

АНТОН ГЛАДЧЕНКО:

ПНГ — МЕЖДУ ЭКОЛОГИЕЙ И ЭКОНОМИКОЙ



ИНТЕРВЬЮ
АНТОН ГЛАДЧЕНКО
 Руководитель дирекции по газу и энергетике
 ОАО «Газпром нефть»

С Нового года резко повышается плата за сжигание ПНГ: 8 ноября с.г. правительство РФ утвердило постановление об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ при сжигании ПНГ, устанавливающее в 2013 году повышающий коэффициент в формуле расчета платежей на уровне 12, а с 2014 года — 25. В настоящее время используется коэффициент 4,5. Предельно допустимый показатель сжигания ПНГ на факельных установках остался на прежнем уровне — 5% от общего объема добытого попутного газа. Кроме того, согласно новому документу, интегральный показатель сжигания ПНГ рассчитывается с применением либо метода агрегирования в отношении пользователей недр, входящих в одну группу лиц, либо метода дифференциации — для пользователя недр по всей совокупности участков недр, предоставленных ему в недропользование. По словам руководителя дирекции по газу и энергетике «Газпром нефти» Антона ГЛАДЧЕНКО, новые правила, которых нефтяники ждали два года, изменят подход к утилизации ПНГ на более предсказуемый, в том числе в части освоения новых месторождений, для которых предусмотрен льготный период по утилизации ПНГ.

Ред.: Антон Викторович, как вы оцениваете новые условия по утилизации ПНГ?

А.Г.: Действительно, с одной стороны, в новом постановлении оговорено многократное увеличение штрафных санкций, с другой — правительство стимулирует недропользователей, инвестирующих в проекты по эффективному использованию попутного газа, вычитая из платы за выбросы затраты на реализацию этих проектов.

Кроме того, новый документ позволяет вести учет утилизации ПНГ по компании в целом и предоставляет льготный период для новых месторождений — гринфилдов, где на начальном этапе

разработки не будут применяться требования по утилизации 95% добываемого попутного газа. Нефтяные компании два года ждали принятия нового регулирующего документа.

Однако, на мой взгляд, только работа в течение одного-двух лет в новом режиме может окончательно сформировать и у компаний, и у регуляторов понимание того, насколько эффективны предлагаемые инструменты.

С Нового года штрафы резко увеличатся, поэтому хочется, чтобы новые регулирующие механизмы работали четко. Обеспокоенность вызвана практикой переходного 2012 года, когда действовало постановление правительства,

принятое в 2009 году. В нем изначально были прорехи, например, можно было по-разному рассчитывать штрафы или использовать повышающие коэффициенты к сверхлимитным выбросам и т.д.

Каждая компания считала своим, у каждой было свое видение и прочтение, и в результате на выходе все получали абсолютно разные цифры.

Ред.: По словам Александра Дюкова, «Газпром нефть» по итогам 2012 года выплатит 800 млн рублей штрафов за нерациональное использование ПНГ против 30 млн рублей по итогам прошлого года. Как изменится ситуация в следующем году?

А.Г.: За последние три года уровень утилизации ПНГ по нашей компании растет в среднем на 5% в год. Но в 2013 году мы ожидаем рост этого показателя сразу на 15% от уровня 2012 года. Связано это с тем, что мы завер-

Постановление правительства позволяет вести учет утилизации ПНГ по компании в целом: у нефтяников появляется стимул для инвестиций

шаем строительство основных мощностей на двух базовых проектах — это Южно-Приобский и Фаза 1 Ноябрьского интегрированного проекта (НИП). В результате в годовом исчислении объем утилизации у «Газпром нефти» составит около 80%.

Работа в течение пары лет в новом режиме сформирует понимание того, насколько эффективны новые инструменты

На Южно-Приобской лицензионной территории, где сейчас добывается более 12 млн тонн нефти в год, мы построили систему сбора газа и сейчас совместно с СИБУРОм завершаем строительство системы внешнего транспорта — газопровод до ГТС «Юганскнефтегаза» уже проведен, а в 2013 году будет введена в эксплуатацию компрессорная станция (КС).

В 2013 году мы ожидаем рост уровня утилизации ПНГ сразу на 15%: завершается строительство основных мощностей базовых проектов

Фазу 1 НИП, куда входят пять месторождений Вынгапуровской группы, мы также реализуем совместно с СИБУРОм, но не в рамках СП, а на основе долгосрочного контракта на поставку и переработку газа. Свою часть работ мы закончим до конца 2012 года: уже реконструировано и построено 111 км трубопроводов и завершается строительство четырех вакуум-компрессорных станций (ВКС), необходимых для транспортировки газа низкого давления.

Параллельно СИБУР поэтапно расширил мощности Вынгапуровского ГПЗ, и мы получили возможность увеличить утилизацию на 1 млрд кубометров газа в год, а в будущем можем нарастить эти объемы.

Кроме того, в рамках Фазы 1 НИП мы создаем дополнительный газовый модуль. На Еты-Пуровском месторождении сегодня реализуется большая программа бурения. И для того, чтобы в будущем это месторождение не оказалось запертым, а система сбора и транспорта газа справлялась с теми объемами, которые планируется здесь добывать, мы сейчас проектируем здесь компрессорную станцию. Инвестиционный проект уже утвержден, и идет выбор основного оборудования.

Также выполняем ряд проектов по утилизации ПНГ в Томской области, где у нас несколько небольших активов. Так, в декабре 2011 года мы ввели в эксплуатацию новый газопровод для транспортировки газа с Шингинского месторождения на Лугинецкую КС.

Суммарно программу утилизации ПНГ нашей компании можно оценить в \$1 млрд. Причем, в нее вошли только те проекты, которые реализуются или планируются на разрабатываемых месторождениях без учета гринфилдов. Половина инвестиций из этой суммы уже освоена, еще 12–15 млрд рублей должно быть инвестировано в ближайшие годы.

Ред.: Как компания решает проблему утилизации ПНГ на малых и отдаленных месторождениях?

А.Г.: У нас есть несколько проблемных активов, решение по которым пока не принято. Ситуация такова, что инвестиции в утилизацию ПНГ на этих месторождениях приводят к общему отрицательному значению экономики проектов.

Яркий пример — Урманское месторождение в Томской области, попутный газ на котором сжигается. Месторождение с падающей добычей нефти находится за сотни километров от инфраструктуры и рынков использования продукции переработки газа,

а объема попутного газа недостаточно для того, чтобы можно было хоть как-то обосновать инвестиции в строительство систем сбора, транспорта или закачки этого газа.

Это касается и Фазы 2 НИП: в 150–200 км на восток от Вынгапуровской группы находятся несколько небольших месторождений, где добывается очень маленький объем нефти — суммарно порядка 1 млн тонн в год, добыча сопровождается сжиганием газа, поскольку собственные нужды месторождений значительно ниже объемов извлекаемого ПНГ.

Но инвестиции в утилизацию ПНГ практически убьют целесообразность освоения этих запасов. Потому что нужно проложить до 200 км газопровода и построить дорогую компрессорную станцию. Т.е. вложить, в зависимости от вариантов, 8–10 млрд рублей в инфраструктуру, которая буквально через 3–5 лет останется незагруженной...

Для компании становится выгоднее остановить добычу нефти, чем утилизировать попутный газ. Но остановка добычи — мера крайняя, поэтому инвестиционное решение по данным месторождениям пока отсутствует. Оно будет принято с учетом результатов программы ГРП, запланированных на данной группе в ближайшие годы.

Думаю, что новое постановление правительства позволит нам дождаться результатов ГРП, поскольку допускает учет уровня утилизации попутного газа не по отдельным месторождениям, а по компании в целом.

Ред.: Как компания собирает использовать ПНГ на новых месторождениях — Мессояхе и Новопортовском? Какие экономические и технологические решения по эффективной утилизации попутного газа приняты по этим проектам?

А.Г.: Разработка газового модуля данных проектов связана, во-первых, с удаленностью месторождений от газовой инфраструктуры и рынков. Во-вторых, со спецификой газовой составляющей — запасы газа большие, и на одном и



на другом месторождении есть вероятность прорывов газа при добыче нефти, причем в значительных объемах. Мы прорабатываем сразу две опции параллельно: в качестве базовой — закачку газа в пласт, и как альтернативу — внешний транспорт газа.

Второе решение более сложное, потому что газ нужно не только добыть, подготовить и транспортировать, но и реализовать, т.е. иметь долгосрочные контракты по его поставке.

К концу 2013 года концепция газового модуля будет определена, и соответственно к моменту промышленной разработки этих месторождений мощности по закачке газа должны быть введены в эксплуатацию.

Позиция компании заключается в том, чтобы запускать мощности по утилизации одновременно с запуском мощностей промышленной разработки новых месторождений. Слово «промышленной» я здесь подчеркиваю, потому что в ближайшие годы на Мессояхской группе и Новопо-

товском месторождении будут вестись опытно-промышленные работы.

Ред.: Проекты по утилизации ПНГ капиталоемкие и несут длительный период окупаемости. Какова эффективность проектов утилизации ПНГ на ваших месторождениях? Возможно ли их удешевление?

А.Г.: Попутный нефтяной газ — сложный продукт, который не хранится. А это серьезно влияет на капиталоемкость сооружений газовой инфраструктуры и соответственно на коммерческую составляющую проектов.

Я уже говорил, что проекты по утилизации ПНГ на проблемных активах Ноябрьского района не только не окупаются, но и приводят к общему отрицательному экономическому результату.

На мой взгляд, нужна качественная системная экономическая экспертиза на этапе утверждения технологической схемы разработки месторождения. И если она покажет, что лучший вариант утилизации ПНГ приводит к

общему отрицательному экономическому эффекту, то у государства будет выбор — либо разрешить уровень утилизации ниже, чем 95% на этом месторождении, либо принять, что его невыгодно разрабатывать в текущих

Суммарно программу «Газпром нефти» по утилизации ПНГ можно оценить в \$1 млрд, половина из них уже инвестирована

условиях и отложить его разработку, естественно, теряя, при этом экономический эффект для отрасли и государства.

Утилизация ПНГ — важная задача, но порой компании на отдаленных месторождениях становится выгоднее остановить добычу нефти, чем инвестировать в проекты утилизации газа

Другое дело такие проекты, как 1 Фаза НИП, экономика которого и для «Газпром нефти», и для СИБУРа привлекательна. Две компании договорились, заключили долгосрочный контракт, своевременно осуществили все инвестиции, практически синхронно обеспечили ввод мощно-

Для решения проблемы нужна качественная системная экономическая экспертиза на этапе утверждения технологической схемы разработки месторождения

стей — и как результат около 1 млрд м³ в годовом исчислении пошло на переработку.

Позиция компании в том, чтобы исключить сжигание ПНГ на гринфилдах и обеспечить его утилизацию к началу промышленной разработки

Сократить капиталоемкость проектов можно и за счет кооперации с другими недропользователями. Изучая варианты утилизации газа, мы всегда пытаемся понять, нет ли синергии в том,





чтобы построить общую систему сбора, транспорта, компримиро-

В каждом крупном проекте, таком как Новый порт, Мессояха, Куюмба, Чонский проект, будет собственный автономный комплекс ГТЭС

вания или переработки газа вместе с другими компаниями.

Например, у нас есть несколько пересечений с ТНК-ВР как в зоне наших текущих активов, так и в зоне новых крупных проектов,

Чтобы продлить жизнь нефтегазовых месторождений, компания должна осваивать и газовые запасы

таких как Мессояха, и мы стараемся совместно проработать проекты по утилизации газа. Есть потенциал и необходимость договариваться с «Роснефтью».

Возможность одновременно осваивать и нефтяные, и газовые пласты позволит нам добиться экономической синергии

Однако для проектов ПНГ я бы не стал преувеличивать масштабы и возможности кооперации с другими компаниями. Расстояния даже в 50–100 км и неопределенности в прогнозах добычи крайне критичны для совместных проектов утилизации ПНГ. Иногда проще и экономически эффективнее построить разные цепочки для двух разных нефтепользова-

телей, чем долго планировать и строить одну общую — такое тоже часто бывает.

Ред.: Вы будете развивать проекты в газовой энергетике?

А.Г.: В 2010 и 2011 годах мы ввели в эксплуатацию две очереди ГТЭС общей мощностью 96 МВт на Южной Приобке — она полностью покрывает потребности этого крупнейшего месторождения в электроэнергии. Есть еще ряд небольших газопоршневых электростанций, разбросанных по нашим отдаленным месторождениям в Томской области, Ноябрьском регионе, Ханты-Мансийском округе.

У многих компаний — ТНК-ВР, ЛУКОЙЛа, «Сургутнефтегаза» — достаточно обширный портфель проектов по собственной генерации, которые покрывают в среднем 30–40% нужд электроэнергией собственного производства. Наша доля ниже — порядка 15% от наших потребностей.

Дело в том, что в 2011 году т.н. кривая затрат на создание собственной генерации оказалась ниже кривой затрат по внешней генерации. Многие компании — и нефтяные, и металлургические — были всерьез обеспокоены этим и форсировали проекты собственной генерации. Однако сейчас ситуация несколько изменилась. Поэтому, прежде чем приступить к масштабной реализации проектов в газовой энергетике, мы стараемся сначала ответить на вопрос: что экономически эффективнее в долгосрочной перспективе — нарастить долю собственной генерации или поку-

пать электроэнергию через внешние сети?

Но там, где есть дефицит электроэнергии или нет альтернативных вариантов использования попутного газа, мы активно строим свои электростанции. Безусловно, в каждом крупном проекте, таком как Новый порт, Мессояха, Куюмба, Чонский проект, будет собственный автономный комплекс ГТЭС.

Ред.: «Газпром нефть» в прошлом году приступила к добыче газа. Почему вы стали заниматься этим бизнесом и планируете ли развивать его и дальше?

А.Г.: В рамках Группы компаний «Газпром» наша специализация — это разработка жидких углеводородов. Но ряд наших месторождений, в их числе Новопортовское, — нефтегазоконденсатные. И мы не можем экономически эффективно разрабатывать запасы нефтяной оторочки без прорывов газа. Поэтому волей-неволей компания с учетом специфики запасов наращивает и добычу газа.

Сегодня у нас два газовых промысла на Муравленковском и Новогоднем месторождениях в Ноябрьском регионе. Нефтяная экономика этих активов достаточно слабая, месторождения находятся на поздней стадии разработки. Но там есть газовые запасы, и мы нашли простое и экономически эффективное решение — добывать газ и доставлять его на ближайшие мощности компании «Газпром добыча Ноябрьск», при этом используя практически ту же техническую базу и персонал, что и для добычи нефти.

Этот проект интересен как «Газпрому», который заполняет свои недозагруженные мощности и получает газ в систему, так и нам, поскольку мы можем экономически продлить жизнь этих месторождений.

И в будущем нам тоже придется заниматься разработкой газа, поскольку большая часть запасов и ресурсов новых проектов «Газпром нефти» — нефтегазоконденсатные. Поэтому мы продолжим изучать возможность одновременно осваивать и нефтяные, и газовые пласты, которая позволит нам добиться экономической синергии. 📷

RUSSIA POWER

5 6 2013

HydroVision[®]
RUSSIA



Russia Power

Russia Power,

Russia Power 2012 HydroVision Russia 5851 ,158
790 62

Russia Power 2013

-
-
-
-
-
-
-
-
-
-

Russia Power 2013

Russia Power,

T: +7 499 271 93 39
: +7 499 271 93 39
E: nataliag@pennwell.com

www.russia-power.org

