

Тюменский международный инновационный форум

«Нефтьгазтэк»



**О НЕКОТОРЫХ ПРОБЛЕМАХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАЛОЙ
ЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО
ГАЗА**

г. Тюмень, 2013 год

По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ (МПР), из 55 млрд м³ ежегодно добываемого в России ПНГ, лишь 26% (14 млрд м³) направляется в переработку, 47% (26 млрд м³) идет на нужды промыслов либо списывается на технологические потери и 27% (15 млрд м³) сжигается в факелах. По расчетам МПР, из-за сжигания ПНГ Россия ежегодно теряет около 139,2 млрд рублей (консолидированная стоимость жидких углеводородов, пропана, бутана и сухого газа, производимых при переработке попутного газа).

При этом по данным независимых экспертов, данная цифра занижена более чем в два раза и составляет более 50 млрд. куб. метров ПНГ, большая часть из которых сжигается на территории Уральского федерального округа – ХМАО и ЯНАО.

Сжигание ПНГ приводит к значительным выбросам твердых загрязняющих веществ и ухудшению экологической обстановки в нефтепромысловых районах. В результате горения газа в факелах в России ежегодно образуется почти 100 млн тонн выбросов CO₂ (при условии эффективного сжигания всего объема газа). Однако российские факелы известны своей неэффективностью, т.е. газ в них сжигается не полностью. Соответственно, в атмосферу выделяется метан, гораздо более активный парниковый газ, чем углекислый газ.

Сжигание ПНГ сопровождается тепловым загрязнением окружающей среды: вокруг факела радиус термического разрушения почв колеблется в пределах 10-25 метров, растительности - от 50 до 150 метров. При этом в атмосферу поступают как продукты сгорания ПНГ, в том числе окись азота, сернистый ангидрид, окись углерода, так и различные несгоревшие углеводороды. Это приводит к увеличению заболеваемости местного населения раком легких, бронхов, к поражениям печени и желудочно-кишечного тракта, нервной системы, зрения. Так, уровень превышения по онкозаболеваемости на территории поселка Селиярово (Ханты-Мансийского района), непосредственно расположенного в ближайшем окружении факела на кусте 202 Приобского нефтяного месторождения (РН-Юганскнефтегаз), более чем в три раза превышает среднероссийский показатель.

В настоящее время в России используются следующие пути утилизации попутного газа:

- Закачка в недра для повышения пластового давления и, тем самым, эффективности добычи нефти. Однако в России, в отличие от ряда

зарубежных стран, этот метод за редким исключением не используется, т. к. это высокочрезвычайно затратный процесс.

- Использование на местах для выработки электроэнергии, идущей на нужды нефтепромыслов.

- Сдача ПНГ на ГПЗ. Однако в российских реалиях формирование рыночной цены на ПНГ является затруднительным: владелец газоперерабатывающего актива имеет возможность диктовать цену поставок ПНГ, так как поставщики ресурса не имеют альтернативных направлений поставки. Государственное регулирование цен на ПНГ отсутствует. Фактическая цена попутного газа на ГПЗ составляет 600-1200 руб\тыс.м³, а себестоимость добычи - около 4000-5000 руб\тыс.м³, что не позволяет нефтяным компаниям компенсировать расходы по добыче и транспортировке ПНГ.

- При выделении значительных и устойчивых объемов попутного нефтяного газа - использование в качестве топлива на крупных электростанциях, с последующей продажей электроэнергии на оптовом рынке.

Темой доклада является анализ возможных механизмов использования малой энергетики на малых месторождениях для выработки электроэнергии и тепла для собственных промысловых нужд и нужд других местных потребителей. Рассмотрим основные причины использования малой энергетики для целей утилизации ПНГ.

Основная из них экономическая, вызванная реакцией на ужесточение фискальной политики государства в экологической области.

8 ноября 2012 года Правительством Российской Федерации принято постановление № 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».

Постановлением внесены изменения в постановление Правительства РФ от 8 января 2009 г. №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».

В постановлении устанавливаются следующие положения:

- предельно допустимое значение показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивание попутного нефтяного газа устанавливается в размере не более 5% объема добытого попутного нефтяного газа;

- при превышении предельно допустимого значения показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивании попутного

нефтяного газа, исчисление размера платы за выбросы осуществляется с применением дополнительного коэффициента, имеющего значение на 2013 год - 12, с 2014 года - 25;

Наиболее важным является то что в случае реализации пользователем недр проектов по полезному использованию попутного нефтяного газа в рамках инвестиционных газовых программ, представленных в Министерство энергетики РФ, и (или) технических проектов разработки месторождений, согласованных в установленном порядке, показатель покрытия затрат на реализацию проектов по полезному использованию ПНГ учитывается при начислении платы за негативное воздействие на окружающую среду. При этом наряду с прямыми затратами на закуп оборудования для утилизации ПНГ, Правительство дает возможность льготирования сумм и по другим основаниям

Зацитирую указанное Постановление: (п.8)

К затратам на реализацию проектов по полезному использованию попутного нефтяного газа относятся документально подтвержденные затраты на сокращение показателя сжигания, осуществляющими переработку попутного нефтяного газа, включая затраты:

а) на проектирование, строительство и реконструкцию систем сбора, подготовки и транспортировки попутного нефтяного газа

б) на проектирование, строительство и реконструкцию установок по выработке электрической энергии и тепла (**подчеркну – именно тепла**), в качестве топлива для которых используются попутный нефтяной газ или продукты его переработки, а также на строительство и реконструкцию связанных с этими установками распределительных электрических сетей и подстанций;

Какая ситуация в данной сфере складывается в настоящее время на территории Уральского федерального округа (по данным компаний, а также территориальных органов Росприроднадзора и результатов контрольной проверки, проведенной Администрацией Президента России по итогам выполнения поручений Главы государства, нацеленных на повышение эффективности использования данного сырья)?

По состоянию на 01.01.2013 из 345 лицензионных участков, находящихся в распределенном фонде недр Ханты-Мансийского автономного округа — Югры, добыча нефти ведется на 261 лицензионном участке. Из них уровень использования ПНГ 95% достигается на 174 участках. При этом, за время выполнения Программ 100 лицензионных

участков перешли из разряда «ниже 95 %» в разряд «95 % и выше» (в 2007 году - 79 лицензионных участков выше 95 %, в 2011 году - 174 л/у с уровнем использования 95 % и выше). На 87 л.у. уровень использования ПНГ остается ниже 95%.

За 2012 год по Ханты - Мансийскому автономному округу -Югре, объем добычи (использования) - 35,5 млрд.м3, процент использования попутного нефтяного газа - 88,3 %. Ожидаемый уровень использования ПНГ на 2013 год должен составить 89 %.

На сегодняшний день уровень использования ПНГ 95% и выше достигнут 7 компаниями:

ОАО «Сургутнефтегаз», (так в настоящее время на месторождениях «Сургутнефтегаза» действует 17 газотурбинных и 7 газопоршневых электростанций суммарной мощностью 605 МВт.)

- ОАО «АНК Башнефть»;
- ОАО «Нефтебурсервис»;
- ЗАО «СибИнвестНафта»;
- ОАО «Негуснефть».

Близка к целевому показателю 95% компания ОАО НК «ЛУКОЙЛ» (94,9%).

Недостаточный уровень использования ПНГ в компаниях:

- ООО «РН-Юганскнефтегаз» (около 70 %), вместе с темна предприятия ведутся активные работа по строительству Приобской ТЭЦ общей мощностью 340 мегаватт (7 энергоблоков «Сименс» мощностью по 45 мегаватт) в настоящее время запущены 3 блока.

- ООО «Газпромнефть - Хантос» (11,7 %);
- ОАО «НК «Русснефть» (71,4 %);
- ОАО «НК «Славнефть» (74,3 %).

На территории Ямало-Ненецкого автономного округа ситуация следующая

Несмотря на то, что за последние три года общий объем сжигаемого на факельных установках ПНГ по данным правительства Ямало-Ненецкого автономного округа сократился на 30% и составил в 2012 году 2,9 млрд. куб. м, уровень его полезного использования остается низким - 75%. В результате экономике и экологии региона продолжает наноситься значительный ущерб. В разрезе предприятий ситуация следующая:

В ООО «Газпром добыча Уренгой» утилизируется 85% ПНГ, ООО «РН - Пурнефтегаз» - 80%, ОАО «Газпром нефть» - 61%,ОАО «РИТЭК» - 37%, ООО «Новатэк - Таркосаленефтегаз» - 25 %.

Проверки, проведенные надзорными органами и Администрацией Президента в данной области, показали, что в сложившейся ситуации для нефтегазодобывающих компаний развитие и внедрение новых технологий, создание инфраструктур по сбору и подготовке газа более затратное мероприятие, чем внесение платежей за негативное воздействие на окружающую среду. Кроме того, сжигание ПНГ на факеле предусматривают и применяемые на предприятиях технологии разработки месторождений. Так, технологические потери ПНГ на месторождениях ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз» составляют от 13% до 100 процентов.

В этой связи, введение повышающих коэффициентов в соответствии с положениями Постановления Правительства № 1148 в текущем году существенно снизило финансовую эффективность ряда нефтяных компаний. Так по ХМАО уровень платы вырос в среднем в три раза и за первое полугодие 2013 года составил более 3 млрд. рублей. Более 80% этой суммы составили платежи за сверхлимитное сжигание ПНГ на факелах.

Таким образом, вследствие этого на предприятиях ТЭК существенно снижается уровень рентабельности, а для небольших компаний с объёмом добычи до 1-3 млн тонн нефти в год (на отдельном взятом месторождении, поскольку в соответствии с ПП 1148 на предприятия, имеющие объем добычи до 5 млн. тонн нефти в год его действие в части использования повышающих коэффициентов не применяется), он может стать отрицательным при уровне повышающего коэффициента уже на уровне 12, а напомним со следующего года он составит 25 (а всего с учетом платы по сверхлимиту – 625).

При этом простое наращивание мощностей по переработке ПНГ может не решить данную проблему по ряду причин:

- высокая стоимость оборудования при отсутствии экономической потребности в дополнительных энергетических мощностях. Зачастую на месторождении просто некуда девать излишки тепла и электроэнергии. Но, при этом, законодатель административно мотивирует его производство – это приводит к абсурдной экономической ситуации. С этим же связана проблема отсутствия недискриминационного доступа к энергосетям.

Импортируемое оборудование требует серьезной доработки перед началом его использования по утилизации ПНГ. Крайне нестабильный состав газа, присутствие агрессивных примесей в ПНГ, прежде всего, серы и её соединений – все это приводит к тому, что оборудование может проработать не более 1-2 лет, после чего приходит в негодность.

В этих условиях наша компания, имеющая большой опыт

инжиниринговых работ в области малой энергетики, предлагает технические решения для максимальной оптимизации данных работ.

В целом, имеется четыре типовых технических решения по использованию малой энергетики для решения данных задач:

- **использование традиционной энергетической схемы** (аналогичной применяемой Юганскнефтегазом на Приобском месторождении) – газовая подготовка, паровой котел, турбогенератор, котел-утилизатор. Её плюсы – долговечность, высокий КПД, надежность, относительно невысокая цена (около 1млн долларов за мегаватт мощности). Недостатки также очевидны – долгий срок проектирования, строительства и ввода, необходимость допуска к энергосетям, невозможность оперативно перенести оборудование к новым месторождениям. Эта методика хорошо отработана в СССР и России. Так крупнейшая тепловая электростанция России – Сургутская ГРЭС-2 на 70 % использует попутный газ. Поэтому не буду на ней останавливаться.

Второй вариант: микротурбины - их плюсы: несколько меньший уровень шума, более чистый выхлоп, возможность установки на крышах зданий за счет меньшей вибрации, возможность длительное время работать на частичных нагрузках и холостом ходу, высокое качество производимой электроэнергии, высокая мобильность. Использование микротурбин может быть экономически оправдано в диапазоне мощностей до 200 кВт и при условии, когда их ключевые преимущества имеют принципиальное значение.

Кроме того, микротурбина имеет воздушную систему охлаждения, а котел-утилизатор размещен в габаритах энергоблока. Эти особенности позволяют применять микротурбины на объектах с невысокой потребностью в электрической и тепловой энергии с неравномерным графиком потребления, где главной задачей автономного энергоцентра является не экономия на тарифах, а наличие энергоснабжения в принципе. Или на объектах где, например, за счет высокой стоимости присоединения подключение к энергосетям экономически нецелесообразно.

Однако, в отличие от своих полноразмерных собратьев микротурбины не так «всеядны» и существует ряд ограничений, накладываемых на состав топливного газа. Попутный нефтяной газ (ПНГ), как правило, содержит от 3 до 15% тяжелых фракций C4 и выше. Этим и обусловлено достаточно редкое применение микротурбин в нефтегазовом секторе, так как стоимость системы газоподготовки, включающей осушку, по оценкам экспертов, составляет более 15 млн. руб. Применение стандартных микротурбин для утилизации ПНГ без подготовки газа — это крайне бестолково и безграмотно потраченные деньги. Экономических обоснований для этого не существует.

Вот только один из примеров, чем это кончается для нефтяников: ОАО НК "РуссНефть" и ООО "МОЛ-Русс" являются собственниками нефтедобывающего предприятия, находящегося в Российской Федерации, Ханты-Мансийский автономный округ Югра, г. Нефтеюганск. Для нужд утилизации попутного нефтяного газа, обеспечения электроэнергией Западно-Малобалыкского нефтяного месторождения, а также поставки излишков электрической энергии во внешнюю электрическую сеть, в 2011 году построена электростанция на базе 8 турбоагрегатов компании «OPRA». За период эксплуатации газотурбинного оборудования происходили неоднократные остановки энергоблоков. В настоящее время блок неработоспособен. Приобретение этой электростанции обошлось для ОАО НК «РуссНефть» в кругленькую сумму 750 миллионов рублей! Официальная информация об этом опубликована на сайте ОАО НК "РуссНефть".

Третий вариант – использование газопоршневых установок.

Газопоршневые установки широко представлены на рынке в диапазоне единичных мощностей от 250 кВт до 6 МВт. Набором таких силовых агрегатов можно получить мощность газовой электростанции до 40 - 50 МВт.

Газопоршневые установки остаются наиболее надежными, рациональными по цене и энергоэффективными силовыми агрегатами для большинства автономных газовых электростанций. За счет использования низких оборотов – до 500 оборотов в минуту на мощных станциях их срок службы достигает 20 лет. К их достоинствам также относится мобильность, т.к. они располагаются в быствозводимых зданиях.

Однако недостатков ГПУ тоже хватает:

они наиболее критичны к качеству топлива - для них требуется наиболее серьезная и дорогая газоподготовка,

стоимость оборудования газопоршневых установок наиболее высока по отношению к указанным выше техническим решениям. Стоимость газопоршневого оборудования достигает 1,5 млн долларов за 1 мвт электрической мощности и выше.

ВЫВОД: На сегодняшний день на рынке нет электростанций, способных работать на попутном газе без его основательной подготовки. Если Вы встретите такое предложение, то это, по меньшей мере, лукавство. Не надо всерьез воспринимать рассказы об особой конструкции рабочего колеса турбины, поршней или камеры сгорания. Так же малоубедительны байки об электростанциях, якобы «специально разработанных» под такое своенравное топливо, как попутный газ. Как правило, это всего лишь

маркетинговые «штучки».

Стандартная же электростанция, даже от очень именитых производителей работать на ПНГ будет, но не долго, и это будет всего лишь затянутая агония, а отнюдь не заявленный срок в 6-8 лет до капитального ремонта. Без основательной подготовки газа, в лучшем случае электростанция продержится 2-3 года, а дальше владельцам следует ожидать серии серьезных поломок и полного выхода генерационного оборудования из строя. Поэтому обязательным элементом любого современного комплекса по переработке – утилизации ПНГ является автоматизированная станция подготовки газа.

В зависимости от компонентного состава ПНГ станция подготовки газа должна быть укомплектована модулем сероочистки. Все это вкупе с электротехнической частью, системами релейной защиты, связи, трансформаторами увеличивает стоимость оборудования еще на 30-40 %, делая её зачастую неподъемной для небольших компаний.

В этой связи, что же мы можем предложить для данного сектора рынка нефтегазового оборудования.

На наш взгляд – выход заключен в правильном трактовании ч.2 ст. 8 Постановления, где предусматривается применение льготы не только для выработки электроэнергии, но и тепла. При этом льгота должна применяться уже на стадии проектно-изыскательских работ. Пока, насколько мы знаем, она еще ни разу не применялась

Анализ существующих технических решений указывает на то, что наиболее приемлимым вариантом может стать использование **безвыбросового сжигания ПНГ – это четвертый вариант типовых технических решений**. Для этого факельные установки оборудуются высокоинтенсивными камерами сгорания с минимальным количеством загрязняющих выбросов, так называемое «бездымное сгорание», а также котлами - утилизаторами, позволяющими вырабатывать тепловую (а при необходимости и электрическую энергию) для нужд промысла. Это позволяет в полной мере использовать фискальные льготы, предусмотренные законодательством при значительно,кратно меньшей стоимости оборудования. До 10-15 раз на единицу утилизируемого газа.

Также необходимо учитывать, что такое оборудование высококомобильно, находится непосредственно на месторождении, далеко от населенных пунктов, а традиционное использование ПНГ в качестве топлива для электростанций безусловно полезно, но оно не решает экологическую проблему. Концентрация выбросов при этом выше, чем от факельных

установок, а расстояние до населенных пунктов значительно ближе.

Подводя итоги отмечу, что организация полезного использования попутного нефтяного газа требует огромных инвестиций при сомнительной окупаемости проектов. Поэтому со стороны правительства требуются дополнительные стимулирующие меры, в том числе налоговые льготы и государственные инвестиции. По итогам обсуждения считаю целесообразным сформировать консолидирующие предложения компаний и направить соответствующее письмо в Минприроды России с просьбой внести изменения в ПП №1148.

А до внесения соответствующих корректив наша компания готова рассмотреть все проблемные вопросы и совместно с нефтяниками проработать и внедрить наиболее оптимальные варианты утилизации ПНГ.