

ГАЗОВЫЙ БИЗНЕС ВИНК



Для газовой отрасли России минувший год оказался крайне неудачным. На фоне резкого снижения потребления газа в Европе и обострившейся на внешних рынках конкуренции между производителями газа добыча газа в РФ снизилась на 10%. Однако основные потери понес «Газпром». А ВИНК, если и вынуждены были несколько снизить продажи газа, все же продолжали активно наращивать производственный потенциал.

Сургутнефтегаз

В 2009 году «Сургутнефтегаз» произвел 13,61 млрд м³ попутного газа (см. «Сургутнефтегаз»: производство и переработка газа»). По этому показателю, а также по объемам переработки ПНГ (с уровнем утилизации в фантастические 96,9%!) и производства электроэнергии на собственных электростанциях компания удерживает первое место среди ВИНК.

Занимая лидирующие позиции в стране по производству попутного газа, «Сургутнефтегаз» использует и успешно развивает разнообразные направления утилизации ПНГ

В деятельности ВИНК России, зарабатывающих преимущественно на реализации нефти и нефтепродуктов, газовый сегмент бизнеса все еще занимает очень скромное место. Однако ситуация динамично меняется. Ведущие нефтяные компании страны разработали и реализуют программы газового развития. Некоторые из них рассчитывают уже в ближайшие годы увеличить коммерческую добычу газа в разы. Обладая значительными запасами газа, ВИНК стремятся конвертировать их в прибыли. Это желание подогревается стабильным ростом цен на газ для российских потребителей. Полностью раскрыть потенциал нефтяникам мешают ограничения на допуск к магистральным трубопроводам, контролируемым «Газпромом». Кроме того, нефтяники испытывают серьезное давление со стороны правительства, которое требует довести уровень утилизации ПНГ до 95% к 2012 году. Это дало импульс развитию собственных электрогенерирующих мощностей. Поначалу речь шла об обеспечении собственных потребностей, теперь ВИНК рассматривают возможности реализации электроэнергии сторонним потребителям.

В прошлом году на объектах компании эксплуатировались девять транспортных компрессорных станций, десять компрессорных станций низких ступеней сепарации, 2,9 тыс. км трубопроводов сбора и транспорта газа, 17 газотурбинных и семь газопоршневых электростанций, три установки по переработке газа мощностью 7,2 млрд м³.

В 2009 году в структуре использования газа 51% пришелся на переработку на собственном газоперерабатывающем заводе, около 9% использовано для выработки электроэнергии на газотурбинных и газопоршневых электростанциях, более 10% — как топливо для производственных объектов компании.

Сургутнефтегаз: производство и переработка газа



ГПЗ «Сургутнефтегаза» является важной составляющей созданной единой системы добычи, сбора и использования ПНГ. В 2009 году было переработано около 7,2 млрд м³ ПНГ, выработано порядка 6,8 млрд м³ сухого отбензиненного газа, более 595 тыс. тонн жидких углеводородов.

Наличие собственных энергетических мощностей представляет особую значимость для освоения новых, отдаленных от производственной инфраструктуры месторождений и регионов нефтегазодобычи

В настоящее время основные направления развития газопереработки сфокусированы на модернизации и реконструкции имеющегося оборудования с целью повышения эффективности и безопасности производства, снижения энергоемкости, улучшения оперативного контроля над процессами. На эти цели в 2009 году направлены инвестиции в размере 987 млн рублей.

ГТЭС и ГПЭС, работающие на попутном нефтяном газе, позволяют отказаться от строительства газопроводов для его транспортировки и линий электропередачи, а также сократить объемы необходимой покупной электроэнергии и затраты на ее приобретение в условиях роста тарифов и цен на свободном рынке. Проблема экономного использования

электроэнергии становится все более актуальной из-за истощения сырьевой базы, роста обводненности продукции, которые приводят к увеличению объемов потребления электроэнергии на добычу и поддержание пластового давления.

В 2009 году объем выработанной электроэнергии составил более 3,2 млрд кВт*ч, что на 15,7% больше, чем годом ранее. При этом доля собственной электроэнергии в структуре энергопотребления увеличилась до 28%. К началу 2010 года месторождения ОАО «Сургутнефтегаз» обеспечивались электроэнергией с 17 газотурбинных и 7 газопоршневых электростанций суммарной мощностью 605 МВт.

Наличие собственных энергетических мощностей представляет особую значимость для освоения новых, отдаленных от производственной инфраструктуры месторождений и регионов нефтегазодобычи. Так, электроснабжение месторождений Восточной Сибири полностью обеспечивается за счет собственных электростанций.

В прошлом году «Сургутнефтегаз» ввел в эксплуатацию вторую очередь Талаканской ГТЭС и тем самым завершил строительство своей крупнейшей ГТЭС мощностью 144 МВт, которая, кроме месторождений компании в Восточной Сибири, обеспечивает электроэнергией объекты ВСТО.

В 2009 году объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух за счет эксплуатации газотурбинных, газопоршневых электростанций и компрессорных станций на газо-

турбинном приводе снижены на 568 тыс. тонн, или 73%, в том числе парникового метана — на 85 тыс. тонн.

Роснефть

«Роснефть» пока отстает от «Сургутнефтегаза» по объемам добычи газа, но планирует в разы их увеличить. Для этого у компании весомые предпосылки.

«Роснефть», флагман отечественной нефтедобычи, пока отстает от «Сургутнефтегаза» по объемам добычи газа, но планирует в разы увеличить результативность работы. Потенциал по добыче газа превышает 55 млрд м³ в год

На начало 2010 года доказанные запасы по классификации PRMS достигли 816 млрд м³ (за год они увеличились на 4,0%). При этом в разработке находится только 21% доказанных запасов, а имеющихся запасов достаточно на 66 лет добычи. Кроме того, на балансе «Роснефти» стоит еще 518 млрд м³ вероятных и 450 млрд м³ возможных запасов газа.

В Восточной Сибири, где «Роснефть» начала активно наращивать объемы нефтедобычи, уже сейчас доказанные запасы газа составляют 68,4 млрд м³. Пока объем невелик, но это только начальный период освоения новой нефтегазовой провинции.

В 2009 году «Роснефть» добыла 12,8 млрд м³ природного и попутного (после сжигания в факеле) газа по сравнению с 12,5 млрд м³ годом ранее. При этом производство товарного газа выросло с 11,4 до 11,7 млрд м³, то есть на 2,8% (см. «Роснефть»: добыча и производство товарного газа).

В то же время потенциал «Роснефти» по добыче газа превышает 55 млрд м³ в год. В качестве основного источника роста добычи компания рассматривает Харампурское месторождение в ЯНАО, на котором сосредоточено 46% доказанных запасов «Роснефти».

Однако даже контролируемой государством нефтяной компании не удается договориться с «Газпромом» о допуске к магист-

Роснефть: добыча и производство товарного газа



ЛУКОЙЛ: добыча и переработка газа в России



ральной газотранспортной системе, что является главным тормозом Харампурского месторождения. Пока речь идет о том, что эта проблема будет решена к 2014 году.

На реализации газа на внутреннем рынке «Роснефть» заработала 12,79 млрд рублей. Это менее 1% годовой выручки компании. Очевидно, что «Роснефть» не удовлетворена нынешним уровнем монетизации запасов

Между тем, «Роснефть» продолжает реализацию программы по повышению уровня использования ПНГ. В прошлом году вышла на проектную мощность первая газокompрессорная станция Приобского месторождения, что позволило увеличить объем полезного использования попутного газа на 700 млн м³ в год. В конце 2009 года завершился этап общестроительных работ на первой очереди Приобской газотурбинной электростанции, начались пусконаладочные работы. Проектная мощность станции составляет

300 МВт, она будет потреблять свыше 500 млн м³ газа в год.

В конце прошлого года был завершен и комплекс строительных работ на Тарасовской газопоршневой электростанции в Западной Сибири. Проектная мощность станции составляет 54 МВт, она будет потреблять около 80 млн м³ газа в год.

В рамках соглашений по продаже единиц сокращения выбросов, заключенных компанией в 2008 году с Всемирным банком и компанией «Карбон Трейд энд Файнэнс Сикар С. А.» (совместное предприятие Dresdner Bank и ОАО «Газпромбанк»), продолжались работы по созданию инфраструктуры для утилизации ПНГ на месторождениях Харампурской группы и Комсомольском месторождении в ЯНАО. Реализация соглашений позволит частично компенсировать ПНГ-инвестиции.

«Роснефть» владеет двумя ГРЗ, Нефтегорским и Отраденским, которые расположены в Самарской области. Их суммарная мощность составляет 1,9 млрд м³ газа в год. Заводы осуществляют подготовку, компримирование и переработку ПНГ, добываемого в регионе. Продукцией заводов являются сухой отбензиненный газ, который сдается в систему газопроводов ОАО «Газпром», ШФЛУ, этановая фракция, техническая сера.

В прошлом году заводы переработали 386 и 340 млн м³ попутного газа соответственно. По сравнению с 2008 годом суммарный объем переработки увеличился на 17,8%.

Объемы реализации газа за прошлый год практически не изменились и составили 10,5 млрд м³. Из них 5,0 млрд м³ газа было поставлено на ГПЗ, 4,5 млрд м³ получили промышленные потребители, оставшаяся часть реализована населению.

На реализации газа на внутреннем рынке «Роснефть» заработала 12,79 млрд рублей. Это менее 1% годовой выручки компании. Очевидно, что «Роснефть» не удовлетворена нынешним уровнем монетизации запасов и будет стремиться кардинально изменить ситуацию уже в ближайшие годы.

ЛУКОЙЛ

Газовая программа ЛУКОЙЛа предусматривает ускоренный рост добычи газа как в России, так и за рубежом. Компания планирует довести долю газа до трети от суммарной добычи углеводородов: основной целью ЛУКОЙЛа называется коммерциализацию запасов.

Газовая программа ЛУКОЙЛа предусматривает ускоренный рост добычи газа как в России, так и за рубежом. Компания планирует довести долю газа до трети от суммарной добычи углеводородов

В условиях монополии «Газпрома» на экспорт газа и ограниченных возможностей выхода на внутренний рынок по контролируемой газовым гигантом системе магистральных трубопроводов зарубежные проекты играют существенную стабилизирующую роль в стратегии ЛУКОЙЛа.

Это особенно наглядно проявилось в прошлом году, когда «Газпром», столкнувшийся со значительным снижением спроса на экспортируемый газ, резко ограничил допуск к трубе. В результате компании пришлось практически на треть сократить добычу на своем главном газовом месторождении — Находкинском.

Добыча товарного газа ЛУКОЙЛом на территории России сократилась почти на 17%. Однако по международным проектам добыча выросла на 1%, их вклад в корпоративную добычу газа увеличился до 38% относительно 31% годом ранее. Это позволило частично компенсировать падение добычи товарного газа в России. В целом по компании этот показатель снизился на 12,5%.

На начало 2010 года доказанные запасы газа ЛУКОЙЛа составили 22,85 трлн фут³. За год они уменьшились почти на 22%. При этом органический рост запасов

газа компенсировал добычу на 73%. По доказанным запасам газа основной органический прирост был получен на Каспии (16% от суммарного прироста) и по международным проектам Кандым-Хаузак-Шады и Шах-Дениз (63%).

Основные запасы сосредоточены в Большехетской впадине — 11,658 трлн фут³ (51% всех запасов и 73% запасов на территории России). За рубежом у компании 6,911 трлн фут³ запасов. Кроме того, на балансе ЛУКОЙЛа 15,163 трлн фут³ вероятных и 8,226 трлн фут³ возможных запасов.

ЛУКОЙЛ обеспечен доказанными запасами по газу на 37 лет. Всего 34% запасов относятся к категории «разрабатываемые», что отражает высокий потенциал наращивания добычи.

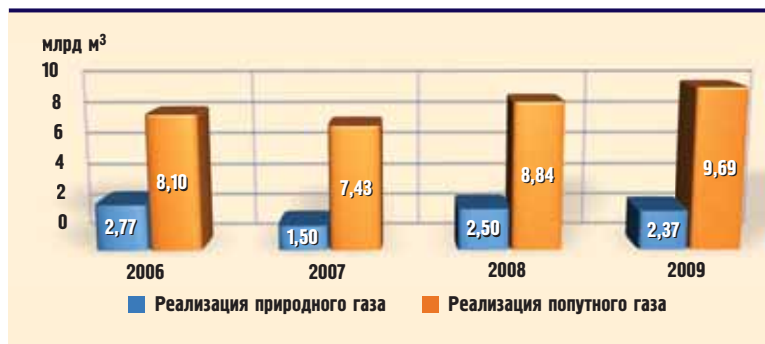
Добыча предприятиями ЛУКОЙЛа товарного газа в России в 2009 году составила 10,663 млрд м³. При этом доля природного газа составила 59%, снизившись на 9 п.п. (см. «ЛУКОЙЛ: добыча и переработка газа в России»).

В соответствии с договоренностью с НК «Роснефть» ЛУКОЙЛ с осени 2013 года обеспечит прием газа Ванкорской группы месторождений в объеме 5,6 млрд м³ в год в газотранспортную систему Большехетской впадины и транспорт до ГКС «Ямбургская» ГТС «Газпрома». В свою очередь, «Роснефть» с 2013 года обеспечит прием стабильной нефтеконденсатной смеси с Пяяхинского месторождения в объеме до 3 млн тонн в год в нефтепровод Ванкор–Пурпе и транспорт до системы магистральных нефтепроводов «Транснефти».

С выходом на проектную добычу всех месторождений Большехетской впадины суммарная добыча природного газа компанией в регионе составит 20 млрд м³.

В 2009 году совокупная добыча газа группой ЛУКОЙЛ (с учетом доли в добыче зависимых организаций, включая международные проекты) составила 17,717 млрд м³ (1,714 млрд фут³ в сутки). При этом добыча товарного газа (после собственного потребления, закачки в пласт и

ТНК-ВР: реализация природного и попутного газа



транспортных потерь) составила 14,898 млрд м³ (1,441 млрд фут³ в сутки).

На фоне снижения объемов добычи природного газа компания на 7,6% увеличила добычу товарного попутного газа — до 4,68 млрд м³.

В компании реализуется утвержденная в 2009 году Программа утилизации ПНГ на 2009–2011 годы. Она предусматривает доведение уровня использования ПНГ к 2012 году до 95%. Впрочем, пока такой результат обеспечен лишь на основных месторождениях ЛУКОЙЛа. В целом по компании уровень утилизации ПНГ составил 71,1% по сравнению с 70,4% в 2008 году и 69,0% в 2007-м.

Для увеличения уровня утилизации ПНГ компания в рамках развития малой энергетики ведет строительство газовых электростанций на месторождениях. В 2009 году на собственных электростанциях компании было выработано 1,152 млрд кВт*ч электроэнергии, что составляет 8,2% от ее общего производственного потребления.

В 2009 году на ГПЗ ЛУКОЙЛа было переработано 2,962 млрд м³ газового сырья и 718 тыс. тонн ШФЛУ, что ниже уровня 2008 года на 9% и 17% соответственно. На заводах компании было выработано 2,346 млрд м³ отбензиненного газа, 785 тыс. тонн сжиженных газов и 838 тыс. тонн жидких углеводородов.

В 2009 году поставка природного, попутного нефтяного и отбензиненного и сухого газа российскими организациями ЛУКОЙЛа составила 10,947 млрд м³. В том числе 7,584 млрд м³ при-

В прошлом году выручка по группе ЛУКОЙЛ от реализации газа и продуктов его переработки составила \$1,639 млрд. Однако продажи на внутреннем рынке принесли компании лишь \$548 млн

родного газа было продано «Газпрому» (включая почти 6 млрд м³ природного газа с Находкинского

ЛУКОЙЛ обеспечен доказанными запасами по газу на 37 лет. Всего 34% запасов относятся к категории «разрабатываемые», что отражает высокий потенциал наращивания добычи



Дистилляция
Абсорбция
Экстракция
Кристаллизация
Мембраны
Статические смесители
Сепарация в системах «газ-жидкость»
Технологии производства полимеров

массообменное оборудование

www.sulzerchemtech.com
www.sulzer.com



ООО «Зульцер Хемтех»
142204 г. Серпухов
Тел. +7 496 776 0600
Lorenzo.ghelfi@sulzer.com

Sulzer Chemtech, Москва
Тел.+7 495 363 2460
Leonid.shenderov@sulzer.com

месторождения) и 3,363 млрд м³ газа — прочим потребителям.

Средневзвешенная цена реализации газа в 2009 году в результате роста доли высокоэффективных поставок конечным потребителям осталась на уровне 2008 года и составила 1152 рубля за тыс. м³ (1109 рублей за тыс. м³ в адрес ОАО «Газпром» и 1279 рублей за тыс. м³ в адрес конечных потребителей).

С целью минимизации затрат компания проводит подготовительную работу по заключению договоров на поставку газа напрямую конечным потребителям (в частности ООО «ЮГК ТК-8») минуя посредников.

В прошлом году выручка по группе ЛУКОЙЛ от реализации газа и продуктов его переработки составила \$1,639 млрд. Однако продажи на внутреннем рынке принесли компании лишь \$548 млн (около трети выручки по сегменту). При этом выручка за пределами РФ выросла на 17,8%, а в России упала на 44%. Пока экономика складывается не в пользу опережающего развития газового сегмента, ориентированного на внутренний рынок.

ТНК-ВР

Для ТНК-ВР трансформация из преимущественно нефтедобывающего бизнеса в крупную нефтегазовую компанию является одним из стратегических приоритетов.

ТНК-ВР получила разрешение «Газпрома» на допуск к ГТС на 2011–2016 годы. Такая договоренность открывает возможность нарастить производство газа до 15 млрд м³, то есть более чем в шесть раз

За 2009 год чистые доказанные запасы дочерних обществ выросли с 3,67 до 4,93 трлн фут³. В прошлом году реализация природного газа снизилась на 5%, до 2,37 млрд м³, а продажи попутного газа увеличились на 10%, до 9,69 млрд м³. В целом, объемы продаж газа увеличились по сравнению с 2008 годом на 6,3% (см. «ТНК-ВР: реализация природного и попутного газа»).

ЗАО «Роспан Интернешнл», 100%-ная «дочка» ТНК-ВР, занимается разработкой глубоководных запасов газа Ново- и Восточно-Уренгойского газоконденсатных месторождений ЯНАО. На фоне 12%-ного снижения добычи газа в целом по РФ у «Роспана» прошлогодняя добыча и реализация газа уменьшилась лишь на 5%, до 2,4 млрд м³.

Летом 2010 года компания получила разрешение «Газпрома» на допуск к ГТС на 2011–2016 годы в объемах согласно поданной заявке. Такая договоренность открывает возможность нарастить производство газа до 15 млрд м³, то есть более чем в шесть раз. Правда, для этого компании предстоит инвестировать в «Роспан» около \$5 млрд.

Для ТНК-ВР трансформация из преимущественно нефтедобывающего бизнеса в крупную нефтегазовую компанию является одним из стратегических приоритетов

В 2009 году показатель утилизации ПНГ достиг 84%. Компания разработала программу утилизации ПНГ на сумму \$1,3 млрд, которая позволит значительно увеличить уровень утилизации попутного газа к 2012 году. Данная программа включает в себя строительство новых объектов сбора и переработки газа, а также потенциальное применение обратной закачки газа в пласт и строительство новых электрогенерирующих мощностей.

Объем реализации ПНГ вырос в основном за счет расширения перерабатывающих мощностей ООО «Юграгазпереработка» — совместного предприятия «ТНК-ВР Холдинг» (49%) и «СИБУР Холдинг» (51%), занимающегося переработкой попутного газа на Нижневартовском и Белозерном газоперерабатывающих заводах. На выходе ТНК-ВР получает весь производимый сухой отбензиненный газ, а СИБУР — все жидкие продукты.

В Оренбургской области в 2009 году продолжена реализация интегрированного проекта «Оренбург», направленного на утилизацию ПНГ с Покровской, Бобровской, а также с Западной и Восточной групп месторождений. Основным событием минувшего года стал ввод в эксплуатацию объектов сбора и транспортировки газа на Вахитовском месторождении, а также электроэнергетических мощностей на Родниковском месторождении. Завершение проектов позволило дополнительно утилизировать 0,2 млрд м³ попутного газа с этих месторождений и достичь на них уровня утилизации 95%.

Газпром нефть

Развивать добычу газа в качестве самостоятельного направления бизнеса «Газпром нефть» начала в 2009 году. Компания приступила к реализации проекта разработки сеноманской залежи Муравленковского месторождения и одобрила проект разработки сеноманской залежи Новогоднего месторождения. Начало поставок газа этих залежей в единую систему газоснабжения планируется в четвертом квартале 2010 года.

Также будет продолжена работа по повышению эффективности

Уровень утилизации ПНГ по основным добывающим предприятиям «Газпром нефти» остается невысоким — в 2009 году было использовано 48,1% добытого газа

использования ПНГ. В 2009 году запущена первая очередь Южно-Приобской ГТЭС, обеспечена поставка газа с Еты-Пуровского месторождения на предприятие «СИБУР-ТюменьГаз» по новому газопроводу.

Между тем, добыча газа «Газпром нефти» на территории России в прошлом году незначительно снизилась: до 2,9 с 3,1 млрд м³ в 2008 году. Добыча газа сербской компании «Нефтяная индустрия»

стрия Сербии» (NIS), входящей в структуру «Газпром нефти», в 2009 году составила 0,2 млрд м³.

По состоянию на конец 2009 года «Газпром нефть» владеет доказанными запасами газа в размере 2,3 трлн фут³, а с учетом долей в запасах зависимых обществ — 3,2 трлн фут³.

Уровень утилизации ПНГ по основным добывающим предприятиям «Газпром нефти» остается невысоким — в 2009 году было использовано 48,1% добытого газа. В феврале 2008 года «Газпром нефть» приняла среднесрочную программу по утилизации ПНГ: компания в 2010 году планирует инвестировать в нее 2,1 млрд рублей (около \$69 млн).

В частности, программой предусмотрено строительство инфраструктуры для транспортировки попутного газа с Шингинского и Южно-Приобского месторожде-

ний, ввод в эксплуатацию второй очереди Южно-Приобской газовой-турбинной электростанции (ГТЭС) и внедрение комплексной автоматизированной системы управления забором попутного нефтяного газа.

В последнее время «Газпром нефть» уделяет повышенное внимание строительству собственных электрогенерирующих мощностей на месторождениях. В настоящее время суммарная электрическая мощность объектов собственной генерации «Газпром нефти» составляет 51 МВт, а в 2013 году ее планируется довести до 220 МВт.

В декабре 2009 года была запущена в промышленную эксплуатацию первая очередь (48 МВт) газотурбинной электростанции (ГТЭС) на Южно-Приобском месторождении, которое разрабатывает «Газпромнефть-Хан-

тос». Ведутся работы по строительству второй очереди (48 МВт) Южно-Приобской ГТЭС.

Интерес к энергетическим проектам в первую очередь обусловлен внутренними потребностями компании. Кроме того, у данного

«Газпром нефть» уделяет повышенное внимание строительству электрогенерирующих мощностей на месторождениях. К 2013 году их суммарная мощность вырастет с 51 МВт до 220 МВт

направления есть и внешние перспективы развития. Южно-Приобское месторождение находится всего в 70 км от активно развивающегося Ханты-Мансийска, и не исключен вариант, что одним из источников энергии для столицы Югры станет ГТЭС «Газпром нефти». 