который стал жить по совершенно новым правилам. Если продолжить это сравнение. Провести реорганизацию в таком городе было бы невозможно, если бы каждый житель не принял этих перемен и не стал участвовать в процессе с полной отдачей. А это стало возможным только после донесения опыта же практически до каждого человека целей и задач, то есть что мы хотим сделать, для чего и как. Можно сказать, что мы провели референдум, получили полную поддержку и потому у нас все получилось.

В итоге прибыль в ГПН в 2015 году выросла на 26%, продажи на АЗС выросли на 3%, несмотря на общее падение рынка. В перспективе трех лет рост суммарных продаж должен составить 15,5%, розница должна вырасти на 14%, знаю, это выглядит очень амбициозно с учетом происходящего в настоящий момент, но мы именно для этого все это и затевали. Но я бы отметил не цифры, а подход. Мы поняли, что не важно, сколько стоит нефть, важно, как быстро мы адаптируемся к новым условиям. Мир не рухнет, какой бы цена на нефть ни была. Кто быстрее перестраивается, тот и выигрывает в конкурентной борьбе.

Записал Олег Трубченко

Рост на фоне спада

— передовики —

Другие компании иногда сталкиваются с неожиданными осложнениями при попытке привлечь зарубежные кредиты. Например, ООО «Новоуренгойский» газохимический комплекс (НГХК), «дочка» «Газпрома», занимается строительством мощностей по производству 400 тыс. тонн полиэтилена низкой плотности в 30 км от Нового Уренгоя. В июле 2014 года ООО НГХК разместило объявление о привлечении двух кредитов для продолжения строительства комплекса — на \$300 млн и \$220 млн — на четыре и пять лет соответственно под ставку LIBOR + 4,15% годовых. «Газпром» был готов выступить поручителем по кредитам. Но в сентябре, незадолго до подведения итогов тендера, США ввели санкции против ряда российских компаний, и в результате ни один западный банк не решился подать заявку на предоставление кредита. Тендер был отменен. В июле 2015 года НГХК попытался занять на рынке 40 млрд руб., и вновь неудачно. В результате компании пришлось привлечь не самые выгодные кредиты у российских компаний: на \$400 млн у Альфа-банка и на 19,75 млрд руб. у Сбербанка.

В июле 2015 года НГХК подал заявку на привлечение кредита размером 55 млрд руб. (\$830 млн) у российского Внешэкономбанка. Велись и переговоры с РФПИ, а также рядом арабских фондов. В настоящее время строительство продолжается, и в 2017 году заказчик рассчитывает ввести НГХК в строй. Для «Газпрома» завершение этого строительства становится уже вопросом принципа, ведь начальное решение о начале строительства комбината было принято в компании еще в начале 1990-х годов.

Лоббистская карта

Еще больше изобретательности приходится проявлять «Роснефти», для того чтобы построить Восточную нефтехимическую компанию (ВНХК) суммарной мощностью переработки 24 млн тонн нефти и 6,8 млн тонн нефтехимического сырья в год. Запредельная стоимость проекта, которая в 2013 году оценивалась в 1,3 трлн руб. (около \$40 млрд), предопределила проблемы с привлечением кредитов для его реализации.

Попытка после введения санкций получить доступ к деньгам ФНБ, предпринятая «Роснефтью», не принесла успеха — возможно, из-за того, что попросили слишком много — 1,3 трлн руб. на 28 проектов, включая АЗС ВНХК. После этого «Роснефть» несколько умирала аппетиты и в сентябре 2015 года оценила стоимость первой и второй очередей проекта уже в 660 млрд руб. (что на тот момент составляло около \$10 млрд). Причем стоимость указывалась включая инвестиции в строительство инфраструктурных объектов.

Тогда же, в сентябре, «Роснефть» и ChemChina подписали меморандум, предусматривающий передачу китайской компании контрольного пакета акций ВНХК, как предполагается, в обмен на финансирование этого проекта. Но и этого «Роснефти» показалось мало.

В декабре 2015 года компания пролоббировала подписание распоряжения правительства об утверждении «дорожной карты» проекта, которая предусматривает возможность включения в государственные и федеральные целевые программы (осуществляемые за государственный счет) ключевых объектов инфраструктуры, в том числе строительной площадки ВНХК с инженер-

СНИЖЕНИЕ СРЕДНИХ ЦЕН В ДОЛЛАРАХ НА ПРОДУКТЫ НЕФТЕХИМИИ ПО СРАВНЕНИЮ С ЦЕНАМИ НА НЕФТЬ, СУГ И НАФТУ В ЯНВАРЕ–СЕНТЯБРЕ 2015 ГОДА ПО СРАВНЕНИЮ С ТЕМ ЖЕ ПЕРИОДОМ 2014 ГОДА (%) ИСТОЧНИК: СИБУР

Сжиженные углеводородные газы	54,2
Нефть	48,2
Нафта	47,5
Бутилакрилат	
Полипропилен	
Полиэтиленреферталат	
Полиэтилен низкой плотности	
Моноэтиленгликоль	

Продукты нефтехимии. Зависимость от импорта

Сектор химии и нефтехимии	Вид продукта	Доля импорта (%)
Базовая/крупнотоннажная химия	ЛПЭВД (линейный полиэтилен высокого давления)	87,6
	АБС (АБС-пластики)	80,3
	ПВХ	42,5
	ПЭТФ (полиэтиленреферталат)	30,2
Среднетоннажная/специальная химия	ПСВ (полистирол вспенивающийся)	27,8
	Полиамид-6-6	100,0
	Эпоксидные смолы	98,0
	Полиэфирные смолы	96,0
Продукция глубокой переработки	Полиуретановые смолы	91,0
	Органические пигменты	75,0
	Акриловые дисперсии	70,0
	Химические реактивы	80,0
	Волокна и нити	63,0
	Порошковые краски	61,0

Источник: Минпромторг РФ.

Потребность инвестиций в российской нефтегазохимии (\$ млрд)

Компания	Проект	Потребность в финансировании	Источники денег	Год запуска
СИБУР	«Запсибнефтехим»	9,5	ФНБ, проектное финансирование, собственные средства	2020
«Газпром»	Новоуренгойский ГХК	2,7	Кредит ВЭБа, собственные средства	2017
ТАИФ	Производство этилена на «Нижнекамскнефтехиме»	4,0 (1 этап)	Поиск источников	2020–2025
«Роснефть»	Производство этилена на заводе «Санорс»	4,5	Поиск источников	2025
«Роснефть»	Восточный НКК	10,0 (1-й и 2-й очереди)	Поиск источников	2020–2023
СИБУР	Амурский ГХК	12,0	Поиск источников	2025

Источник: RusEnergy, данные компаний.

ной подготовкой, морского терминала, подъездных путей, нефтепровода к ВСТО и т. д.

В настоящее время правительство ждет от «Роснефти» комплексный план по строительству ВНХК, чтобы понять, по каким технологиям и какие продукты собирается выпускать это предприятие. «Роснефть» обещает представить такой документ нынешним летом. Если замысел окажется успешным, то компании удастся построить сам технологический комплекс за счет китайцев, инфраструктуру — за счет государства, но сохранить при этом возможность выкупа предприятия после его запуска. Кроме того, предоставление ВНКХ статус территории опережающего развития позволит освободить предприятие от значительной части налогов.

Шестеро крупных

Потребности в финансировании только шести наиболее крупных перспективных проектов в области нефтегазохимии в России в настоящее время превышают \$40 млрд. В частности, в конце 2017 года СИБУР планирует принять инвестиционное решение по проекту строительства Амурского ГХК, который по своей мощности, возможно, превзойдет «Запсибнефтехим» (на Амурском ГХК предварительно планируется производить 2,4 млн тонн этилена и его производных, а также значительные объемы другой продукции).

Кроме того, ряд компаний занимается комплексной реконструкцией действующих нефтехимических предприятий. Так, в нынешнем году СИБУР намерен увеличить мощность «Томскнефтехима» по выпуску полимеров этилена на 30 тыс. тонн в год. В 2018 году «Роснефть» рассчитывает ввести на Ангарском заводе полимерную установку по производству полиэ-

тилена низкого давления мощностью 345 тыс. тонн в год, а в дальнейшем и производство полипропилена мощностью 250 тыс. тонн в год и ряд других производств.

В 2014 году российский рынок полипропилена (пока единственный из всех видов полимеров) стал профицильным за счет ввода новых мощностей. К 2017 году, по данным агентства Platts, профицит на этом рынке составит от 200 тыс. тонн до 700 тыс. тонн, что создаст предпосылки для наращивания экспорта этого продукта. А вот рынок полиэтиленов остается дефицитным и перестанет быть таковым только после запуска Новоуренгойского ГХК, новых установок на Ангарском заводе полимеров и «Запсибнефтехима».

Еще более велики потребности российского рынка в специальных видах крупнотоннажной полимерной продукции, таких как линейный полиэтилен высокого давления (импортозависимость составляет около 90%), АБС-пластики (80%), да и поливинилхлорид, потребность в котором внутреннего рынка удовлетворяется российскими производителями лишь на 42%. Однако истинные бескрайние перспективы роста производства открываются в сфере среднетоннажной и специальной химии, в том числе в производстве полиамидов, полиэфирных, полиуретановых и эпоксидных смол, акриловых дисперсий, а также различных изделий из пластмассы.

Как бы там ни было, базой для наращивания выпуска специальных видов нефтехимической продукции остается крупнотоннажное производство полимеров, а в этой сфере многое удалось в последние годы и еще больше предстоит сделать в ближайшие четыре-пять лет.

Юрий Котев, RusEnergy