

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

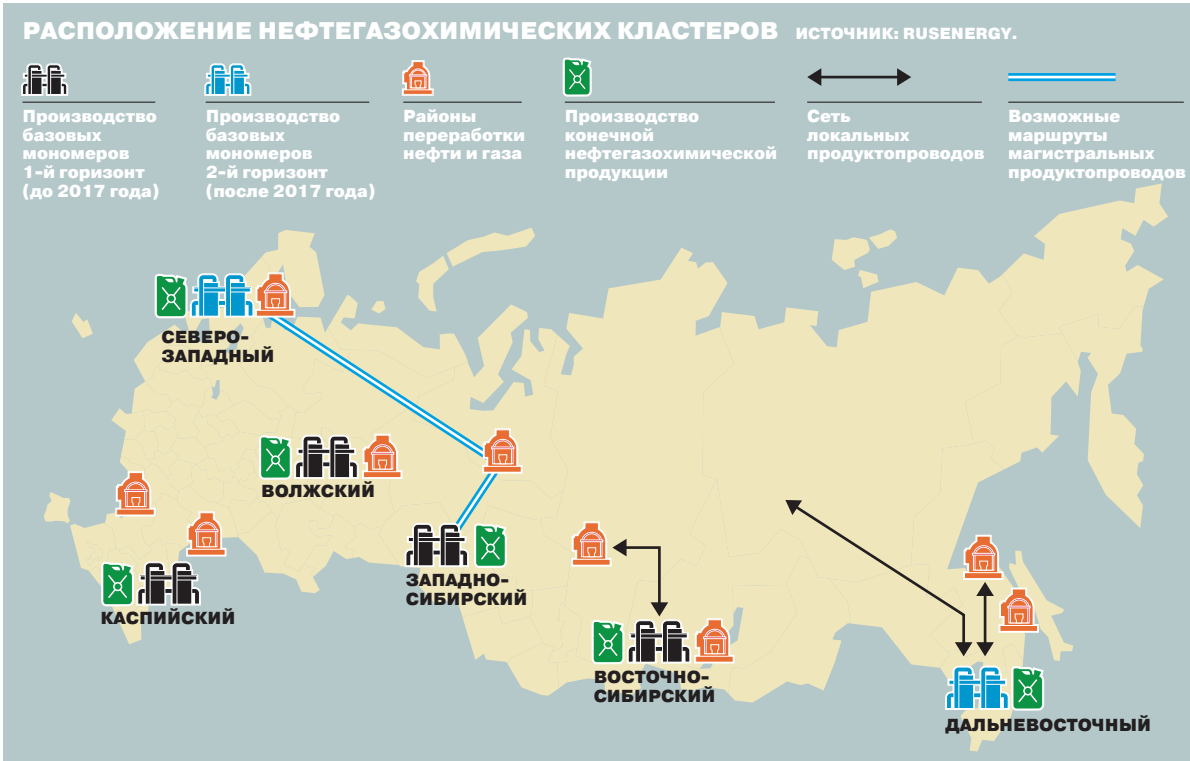
На фоне выраженного экономического спада (снижение промышленного производства в России в 2015 году, по данным Росстата, составило 3,4%, при этом обрабатывающие производства потеряли 5,4%) данные о развитии нефтехимии в минувшем году выглядят приятным исключением из общей тенденции. Производство в группе «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 капвложения 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.

— 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 НИОС 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 легким 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, Дхаме, 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».