



Тематическое приложение к газете **Коммерсантъ**

## Нефть и газ

Вторник 23 мая 2017 №89 (6083 с момента возобновления издания)



ufa.kommersant.ru

10 Как влияет добыча сланцевой нефти в США на мировой топливный рынок

10 Почему человеческий фактор остается определяющим в российских компаниях ТЭК

Программа перевода транспорта на экологичное и относительно дешевое топливо — природный газ, запущенная в российских миллионниках в 2013 году постановлением правительства РФ, по информации Минэнерго России пока реализуется хуже ожиданий. Башкирия — не исключение. Отсутствие развитой инфраструктуры заправок на компримированном газе (метане), издержки, связанные с эксплуатацией новой для российского производителя газомоторной техники, недоступность господдержки большинству участников рынка ограничивает круг эксплуатантов этой техники. Но начало «газификации» транспорта положено и, как полагают эксперты, программа будет реализована хотя бы потому, что предусмотрена Энергетической стратегией России.

# Все как в первый газ



— тенденции —

Как следует из данных Минэнерго России на конец 2016 года, программа перевода муниципально-общественного транспорта на природный газ, запущенная в мае 2013 года постановлением правительства РФ, реализуется значительно хуже ожиданий. По состоянию на ноябрь 2016 года, в 15 крупнейших городах-миллионниках на этот вид топлива было переведено около 1,7 тыс. единиц транспорта из предусмотренных 11 тысяч. Открытых официальных данных о реализации проекта в Башкирии нет равно как и нет региональной госпрограммы, которая бы регулировала этот процесс. В марте власти республики договорились с местным оператором проекта — компанией «Газпром трансгаз Уфа» о совместной разработке программы по развитию использования компримированного природного газа (КПГ) для нужд автотранспорта. Заседание рабочей группы, куда вошли представители министерства промышленности и инновационной политики республики, планируется провести летом, сообщили в «Газпром трансгаз Уфа».

Напомним, что постановление правительства РФ, принятое 13 мая 2013 года №767-р, предусматривает, что в 15 российских миллионниках на компримированный (сжатый) природный газ (КПГ) будет переведено до 50% парка общественного транспорта, в городах с населением более 300 тыс. человек — до 30%, для городов с населением более 100 тыс. человек — до 10%. Частью проекта стала господдержка в виде субсидирования закупки транспорта и коммунальной техники на газе в объеме около 6 млрд руб. «Газпром» образовал для реализации проекта операционную компанию «Газпром газомоторное топливо», которой предстоит создать развитую заправочную инфраструктуру и повысить доступность автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС).

На рынке автоперевозок Башкирии преобладают частники (только в Уфе — более 3,5 тыс. автобусов), многие из которых в предыдущие годы переоборудовали транспорт на газ, но не КПГ, на продвижение которого в первую очередь нацелена программа правительства РФ и «Газпрома», а на пропан. По оценке правительства Башкирии, на природном газе в регионе в общей сложности работают около 4,2 тыс. единиц транспорта.

Закупать технику на КПГ в 2014 году начала госкомпания «Башавтотранс», автопарк которой насчиты-

вает около 1,9 тыс. автобусов. За два года госкомпания получила субсидирование на покупку у Нефтекамского автозавода группы «КамАЗ» 181 автобуса большой вместимости на газомоторном топливе и 80 ПА-Зов. В феврале 2016 года к программе присоединилась администрация Уфы, купив у КамАЗа восемь самосвалов на КПГ. Планы закупки такой техники на этот год пока не объявлялись. По итогам прошлого года Башкирия входила в тройку лидеров по объемам закупаемой газомоторной техники (216 единиц) после Татарстана (1,76 тыс.) и ХМАО (231).

«В целом мы не сожалеем о покупке автобусов на газе, — отмечает исполняющий обязанности генерального директора «Башавтотранса» Ильшат Фатхиев. — Экономика топлива довольно ощутимая. Другое дело, что есть вопросы по расположению АГНКС и их доступности, например, пока нет возможности заправляться газом рядом с нашими АТП: поблизости есть только бензиновые заправки. Что касается технического обслуживания и ремонта газомоторных автобусов, то тут мы работаем в тесном контакте с НефАЗом».

Отсутствие развитой инфраструктуры АГНКС — один из главных факторов, сдерживающих развитие рынка КПГ, соглашаются в «Газпром трансгаз Уфа». С 2015 года «Газпром» модернизирует и расширяет региональную розничную газозаправочную сеть, которая в настоящее время объединяет 13 заправок, две из которых реконструированы, реконструкция еще одной должна завершиться осенью. К 2023 году, как сообщали в «Газпроме», эта сеть должна включать 27 АГНКС, а еще на 17-ти АЗС должны появиться модули для заправки компримированным природным газом. Общая проектная мощность уфимских заправок после их реконструкции до конца года должна составить 37,4 млн кубометра КПГ в год. Годовое потребление этого вида топлива в республике составило 26 млн кубометров, из которых 70% обеспечили собственники частного пассажирского, грузового и таксомоторного транспорта. Потребление КПГ общественным транспортом и коммунальной техникой выросло за последний год с 2,2 млн до 5,6 млн кубометров, но общая нагрузка сети АГНКС остается лишь на уровне 27%, отмечают в «Газпром трансгаз Уфа». В компании сетуют, что согласно постановлению правительства РФ, обеспечивать доступность газомоторного топлива на заправках должны и другие розничные операторы, но пока «Газпром» является единственным крупным инвестором этого проекта.

Производители газомоторной техники отмечают и другие факторы, тормозящие реализацию программы. По информации пресс-службы КамАЗа, влияние оказывает высокая стоимость такой техники, предубеждение потребителей против использования природного газа, несовершенство нормативной базы, а также неэффективное управление развитием рынка. Производители призвали популяризировать преимущества газомоторной техники в регионах. Но, как полагает председатель республиканского Союза автопредпринимателей Олег Куляшов, продвигать газовый транспорт бесполезно до тех пор, пока у эксплуатантов нет уверенности, что за ними сохранятся объемы перевозок. «Газомоторный автобус сегодня почти вдвое дороже бензинового. Учтивая, что многие перевозчики в городах сейчас вообще не уверены, что останутся на рынке после вступления в силу поправок в ФЗ-220, они готовы распродавать даже дешевые бензиновые автобусы, не то что покупать дорогие газомоторные. Для частных, вынужденных работать по низким тарифам, не имея доступ к субсидиям, отбить такие покупки невозможно», — считает Олег Куляшов.

В марте о намерении развивать газовые заправки на базе розницы «Башнефти» объявила НК «Роснефть» (приобрела контроль в «Башнефти» в октябре 2016 года). Розничная сеть «Башнефти» насчитывает более 580 собственных АЗС в 16 регионах и более 200 партнерских станций. В Башкирии «Роснефть» планирует установить первый модуль КПГ на своих заправках уже в начале 2018 года, а к 2020 году оборудовать три такие заправки. На первом этапе, полагают в компании, перейти на КПГ должен общественный транспорт и техника ЖКХ, на втором — коммерческий транспорт b2b-сегмента (грузовой, маршрутные и коммерческие такси). «На зрелом этапе развития рынка, в течение семи лет, после создания необходимой инфраструктуры заправок и сервиса на КПГ начнет переходить массовый частный потребитель», — уверены в «Роснефти», полагаясь на то, что потребитель, наконец, оценит значительную экономию при использовании газа и несложную установку газобаллонного оборудования.

Тем временем пока эксплуатанты газомоторной техники вынуждены решать вопросы с доступностью топлива самостоятельно. Так, «Башавтотранс» до конца года планирует установить две модульные блочные АГНКС на 120 заправок в сутки на территории уфимского АТП. «Операторы будем сами — это, во-первых, дешевле по цене топлива, во-вторых, избавит нас от холостого про-

Производители газомоторной техники намерены побороть предубеждение потребителей

бега до стационарных АГНКС», — говорит и.о. гендиректора компании Ильшат Фатхиев. Две модульные станции, как полагают в «Башавтотрансе», удовлетворят потребности в заправке газомоторной техники компании на 80%. «Остальное будем добирать на заправках сети АГНКС «Газпрома», — говорит господин Фатхиев.

Помимо природного консерватизма владельцев автомобилей и возможного предубеждения, сформировавшегося против использования природного газа, есть и другие факторы, влияющие на скорость реализации проекта, полагает ведущий эксперт УК «Финам менеджмент» Дмитрий Баранов. «Одна из проблем — это отсутствие у потребителя стимула для такого перехода. Кроме того цена на газ, как и цена на бензин и дизтопливо не стоит на месте, и экономия для водителя от перехода на него не всегда очевидна», — отмечает он. — К тому же меняется и сам автомобильный рынок: появляется транспорт на других видах топлива, а часть потребителей отказывается от покупки автомобилей или выбирает его коллегам по использованию. Программа перевода транспорта на газ может сдвинуться по срокам, но полностью от нее не откажутся, так как задача увеличения доли газомоторного топлива в топливном балансе прописана в Энергетической стратегии РФ, считает Дмитрий Баранов.

«Газ выгоднее по цене. Например, метан в два-три раза дешевле бензина, сжиженный углеводородный газ — в полтора-два раза. Понятно нежелание нефтяных корпораций получить сильного конкурента бензину. Программа сдерживается и консерватизмом автомобильной промышленности, которая оглядывается на пожелания нефтяников в большей степени, чем государства», — полагает заместитель директора аналитического департамента «Альпари» Наталья Мильчакова. — Но в связи с тем, что бензин постоянно дорожает, нефтяные корпорации уже рассматривают возможности участия в этой программе, ведь практически все они также являются независимыми от «Газпрома» (за исключением «Газпром нефти») производителями газа. Та же «Роснефть», которая планирует построить до 2020 года 60 АГНКС, является крупным оператором розничного рынка бензина и другого моторного топлива и желает использовать это конкурентное преимущество, чтобы расширить спектр предоставляемых услуг».

Наталья Павлова

## «Цель — дойти до конечного передела»

Ключевой темой ежегодного Российского нефтегазохимического форума, который пройдет в Уфе 23–26 мая, в этом году определены достижения и проблемы отрасли. В дискуссионной программе предусмотрено обсуждение перспектив интеграции нефтепереработки и нефтехимии, поддержки отечественных технологий, развития промышленных кластеров, улучшение качества топлива и другие. О том, каких результатов ждут от мероприятия организаторы, журналистам рассказали вице-премьер Башкирии Фархад Самедов и министр промышленности и инновационной политики республики Алексей Карпунин.

— от первого лица —

— Фархад Астанович, чем сейчас больше всего обеспокоены представители отрасли, в том числе в Башкирии, для которой нефтехимия была и остается приоритетным направлением экономики?

— На этом форуме мы планируем проанализировать причины, по которым сегодня сильно отстаем от ведущих стран мира в нефте- и газохимической промышленности. Если в добыче, переработке нефти и производстве бензина мы находимся на уровне мировых лидеров, и потенциал роста в этих отраслях незначительный, то отставание в



нефтегазохимии существенно, а потенциал роста просто огромен. Наша задача — определить, где мы находимся, понять, куда развиваться и что сдерживает развитие.

## Проекты ТЭК в листе ожидания

— господдержка —

Топливо-энергетический комплекс — одна из самых доходных и одновременно инвестиционно емких отраслей Башкирии. Власти региона намерены поддержать с помощью налоговых преференций два проекта отрасли стоимостью 22 млрд рублей. Стату приоритетных получили долгострой энергетиков — Затонская ТЭЦ, строительство которой завершает Башкирская генерирующая компания, и проект реконструкции производства кумола на «Уфаоргсинтезе». По мнению экспертов, любые формы господдержки приобретают особое значение в условиях затрудненного доступа производителей к внешнему финансированию.

Как следует из данных минэкономразвития республики, статус приоритетных в регионе получили два инвестпроекта предприятий топливно-энергетической отрасли. Налоговые преференции гарантированы Башкирской генерирующей компании (БГК, входит в «Интер РАО ЕЭС») для завершения строительства Затонской ТЭЦ, начатого еще в 2008 году, и «Уфаоргсинтезу» (входит в «Башнефть») — для реконструкции производства изопропилабензола (кумола).

Проект Затонской ТЭЦ (бывшей ТЭЦ-5), замороженный в 2010 году из-за непонятной ситуации с финансированием и сомнений в востребованности дополнительных энерго мощностей, был реанимирован в 2011 году и должен быть завершен к концу текущего. По информации БГК, в проект стоимостью 23 млрд руб. уже вложено 16 млрд и осталось инвестировать около 7 млрд руб. Строительно-монтажные работы завершены, идет установка вспомогательного оборудования, завершается строительство тепловых сетей от ТЭЦ к микрорайону Затон, сообщили в компании. Инвестиционное соглашение, подписанное БГК с правительством, предусматривает предоставление компании налоговых льгот в течение 10 лет после запуска станции. «Оценить эффективность господдержки мы сможем после того, как электростанция заработает», — отметили в компании.

Аналогичная форма господдержки предоставляется «Уфаоргсинтезу». Компания намерена вложить 1,13 млрд руб. в реконструкцию производства кумола — промежуточного продукта при получении фенола и ацетона, который благодаря высокому октановому числу используется как добавка к моторному топливу. В мае подрядчиком первого этапа работ стоимостью 587,8 млн руб. был отобран АО «Глобалстройинжиниринг».

Как следует из регионального реестра приоритетных инвестпроектов, на долю проектов ТЭК приходится в стоимостном выражении около 11%. В марте этого года власти региона усилили поддержку крупных инвесторов, предусмотрев для них сни-

жение налога на прибыль с 13,5% до 12,5%. Компании могут рассчитывать на налоговое послабление в течение трех лет. Кроме того, с 2012 года предприятия, вложившие от 100 млн руб. в экономику региона, освобождаются от уплаты налога на имущество на срок до десяти лет. Помимо этого местным законодательством предусмотрены другие преференции — отсрочки по уплате налогов, пеней и штрафов, субсидированные части процентной ставки по кредитам, возможность передачи инвестору в залог активов из Залогового фонда республики, компенсация части затрат на приобретение предметов лизинга за счет средств бюджета республики, льготы по аренде участков и другие. Новые стимулы для развития предприятий ТЭК утверждает парламент республики. Они предполагают для производителей и переработчиков углеводородов, вложивших в модернизацию не менее 1 млрд руб. в год, снижение ставки налога на имущество до 50%. Мера призвана стимулировать установку нефтяниками нового оборудования, пояснили в кабмине.

Еще шесть проектов отрасли только ожидают включения в реестр приоритетных. Они предусматривают реконструкцию комплекса по производству ароматических углеводородов на «Уфанефтехиме» стоимостью 2,88 млрд руб., строительство завода СП «Русгидро-Альстом» по производству оборудования для малых ГЭС стоимостью 4 млрд руб., создание технопарка «Русгидро Башкортостан-эффективность» стоимостью 1,3 млрд руб., производство авиационного бензина AVGAS 100LL на Стерлитамакском нефтехимическом заводе (СНХЗ) группы «Тау нефтехим» стоимостью 413 млн руб., строительство установки замедленного коксования на УНПЗ «Башнефти» стоимостью 35,12 млрд руб.

В минэкономразвития сообщили, что проект СП «Русгидро» и «Альстом» заморожен на стадии разработки рабочей документации, проект технопарка находится на этапе создания инженерно-транспортной инфраструктуры. Что касается проекта СНХЗ, то он запущен, не дожидаясь господдержки. С января завод уже реализует топливо.

«Проекты топливно-энергетического комплекса будут занимать значительную долю в структуре инвестиций республики, учитывая специфику экономики региона», — отмечает ведущий аналитик Amargets Артем Деев. — В среднем по этой отрасли в настоящее время износ оборудования составляет около 60%, на ряде производств оно требует полной замены». «В условиях, когда стоимость модернизации очень высока, а у большинства компаний затруднен доступ к привлечению внешнего финансирования, стремление местных властей улучшить условия для работы инвестора приобретает большую ценность», — отмечает первый вице-президент «Опоры России» Павел Сингал.

Булат Баширов

# нефть и газ

## Сланцевая нефть затапливает рынок

Россия, выполняя взятые на себя обязательства по сокращению добычи нефти, снизила производство до 11 млн баррелей в сутки, а ОПЕК даже перевыполнила план. Но российские нефтекомпании считают, что это не является гарантией стабилизации на мировом рынке углеводородов на фоне роста сланцевой добычи в США. Она оказалась более жизнеспособной, чем предполагали эксперты, даже на фоне низких цен на нефть.

### — мировые тренды —

В марте Россия сократила добычу нефти на 202 тыс. баррелей в сутки — до 11 млн баррелей, выполнив, таким образом, свое обязательство на 67%. К концу апреля, по словам министра энергетики Александра Новака, страна сможет достичь сокращения добычи на 300 тыс. баррелей. А ОПЕК даже перевыполнила план снижения на 6%. Но на рынке сомневаются в эффективности заключенного с нефтяным картелем соглашения. В «Роснефти» считают, что у Минэнерго нет реальных рычагов предупреждения рисков на нефтяных рынках. Среди главных рисков компания выделяет рост добычи сланцевой нефти в США. Согласно оценке российской компании, рост американской добычи нефти и конденсата может составить в 2017-2018 годах 500 тыс. баррелей в сутки.

Прогноз от американского Министрства энергетики сулит рост на 560 тыс. баррелей в сутки по итогам текущего года. Приток нефти обеспечат новые проекты в Мексиканском заливе и рост добычи сланцевой нефти. В следующем году производство нефти в США увеличится на 510 тыс. баррелей в сутки, достигнув суммарных объемов 9,95 млн баррелей. Столько сейчас добывает Саудовская Аравия (февраль — 9,946 млн баррелей в сутки), занимающая второе место (первое — Россия) по объемам производства нефти.

По данным СопосФиллипс, добыча нефти в США выросла с 2008 года на 89% благодаря разработке сланцевых запасов нефти, оказавшейся устойчивой к ценовым колебаниям. Потенциал сланцевых запасов, согласно оценкам американской ком-

пании, огромен, тогда как затраты на их разработку значительно меньше, чем на разработку других источников углеводородов. Освоение сланцевых ресурсов имеет короткий цикл: меньше чем за год можно перейти от разведки к промышленной добыче. Свою роль сыграло и снижение стоимости нефтесервисных услуг на фоне низких цен на мировых рынках в последние два года.

Управление энергетической информации Минэнерго США прогнозирует, что добыча сланцевой нефти в стране в мае вырастет по сравнению с апрелем на 124 тыс. баррелей в сутки — до 5,193 млн баррелей. На месторождениях Eagle Ford в Техасе добыча вырастет на 39 тыс. баррелей, до 1,2 млн баррелей, на Niobrara — на 8 тыс. баррелей, до 456 тыс. баррелей, на Marcellus — на 1 тыс. баррелей, до 40 тыс. баррелей в день. Но локомотивом станет добыча в Permian (Пермском нефтяном бассейне). По итогам февраля на него приходилось около 2,1 млн баррелей в сутки, или около 23% от общего объема добычи сырой нефти в США.

При этом по данным Baker Hughes, число работающих буровых установок в США достигло рекорда — 683 единицы: за последний год к бурению приступили 332 бригады, из которых две трети задействованы в Пермском бассейне. Эксперты отмечают растущие темпы бурения на сланцевых формациях в США. Но компании, пробурив скважины, оставляют рекордное количество из них незавершенными. Так, по данным Reuters, в феврале в Пермском бассейне было пробурено 395 скважин, из которых было завершено лишь 300. Число незавершенных



Рост добычи сланцевой нефти может стать реальной угрозой для стабилизации мировых цен

скважин достигло 1674. По оценкам Wood Mackenzie, если все незавершенные скважины в Пермском бассейне одновременно ввести в строй, добыча может вырасти на 300 тыс. баррелей в сутки. В целом по стране количество пробуренных, но незавершенных скважин выросло в феврале до 5443. За последние два года разработка сланцевых запасов стала рентабельной при цене нефти \$35 за баррель.

Основная причина — быстрый технологический прогресс. У американской компании Continental Resources было заморожено около 185 скважин на сланцевых залежах в Баккене в Северной Дакоте. Гендиректор компании Гарольд Хамм утверждает, что благодаря инновационным решениям, внедренным во время ценового спада, компания сможет разрабатывать эти скважины более экономично. ExxonMobil также увеличивает расходы на разработку сланцевых ресурсов в

Пермском бассейне и формирует Баккен и рассчитывает увеличить там добычу на 750 тыс. баррелей н. э. в сутки к 2025 году. Уже сейчас у ExxonMobil в двух бассейнах больше 5,5 тыс. скважин.

Согласно прогнозам Goldman Sachs, восстановление роста цен на нефть может привести к резкому увеличению добычи на сланцевых проектах в США, что станет одной из причин избытка предложения нефти на рынках к 2019 году. Аналитики банка утверждают, что запуск новых проектов на традиционных месторождениях и разработка сланцевых запасов приведут к росту поставок на 1 млн баррелей нефти в сутки в 2018-2019 годах.

«Жизнеспособность сланцевой нефтегазодобычи в США в течение нескольких последних лет стала сюрпризом для мирового рынка. Когда в 2014 году нефтяные цены начали стремительно падать, стоимость разработки сланцевых резервуаров считалась одной из самых высоких. Соответственно, многие глобальные игроки предполагали, что производство нефти в США резко со-

кратится, если низкие цены продержутся долго, что позволит убрать с рынка избыток предложения, вызвавший резкий ценовой спад», — отмечает Джинна Делани, старший нефтяной аналитик, Platts Analytics, подразделение прогнозирования и аналитики S&P Global Platts.

Добыча в США действительно стала падать в середине 2015 года. Но до конца 2016 года объемы производства сократились всего на 800 тыс. баррелей в сутки. Это резко контрастирует с предыдущим ростом добычи в США: производство выросло на 4,5 млн баррелей в сутки с начала 2009 года до середины 2015 года. Особую обеспокоенность у глобальных игроков вызвала динамика добычи в бассейне Пермия. В прошлом году добыча нефти на этой структуре выросла на 200 тыс. баррелей в сутки при средней цене на нефть WTI \$43 за баррель в течение 2016 года. «Ожидается, что этот исключительный регион и в дальнейшем сохранит позиции лучшего в своем классе», — считает госпожа Делани.

В декабре 2016 года впервые за полтора года средняя цена WTI под-

нялась до \$50 за баррель. На фоне оптимизма, последовавшего за ростом нефтяных цен, число действующих буровых установок в Пермском бассейне увеличилось почти на 40 штук в первые восемь недель 2017 года, по данным Rig Data, подразделения S&P Global Platts. Как и ожидалось, добыча на данной структуре продолжала расти и, согласно последним оценкам Platts Analytics, превысила 2,3 млн баррелей в сутки в марте текущего года.

Рост добычи в Пермском бассейне отражает общую динамику изменений в США за последние несколько месяцев. В начале ноября 2016 года, до того как ОПЕК объявила о решении сократить добычу, что способствовало росту цен, ожидалось, что добыча нефти на сухопутных месторождениях останется стабильной вплоть до 2018 года. Этот прогноз базировался на данных о количестве новых скважин, ежемесячно вводимых в строй в тот период. «Дело в том, что дебит скважин, пробуренных на сланцевых залежах, прежде всего горизонтальных, сначала падает очень быстро. Однако после нескольких лет снижения добыча стабилизируется. В конце 2016 года нефтяные компании ежемесячно вводили в строй на суше ровно столько скважин, сколько было необходимо для возмещения падающих объемов. Всего за четыре месяца ситуация резко изменилась. Если компании будут ежемесячно бурить столько же скважин, сколько было пробурено в марте текущего года, то добыча нефти увеличится почти на 700 тыс. баррелей в сутки к концу 2018 года и полностью возместит падение, наблюдавшееся в предыдущие полтора года», — утверждает эксперт Platts. Причем этот прогноз не учитывает возможного дальнейшего роста цен, увеличения количества буровых и вновь вводимых скважин.

Экспорт нефти из США в начале 2017 года взлетел до рекордных значений, достигнув 5,69 млн баррелей в сутки. Так что с уверенностью можно сказать, что компании, разрабатывающие сланцевые запасы, доказали жизнеспособность своих проектов и при \$50 за баррель нефти на мировых рынках.

Мария Кутузова

## «Цель — дойти до конечного передела»

Мы с Алексеем Ивановичем (Карпухиным. — Ред.) как раз работаем над программой развития промышленности на 2018 — 2023 годы, где ставим достаточно амбициозные задачи. В первую очередь там идет речь о развитии нефтехимии. Мы должны увеличить мощности по производству этилена и пропилена. В настоящее время у нас многие продукты нефтехимии заканчиваются не на уровне конечного передела, а на уровне промежуточного. Фактически мы продаем под видом продукции нефтехимического сырья, которое покупают, а потом еще раз перерабатывают. По идее мы можем организовать всю переработку здесь, но удельная маржа с каждым переделом снижается, и чтобы дойти до конечного передела и уложиться в низкую маржинальность, нужно быть очень конкурентоспособными. Это пока основной сдерживающий фактор для развития этой отрасли. Тем не менее, мировая практика показывает, что эти цели достижимы.

— Если говорить о продукции промежуточного передела, производимой в Башкирии, где в первую очередь реально продолжить цепочку?

— Фенол, ацетон, полиэтилен, полипропилен — все они не являются продуктами конечного передела. Кальцинированная сода, которая является сырьем для производства стекла: в республике хорошие мощности по производству стекла, но мы продаем гораздо больше сырья — кальцинированной соды. Мы построили на «Газпром нефтехим Салават» производство акриловой кислоты, которая тоже не является продукцией конечного передела. Сейчас обсуждаем вопрос создания в республике производственных мощностей, которые позволят дойти до конечного продукта. Передел заканчивается там, когда продукция продается населению. Все остальное является в разной степени незаконченным продуктом.

— Какие средства требуются на разворачивание производств ко-

нечной переработки? Сколько сейчас вложено в модернизацию производства?

— В программе развития промышленности, которую мы разрабатываем, предусмотрено в год привлекать в эту отрасль около 50 млрд рублей — для поддержки малых и средних предприятий, создающих новые мощности. Для этого в республике нужно создать серьезную систему продвижения инвестиционных инициатив. Показатели вложений в отрасль в республике неплохие. На долю промышленности у нас приходится около 200 млрд рублей из 400 млрд рублей годовых вложений. Для умеренного развития это хорошие средства, но для прорывного роста — недостаточные.

Алексей Карпухин: В рамках форума у нас пройдут две тематические встречи. Первая — представителей «Роснефти» и «Башнефти» с предприятиями малого и среднего бизнеса — будет посвящена перспективам выпуска инновационных продуктов и технологий. Вторая встреча посвящена инновациям и импортозамещению в нефтехимии, машиностроении, гидро-разрыве пласта, геофизике и телекомоборудовании.

— Как бы вы оценили инвестиционные программы, принятые крупными промышленными предприятиями в Башкирии, и меры, предпринимаемые правительством региона для повышения мотивации промышленников?

— Состояние оцениваю как удовлетворительное. Крупный бизнес вынужден инвестировать в модернизацию производства, поскольку имеет дело со старыми мощностями. У нас налажено с ними живое общение. Многие инвестпроекты по своей окупаемости находятся на грани принятия решений. Например, те, где срок окупаемости превышает восемь-десять лет. Тогда инвестор задумывается, стоит ли реализовывать этот проект, а республика оказывает помощь, применяя налоговые льготы и другие инструменты.

— Одна из сложнейших проблем промышленности — проблема кадров. Планируется ли обсудить ее на форуме с экспертами и представителями бизнеса?

— В плане подготовки кадров для нефтегазохимии республика является одним из лидеров в России. В наших вузах дают очень хорошее образование для этой отрасли. Но проблема есть. Так, средний возраст высококвалифицированных специалистов этой отрасли сегодня превышает 50 лет. Профессионалы постепенно уходят на пенсию, а заменить их некому. Молодые специалисты нуждаются в наставничестве. В ведущих зарубежных странах значение человеческого фактора на производстве сейчас снижено до минимума, так как управление автоматизировано. На наших старых производственных мощностях человеческий фактор еще долгое время будет определяющим, потому что на оборудовании, которому пятьдесят-шестьдесят лет, получать качественную продукцию возможно, только имея очень высокую квалификацию. Тот факт, что выпускаемая у нас продукция получает международное признание, говорит о том, что кадры в отрасли пока хорошие. Но это не гарантия на будущее. Поэтому мы общаемся с ректорами вузов о том, чтобы свести к минимуму учебный период вчерашних выпускников на предприятиях, чтобы адаптацию к будущей работе проводили сами университеты. У УГНТУ (Уфимский государственный нефтяной технический университет. — Ред.) УГАТУ (Уфимский государственный авиационный технический университет. — Ред.) такие возможности есть.

— Планируется ли на форуме и сопутствующей ему выставке «Газ. Нефть. Технологии» подписание каких-либо контрактов?

— Мы не ставим такой задачи, хотя понимаем, что успех любого мероприятия определяется количеством реальных контрактов. Контракты будут — это обычная текущая работа.

Подготовила  
Влада Шипилова

## «Центр профессиональной подготовки кадров»: развитие и подготовка профессионалов

В современном мире бизнес может сохранять лидерские и конкурентные позиции, только обеспечив себе кадровую защищенность, в том числе постоянно повышая профессиональные компетенции персонала. Нефтегазовая отрасль как одну из стратегических и технологических это касается в большей степени. Глобализация рынка, развитие технологий и автоматизация производств повышает требования к качеству и продуктивности человеческого ресурса во всех областях производства. Специалистам уже мало быть экспертами на своем направлении. Они должны поддерживать свою востребованность, предвосхищая основные тренды в развитии отрасли.

Автономная некоммерческая организация дополнительного профессионального образования «Центр профессиональной подготовки кадров» с 2008 года работает в сфере обучения и профессиональной подготовки руководителей, специалистов и работников персонала. Сегодня в центре работают высококвалифицированные преподаватели и эксперты по функциональным направлениям, накоплена большая материально-техническая база, в том числе библиотека специализированной литературы и нормативной документации, тематические учебные фильмы, презентационные материалы и мультимедийные системы.

Для удобства клиентов организация предоставляет услуги не только на своей территории и в представительстве Республики Башкортостан, но и за ее пределами. В условиях автоматизации процессов с использованием ИТ-технологий активно развиваются программы дистанционного обучения, позволяющие одновременно работать со 100–200 слу-



Директор АНО ДПО «Центр профессиональной подготовки кадров» Оксана Чанышева

шателями. Такой подход оказался очень востребованным у предприятий, находящихся на значительном расстоянии от Уфы.

АНО ДПО «Центр профессиональной подготовки кадров» готовит специалистов по широкому спектру направлений и программ, разработанных в том числе с учетом потребностей предприятий и в соответствии с национальными стандартами, а также с учетом международных требований в области экологии и охраны труда, лучших практик.

Одно из наиболее востребованных направлений подготовки для производственных предприятий — промышленная безопасность с последующей аттестацией в Ростехнадзоре; энергетическая безопасность, безопасность на железнодорожном и автомобильном транспорте (в том числе подготовка водителей и консультантов ДОПОГ), экологическая безопасность и работа с промышленными отхо-

дами, допуск к работе с импортными механизмами, а также более трехсот рабочих специальностей. Кроме уже упомянутых направлений центр предоставляет услуги по оценке и развитию не только профессиональных качеств, но и управленческих, личностно-деловых компетенций. В своей работе он применяет технологии по управлению компетенциями персонала, которые через диагностику состояния кадрового потенциала и снижение существующих ограничений способствуют повышению управленческих, эффективности и прибыльности предприятий.

Учитывая, что на предприятиях с каждым днем повышается требования к квалификации сотрудников, образовательная система, которая готовит кадры, должна быть гибкой и оперативно реагировать на запросы работодателей. Поэтому для повышения качества дополнительной профессиональной подготовки кадров в начале этого года была создана Ассоциация организаций дополнительного профессионального образования.

• 24 мая 2017 года, в рамках Российского нефтегазохимического форума и XXV международной юбилейной выставки «Газ. Нефть. Технологии» на ВДНХ-ЭКСПО состоится выездное совещание организаций дополнительного профессионального образования Республики Башкортостан. Модератором мероприятия выступит директор АНО ДПО «Центр профессиональной подготовки кадров» Оксана Чанышева. Цель совещания — обсуждение основных положений деятельности ассоциации, организаций дополнительного профессионального образования республики.

## Review



## «Мы открыты для всех»

В 2017 году ООО «Восточная арматурная компания» отмечает свое десятилетие. За время работы предприятие сумело не только завоевать положительные рекомендации лидеров нефтяного, нефтехимического и газового рынков, но и войти в топ-5 ведущих российских производителей запорной трубопроводной арматуры. О тонкостях современного арматуростроения, секретах успеха и планах на ближайшие годы рассказал генеральный директор ООО «ВАРК» Алик Абдуллин.

## — интервью —

— Алик Кувандыкович, с какими результатами компания отметила свой десятилетний юбилей?

— 10 лет — это достойный период для арматурщиков. За это время наша компания прошла большой путь. Мы выросли из небольшого производителя трубопроводной арматуры в поставщика основных нефтегазовых компаний России. За последние два-три года мы очень сильно приросли новыми технологиями, усилили наш человеческий потенциал и продолжаем динамично развивать производство. Мы стали открыты для всех: за последние годы мы успешно прошли аудиты всех вертикально интегрированных нефтяных компаний — «Роснефти», «Лукойла», «Газпром-нефти», «Газпрома», СИБУРа, Linde.

Лучше всего о наших успехах, конечно, скажут цифры из производственных отчетов. В прошлом году, используя только собственные источники финансирования, без привлечения кредитов и лизинга, мы произвели и отгрузили около 50 тысяч изделий трубопроводной арматуры на рынок России и экспортировали в страны ближнего зарубежья — в первую очередь в Кыргызстан, Казахстан и Белоруссию.

— Что бы вы хотели отметить в качестве ключевых факторов успеха компании?

— Конечно, в первую очередь своим успехом мы обязаны нашим кадрам, человеческим ресурсам. Мы очень много вкладываем в развитие сотрудников, активно привлекаем молодых специалистов, талантливых выпускников университетов, и это дает свои плоды. Вторая немаловажная составляющая нашего развития — это оборудование и технологии. Мы закупали новые обрабатывающие центры, станки с ЧПУ, стенды для гидравлических испытаний. На данный момент мы продолжаем непрерывно развивать всю технологию

ческую цепочку, очень внимательно следим за входным контролем материалов на механические и физико-химические свойства, постоянно отслеживаем новые продукты производителей станков. Недавно приобрели еще одну производственную базу площадью 20 тысяч квадратных метров: к концу года она будет введена в эксплуатацию, благодаря чему мы сможем в разы увеличить объемы выпускаемой продукции.

Для нас крайне важно качество, и драйвером нашего роста в этой области являются наши заказчики, предъявляющие высокие требования к надежности выпускаемой продукции. Еще один аспект нашего развития, на котором мы делаем особый упор, — это новинки. Сегодня компания осваивает большие диаметры, начинает производство регулирующей арматуры — в этом году были начаты ее испытания непосредственно на месторождениях.

— Какие планы стоят перед компанией на ближайшее время?

— Сейчас мы смотрим на новые веяния рынка и требования нефтегазовых компа-



ний. Поэтому, как я уже отметил, в этом году мы занимаемся обновлением оборудования, расширением производственных площадей, поиском и развитием персонала. Очень большой упор будет сделан именно на молодых специалистов, которым мы должны дать максимум практических знаний на производстве: синергия теории и практики позволит нам сделать скачок в новой технике.

Если говорить о конкретных направлениях развития, сейчас у нас есть несколько идей по скважинной тематике, ведутся разработки беспилотных летательных аппаратов, которые уже прошли испытания и получили разрешительные документы. Спектр

областей применения беспилотников может быть очень широким: такие аппараты создаются и программируются под потребности конкретного объекта, конкретного заказчика. В частности, с их помощью можно проводить мониторинг больших территорий — к примеру, отслеживать возможные утечки природного газа на магистральных газопроводах.

Мы идем к тому, чтобы предлагать нашим клиентам комплексные решения. Это удобно и для заказчиков, потому что мы можем производить не только типовое серийное оборудование, но и эксклюзивные виды продукции. Кроме того, мы можем показать любой продукт в действии на испытаниях.

— Один из актуальных трендов на сегодняшний день — импортозамещение. Чувствует ли «Восточная арматурная компания» зависимость от иностранных поставщиков? Реально ли в производстве столь важного оборудования полностью обходиться без зарубежных комплектующих?

— Пожалуй, у каждой компании есть своя программа импортозамещения, и мы не исключение. В рамках этой программы мы разработали регулируемую арматуру — это на 100% наш собственный продукт. Различные пневмоприводы, которые мы сегодня выпускаем, также примерно на 95% производятся из отечественных комплектующих. Сейчас мы ведем работу по подбору внутренней начинки для этих приводов, которые будут поставлять российские поставщики — тем самым мы стремимся максимально приблизиться к стопроцентно отечественному продукту. Кроме того, при разработке новых изделий мы исходим из целесообразности изготовления продукта

полностью из компонентов российского производства.

Здесь все зависит от технического задания на конкретном проекте: для быстрого и качественного удовлетворения потребностей заказчика мы используем комплексные поставки, где будут детали как зарубежных, так и российских производителей.

— Поддерживают ли власти республики ваши начинания? Участвуете ли в различных региональных программах развития?

— Конечно, мы постоянно ведем диалог с властью: мы являемся участниками всех совещаний и встреч, в первую очередь, в министерстве промышленности, участвуем в работе Торгово-промышленной палаты. Можно сказать, что это ежедневная работа — каждый день раздаются звонки, приходят письма. Минпром республики как минимум раз в квартал проводит встречи с нашими потенциальными заказчиками — не только из России, но и, к примеру, из стран Ближнего Востока и СНГ. Это довольно широкий круг возможных партнеров, с которыми мы возможно пока не знакомы, и диалог с властью зачастую оказывается очень плодотворным.

## О компании

● ООО «Восточная арматурная компания» — один из ведущих российских производителей трубопроводной арматуры. С 2007 года компания занимается снабжением важнейших отраслей экономики — нефтяной, нефтехимической, газовой, атомной и энергетической промышленности России. Миссия компании — обеспечить инновационные, надежные, экологически безопасные и экономически эффективные технологические решения для проектов любого уровня сложности.

● На сегодняшний день ассортимент продукции под брендом «ВАРК» насчитывает более 1200 наименований, позволяющих удовлетворить потребности проектов мирового уровня. Политика компании подразумевает контроль всех стадий технологического процесса производства. Использование инновационных технологических решений, постоянное обновление оборудования и действующая на предприятии система менеджмента ISO-9001 позволяют гарантировать высокое качество продукции и полное соответствие требованиям российских и международных стандартов.

● Производство «Восточной арматурной компании» сосредоточено на шести заводах, три из которых расположены в Республике Башкортостан. В регионе также находятся конструкторский отдел и аккредитованная лаборатория контроля качества.



## Review



## АО «Транснефть – Урал»: 70 лет в авангарде отрасли

## — передовики производства —

АО «Транснефть – Урал» — старейшая и одна из наиболее крупных организаций системы «Транснефть». На выставке «Газ. Нефть. Технологии — 2017» предприятие представляет передовые разработки и новейшие технологии компании «Транснефть» в области трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

## Год большого юбилея

В этом году отмечает свое 70-летие старейшая и одна из крупнейших организаций ПАО «Транснефть» — Акционерное общество «Транснефть – Урал». Развитие предприятия — это, по сути, и есть развитие системы трубопроводного транспорта Урала и Зауралья. В разные годы перед коллективом предприятия ставились задачи, важные для всей страны: перекачка нефти и нефтепродуктов по территории республики, снабжение сырьем нефтеперерабатывающих заводов, доставка топлива в другие регионы, в том числе на целину. Все эти и другие задачи были успешно решены. Кроме того, предприятие было и остается настоящим полигоном для испытания новинок, определяющих пути развития всей системы трубопроводного транспорта, здесь сделаны и успешно внедрены десятки изобретений, которые поднимали отрасль на новые высоты.

Сегодня АО «Транснефть – Урал» осуществляет прием, сдачу, хранение и транспортировку нефти и нефтепродуктов по территории восьми субъектов Российской Федерации. Это своего рода связующее звено между восточной и западной частями системы магистральных нефте- и продуктопроводов, которая создана в России. История предприятия начиналась 70 лет назад с единственного нефтепровода, по которому с туймазинских месторождений на Уфимский крекинг-завод в год перекачивалось два миллиона тонн нефти. Сегодня АО «Транснефть – Урал» обслуживает участки более чем двадцати трубопроводов протяженностью 10 000 километров, эксплуатирует 41 перекачивающую и 72 магистральные насосные станции, более 230 резервуаров общим объемом свыше 2 миллионов кубометров.

## Модернизация — ключ к успеху

Поддержание этой разветвленной и обширной инфраструктуры в нормативном состоя-



нии, обеспечение плановых заданий по перекачке — за этими сухими формулировками стоит упорный повседневный труд. Так, АО «Транснефть – Урал» ведет активную работу по реконструкции магистральных трубопроводов: в среднем в год реконструируются участки нефте- и продуктопроводов общей протяженностью около 200 километров. Под реконструкцией подразумевается, конечно же, не только замена самой трубы как таковой (хотя и это огромный объем работ) — одновременно выполняется обновление всего сопутствующего оборудования: систем катодной защиты, вольтамперных линий электропередачи, запорной арматуры, электроприводов и так далее. Реконструируется и расширяется резервуарный парк: в 2014–2016 годах построено 9 резервуаров общей емкостью 180 тысяч кубометров, в 2017 году запланирована реконструкция 12 резервуаров.

Реконструируются котельные, на нефтеперекачивающих станциях монтируется современная автоматика на базе микропроцессорных контроллеров, модернизируются магистральные насосы, проводится техническое перевооружение энергетического оборудования, ремонтируются здания и сооружения.

Из года в год объемы Программы развития, технического перевооружения, реконструкции и капитального ремонта АО «Транснефть – Урал» являются одними из наиболее крупных в системе «Транснефть». И в год 70-летия предприятия коллектив вовсе не собирается снижать темпы работы.

## Работа в «зеленом» режиме

Но важно не просто обеспечить бесперебойную перекачку нефти и нефтепродуктов — необходимо, чтобы производственный процесс был экологически чистым. Нынешний год в системе «Транснефть» объявлен Годом экологии, однако обеспечение экологической безопасности и рационального природопользования было одним из приоритетов работы АО «Транснефть – Урал» и раньше, и будет оставаться таким приоритетом и в дальнейшем. На предприятии действует Система экологического менеджмента, сертифицированная на соответствие требованиям международного стандарта ISO 14001:2004.

Особое внимание на предприятии уделяется предотвращению возможных загрязнений и повышению готовности к ним. Так, продолжается обновление оборудования пунктов ликвидации аварийного разлива нефти (ЛАРН). В 2016 году были приобретены более 2000 метров боновых заграждений разной конструкции, 3 установки для сжигания отходов и 4 нефтесборщика, 14 емкостей для сбора и временного хранения нефти. На 2017 год запланировано приобретение 600 погонных метров зимних боновых заграждений, 6 нефтесборщиков, 40 емкостей для сбора и временного хранения нефти, 2 хроматографов. Все это оборудование находится в постоянной готовности, а персонал аварийной бригады совершенствует навыки обращения с ним во время регулярных тренировок.

Один из важных пунктов экологической политики предприятия — это выполнение биологических ресурсов при проведении плановых ремонтных работ, реконструкции

нефтепроводов в местах пересечения с водными преградами. Компенсационные мероприятия проводятся ежегодно в регионах присутствия АО «Транснефть – Урал», а водоемы пополняются многими сотнями тысяч мальков рыбы разных пород.

На объектах АО «Транснефть – Урал» осуществляется и постоянный экологический мониторинг. Так, в 2016 году выполнено 43240 анализов объектов окружающей среды (в том числе около 24,4 тысячи анализов сточных вод, более 6 тысяч анализов атмосферного воздуха, свыше 5,8 тысячи анализов питьевых и подземных вод).

В Год экологии АО «Транснефть – Урал» проводит целый ряд мероприятий, которые помогут привлечь внимание общества к проблемам экологии и решению вопросов экологического развития. Например, поддержка XXI ежегодного городского фестиваля «Экология. Творчество. Дети» стала частью работы АО «Транснефть – Урал» в области пропаганды экологической ответственности среди учеников городских школ, бережного отношения к окружающей среде и рациональному использованию природных ресурсов.

## Новинки отрасли

На выставке «Газ. Нефть. Технологии» АО «Транснефть – Урал» представляет компанию «Транснефть» (ПАО «Транснефть») — крупнейшую в мире компанию по транспортировке нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам. Сегодня ПАО «Транснефть» транспортирует 85% добываемой в России нефти.

Компания активно строит новые и модернизирует существующие магистральные трубопроводы и другие производственные объекты, разрабатывает и внедряет современное оборудование и передовые технические решения. Свыше 90 процентов оборудования и материалов, используемых сегодня «Транснефть», производятся в России. На протяжении многих лет компания ведет работу с отечественными промышленными предприятиями, научными учреждениями, инженерными центрами. Это — поддержка ответственного производства, стимул к дальнейшему росту для отдельных предприятий и целых отраслей.

При этом «Транснефть» — не только серьезный заказчик, но и крупный производитель оборудования и механизмов для выполнения всего спектра работ на магистральных нефтепроводах. В каталоге специали-



зированного оборудования, выпускаемого заводами и производственными подразделениями компании «Транснефть», более сотни наименований. Этот перечень постоянно расширяется.

Заводы компании производят взрывозащищенные электроприводы, водогрейные котлы для котельных, нефтесборщики, лафетные пожарные стволы, роторы для насосных агрегатов и многое другое. Все оборудование соответствует требованиям «Транснефти», которые зачастую более жестки, чем государственные стандарты.

Некоторые виды производимого компанией оборудования — например, комбинированные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы или многоканальные профиломеры с лазерными гироскопами — можно смело назвать уникальными. Эта техника с характеристиками на уровне лучших мировых образцов, а то и вовсе не имеющая аналогов, разработана и произведена АО «Транснефть — Диаскан», подразделением компании «Транснефть». Кстати, работают эти дефектоскопы и профиломеры не только на трубопроводах в России; уже заключен целый ряд контрактов на проверку трубопроводов с зарубежными компаниями.

Один из наиболее интересных экспонатов выставки — новый магистральный насос НМ 1250-260 под номером один. До недавнего времени подобные насосы в России не производились. Но в прошлом году «Транснефть» ввела в строй завод в челябинском технопарке «Станкомаш», который сделал ненужной закупку этого оборудования и комплектующих к нему за рубежом. Первые насосы, отвечающие самым высоким требованиям, уже работают на объектах «Транснефти» в разных регионах страны, а в скором времени завод позволит удовлетворить все потребности компании в насосном оборудовании. В дальнейшем предполагается расширение производства для других отраслей промышленности.

# нефть и газ

## Законная добыча

**Ситуация в российской газовой отрасли все больше напоминает структурный конфликт и в совокупности с многочисленными перекосами на внутреннем рынке создает риски для ее стабильного функционирования и нерационального использования ресурсов. В условиях внешнего давления на Россию, снижения цен на углеводороды и необходимости реализовывать новые масштабные проекты в сфере добычи и транспортировки газа это может привести к дополнительным негативным последствиям как для индустрии, так и для экономики России в целом.**

— мнение —

В настоящее время по поручению президента и правительства продолжается работа над новой Энергетической стратегией до 2035 года и Генеральной схемой развития газовой промышленности, а также Концепцией развития внутреннего рынка газа. Однако интересы и взаимоотношения игроков на рынке, включая государство, настолько противоречивы, что любая конструктивная дискуссия быстро переходит в формат «сам дурак», а процесс принятия решений тонет в бесконечных потоках межведомственных согласований и писем.

Помимо прочего это означает, что еще есть время определить узловые, критические точки функционирования отрасли и обеспечить безопасное и экономически обоснованное освоение газовых ресурсов и их использование для обеспечения социальных обязательств, стимулирования экономики, укрепления позиций на внешних рынках и максимизации поступлений в бюджет.

С нашей точки зрения, ключевыми проблемными факторами являются: организация внутреннего рынка газа в России, распределение рисков и обязательств между производителями газа, а также отсутствие стимулов для развития потребления, что выражается в стагнации спроса на газ в последние десять лет.

Отмечу, что с определением внутреннего рынка не все так просто даже с точки зрения терминов. В нашей стране исторически сложилось несколько мало связанных друг с другом неравнозначных зон и даже сегментов рынка внутри одной зоны. Крупнейшей из таких зон является действующая Единая система газоснабжения (ЕСГ), которая сформирована на базе основных месторождений «Газпрома», газотранспортной системы и комплекса подземных хранилищ в европейской части России. По ЕСГ транспортируется около 90% национальной добычи — 635-640 млрд кубометров газа, а также небольшие теперь объемы газа из Центральной Азии. Остальной газ поставляется либо по локальным газотранспортным системам, либо используется на месте, не попадая в газовые магистрали.

Если взглянуть на динамику потребления в зоне действия ЕСГ за последние десять лет, то первое что приходит на ум, — стагнация спроса с незначительными колебаниями вокруг 350 млрд кубометров. Впрочем, с 2010 по 2015 год наблюдался довольно устойчивый тренд снижения потребления газа. За пять лет рынок сузился на 6%, или 23 млрд кубометров. Хорошая новость по итогам прошлого года состоит в том, что мы вернулись в зону роста — сразу +2,5%. Но сколько в этом росте устойчивой динамики оздоровления ситуации, а сколько погодного фактора — зима началась рано и была весьма суровой, покажет только ближайшее будущее.

На фоне того, что российский газовый рынок за последнее время не только не становился больше, но и регулярно усыхал, произошел резкий рост добычи независимых производителей газа. С

2005 года их добыча в зоне ЕСГ выросла в 2,7 раза — с 53 до примерно 145 млрд кубометров (по оценке ФНЭБ за 2016 год). А доля газа независимых производителей на внутреннем рынке взлетела с 15% до без малого 42%.

Казалось бы, прекрасный повод порадоваться: сегмент независимых производителей расширяется, несмотря на то, что «страшный монополист» устанавливает многочисленные барьеры и вообще мешает жить, в чем его постоянно обвиняют. А расхождения с реальностью никого не смущают.

Но в этой истории есть серьезный системный риск, на первый взгляд незаметный, который связан с особенностями функционирования газовой отрасли. Потребление газа везде в мире, и особенно в такой северной стране, как Россия, имеет ярко выраженный сезонный характер. Суточное потребление газа в зимние пики может быть выше летних минимумов в разы. Даже в среднем по кварталам (см. график) оно различается в два раза. В прошлом году во втором и третьем кварталах оно было 57–60 млрд кубометров, а в первом и четвертом кварталах — 112–118 млрд кубометров. Для сравнения: экспортные поставки даже фон рекордов зимой были выше, чем летом, на 17–27%.

За счет ПХГ в сезон отбора можно покрыть 30–40 млрд кубометров, максимум — 50 млрд кубометров. А неравномерность спроса требует каждую зиму дополнительно 130–140 млрд кубометров, из которых 80% — это нужды внутреннего рынка. Проще говоря, в прошлом году в отопительный сезон, чтобы обеспечить российских потребителей, нужно было добыть на 70 млрд кубометров больше, чем летом. В годовом исчислении необходимые резервные мощности должны обеспечивать возможность добычи 140 млрд кубометров, работая при этом на 50% возможностей.

И эти сезонные качели в полном объеме покрывает только один игрок — «Газпром». Поквартальный профиль добычи основных независимых игроков — НОВАТЭКа и «Роснефти» — напоминает прямую. У «Роснефти» — с тенденцией к росту, у НОВАТЭКа — к снижению. Но в целом отклонения не превышают 1–2 млрд кубометров, или 3–6%. В первом квартале 2016 года они (без учета дальневосточных проектов «Роснефти») добыли на двоих 34 млрд кубометров, во втором — 33 млрд кубометров, в третьем — 32 млрд кубометров, а в четвертом — снова 34 млрд кубометров. У «Газпрома» разница между вторым и четвертым кварталами составила 50 млрд кубометров, или 37%. И это без учета закачки газа в ПХГ, которая в целях безопасности газоснабжения тоже осуществляется концерном.

В результате складывается любопытная картина, когда независимые компании, которые в среднем занимают уже очень значительную долю рынка, работают по уникальной схеме — «зимой и летом одним цветом». Более того, например, во втором и третьем кварталах 2016 года НОВАТЭК и «Роснефть» на двоих добыли 65 млрд кубометров газа, а на внутренний рынок было поставлено 119 млрд кубометров. Хранилищами независимые почти не пользуются. Официальную информацию они не предоставляют. По косвенным данным, НОВАТЭК закачивает в ПХГ 2–3 млрд кубометров, «Роснефть» и того меньше. Это значит, что летом прошлого года доля независимых производителей на внутреннем рынке уже поднималась выше 50%. Зато в первом и четвертом кварталах она составляла 28–30%.

Сейчас эта система работает более или менее без сбоев благодаря тому, что «Газпром» подготовил добычные мощности на Ямале, а часть традиционного спроса, например на Украине, которая сократила чистый импорт с 50 млрд до 10 млрд кубометров, ушла в небытие. Кроме того, не состоялся обещанный еще Анатолием Чубайсом при реформировании РАО «ЕЭС России» бум внутреннего потребления газа в электроэнергетике.

С точки зрения возможности удовлетворения пиков это хорошо, а с точки зрения оптимального ис-

пользования ресурсной базы и технологической безопасности объектов добычи, мягко говоря, не очень. Не говоря уже об экономической стороне вопроса. Содержание резервных мощностей — удовольствие не из дешевых, а действующее ценовое регулирование в России никакой дополнительной выгоды поставщиков от продажи газа зимой не предполагает, если не считать таковыми повышенные штрафы за сверхлимитный отбор. Кстати, отсутствие сезонной ценовой дифференциации (которая, впрочем, в России вряд ли возможна из-за высокой социальной значимости газа) также определяет и отсутствие коммерческой составляющей в сфере подземного хранения, которое развивается и содержится только за счет субсидирования со стороны других видов деятельности.

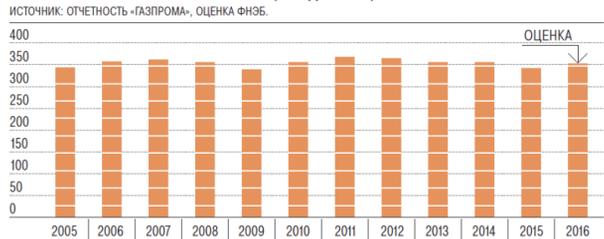
Учитывая, что добычные мощности в газовой сфере создаются не раз и навсегда, а требуют постоянных инвестиций из-за склонности к сокращению добычи из каждого месторождения вследствие снижения пластового давления, проблема создается нештучная. Дальнейший рост добычи газа независимыми производителями, а, например, «Роснефть» обещает увеличить ее с 65 млрд до 100 млрд кубометров к 2020 году, приведет к тому, что объем резервных мощностей, покрывающий пики, придется увеличить. И придется это сделать именно «Газпрому» при дальнейшем снижении доли рынка, если вдруг мы не увидим резкого роста спроса внутри страны. Поскольку предпосылки к этому особых нет, за исключением вялотекущего проекта по газомоторному топливу, никакой системной работы по расширению платежеспособного спроса на газ регуляторы не ведут, рассчитывать на увеличение газового пирога в потреблении не приходится.

К тому же власти не склонны особо увеличивать цены на газ, наоборот, они ищут дополнительные фискальные возможности, в том числе в газовой отрасли. Следовательно, и привлекательность поставок на внутренний рынок будет сокращаться, тем более что стратегия наращивания добычи той же «Роснефти» будет требовать значительных инвестиций. В этих условиях совсем неудивительно, что руководство компании видит только одну возможность

ПОСТАВКИ ГАЗА ПО ЕСГ НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК И ЗА ПРЕДЕЛЫ РОССИИ ПО КВАРТАЛАМ (МЛРД КУБ. М) ИСТОЧНИК: РАСЧЕТЫ ФНЭБ НА ОСНОВЕ ОТЧЕТНОСТИ «ГАЗПРОМА».



КОНЕЧНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗА В ЕСГ (МЛРД КУБ. М) ИСТОЧНИК: ОТЧЕТНОСТЬ «ГАЗПРОМА», ОЦЕНКА ФНЭБ.



оправдать такие инвестиции — добыть либерализации трубопроводного экспорта и изъять у «Газпрома» часть экспортных доходов.

При этом «Газпром» должен продолжить содержать и даже расширять резервные мощности для покрытия внутренних пиков потребления, обеспечивать поставки населению и коммунальным предприятиям, которые мало и нерегулярно платят, и реализовывать проекты, связанные с национальной энергетической безопасностью: от СПП-терминала в Калининграде до газопровода к космодрому Восточный.

А самое интересное, что ресурсная база независимых связана с разработкой мелких и средних месторождений. Это значит, что достаточно быстро после достижения заявленного пика добычи наступает естественное падение. К примеру, основное месторождение НОВАТЭКа — Юрхаровское — проработало на пике в 38 млрд кубометров всего два года — 2013-й и 2014-й, а уже в 2016-м продемонстрировало падение в общей сложности на 5 млрд кубометров. А уже к 2020 году собственные месторождения (без учета совместных предприятий), обеспечивающие поставки в ЕСГ, могут упасть еще на 25%.

То же самое произойдет с проектами «Роснефти» после 2020 года

— такова физика процессов в газовой отрасли. Это не значит, что такая стратегия развития добычи газа не может быть принята государством. Об этом свидетельствует европейский опыт. Голландцы использовали свое основное месторождение Гронинген для того, чтобы обеспечить попутную разработку малых месторождений. Правда, все добычные проекты в Нидерландах в руках одной компании и под контролем правительства. Но главное, что опыт в целом оказался не очень удачным для главного актива — Гронингена, где уже несколько лет большие проблемы с поддержанием добычи.

Для России вопрос о том, каким образом обеспечивать безопасное функционирование системы газоснабжения, выполнение всех обязательств перед российскими потребителями и экспортными контрактами, является ключевым с точки зрения энергетической безопасности. Особенно, в сложившихся условиях увеличения нагрузки на «Газпром» при прохождении пиков и одновременном сокращении доходов на внутреннем рынке и росте социальных обязательств. Экспортные доходы в настоящее время — единственный источник компенсации всех этих расходов. К тому же в условиях снижения цен на углеводороды источник иссякающий. Перераспределить его часть, чтобы повысить инвестиционную привлекательность новых добычных проектов «Роснефти», которые придется дополнительно резервировать и которые начнут снижаться через год-два после выхода на пик, не слишком разумно и дальновидно.

Может ли в таких условиях быть достигнут консенсус между участниками рынка и регуляторами? Очевидно, что без развития нового платежеспособного спроса на газ — более интенсивного развития индустрии газомоторного топлива и газохимии — битва за уменьшающийся газовый пирог будет все более бессмысленной и бесплодной. Поэтому государству следует сместить акцент с постоянной поддержки в той или иной форме проектов независимых производителей на создание новых эффективных производств, а также стимулирование потребления газа — нашего естественного конкурентного преимущества, которое может обеспечить экономический рост с учетом его правильного использования.

**Алексей Гривач, заместитель генерального директора Фонда национальной энергетической безопасности**



# Верный способ попасть в историю

**Коммерсантъ**  
Башкортостан

BUSINESS GUIDE

Review

+7 (347) 292 79 66

ufa.kommersant.ru