

Попутный нефтяной газ в России: дорогу осилит идущий

История попутного нефтяного газа (ПНГ) в России постепенно меняется к лучшему. Государство и экологическое сообщество неуклонно требуют и ждут от нефтяников достижения норм рационального использования ПНГ. Это ценное углеводородное сырье уверенно выходит на рынок как уникальный и все более востребованный продукт.

Многие нефтяные компании системно и ответственно работают с попутным газом на всех этапах его разумной утилизации. Однако многие – это еще далеко не все.

Совсем недавно попутный нефтяной газ не считался приоритетом нефтегазовых компаний. Притом промышленная судьба ПНГ была однозначной – попутный газ отделялся от нефти при ее подготовке к транспорту и затем сжигался на факелах.

За последнее десятилетие для рационального использования ПНГ сделано немало, о чем свидетельствуют официальные отчеты и экспертные заключения. Однако Россия по-прежнему сохраняет лидерство в сжигании нефтяного газа.

Как же решается эта проблема сегодня?

Историческая преамбула

Еще в 2007 году проблема переработки ПНГ поднялась до высшего государственного уровня. Это послужило принятию Федерального закона, который обязал все нефтяные компании страны к 2012 году обеспечить 95% полезное использование попутного газа.

Но ситуация стала кардинально и бесповоротно меняться после выхода в 2012 году Постановления Правительства РФ №1148 от 08.11.2012 г. «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».

Штрафные коэффициенты мотивируют

Введение нормативного показателя сжигания ПНГ в размере, не превышающим 5% от извлекаемого объема газа, значительное повышение штрафов за сверхнормативное сжигание ПНГ на факелах, а также поэтапное увеличение повышающих коэффициентов (см. таблицу) мотивировало нефтяные компании системно заниматься данной проблемой.

Таким образом, с 2012 по 2015 годы объем ПНГ, сожженного на факелах, сократился более чем на 60%, при росте извлечения попутного газа за тот же период на 9%.

Результаты обнадеживают, однако...

Но уже в 2016 году российский рынок ПНГ развивался неравномерно: рост добычи и переработки сопровождался уменьшением коэффициента полезного использования и переборами добычи у независимых производителей и операторов соглашения о разделе продукции (СРП).

Для большинства вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) ситуация с ПНГ сложилась гораздо позитивнее: рост добычи в 2016 году составил 7,8%, а их доля в общем объеме добычи достигла 80%.

Больше половины суммарной добычи нефтяного газа среди ВИНК приходится на НК «Роснефть». Здесь среднемесячное извлечение ПНГ составляет 2,9 млрд м3. Второе и третье место по объему добычи ПНГ делят «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз».

Но одновременно отмечено ощутимое сокращение добычи ПНГ среди небольших производителей (-8%) и у операторов СРП (также -8%).

Неоднозначен также пример ПАО «НОВАТЭК», который, удвоив добычу попутного газа по сравнению с 2015 годом, допустил отрицательные экологические последствия – здесь резко увеличился объем газа, сжигаемый на факелах.

Основной критерий – коэффициент полезного использования ПНГ

Главным отрицательным итогом 2016 года стало первое (начиная с 2012 года) ухудшение показателей – это рост объемов сжигаемого ПНГ и падение коэффициента его полезного использования. Так, объем сожженного газа вырос на 18,5% по сравнению с 2015 годом.

Причем ВИНК улучшили свои показатели, и весь рост сжигаемых объемов ПНГ пришелся на других – небольших производителей и НОВАТЭК.

Интенсивный рост извлечения ПНГ на месторождениях НОВАТЭК привел к увеличению объемов сжигаемого нефтяного газа и, как следствие, резкому падению коэффициента его полезного использования (до 67,2%). В НОВАТЭКе эту ситуацию рассматривают как временную и исключительную, активно определяют варианты полезного применения ценного углеводородного сырья.

В целом же среди ВИНК целевой рубеж в 95% полезного использования ПНГ успешно пройден компаниями «Сургутнефтегаз», «Татнефть», НК «РуссНефть» и НК («Независимая Нефтегазовая Компания»). Лучший темп прироста этого показателя в 2016 году отмечен у НК Роснефть (+2,6%).

Отрицательные итоги показали «Газпром нефть» (-1,6%) и «Башнефть» (-4,6%). Уровень полезного использова-

ния ПНГ в Башнефти резко упал с 74 до 70 % в апреле 2016 года. Объясняется это началом совместной разработки вместе с ЛУКОЙЛом нового месторождения в Ненецком автономном округе.

Срок победы перенесен

В итоге, если Министерство энергетики РФ изначально предполагало достижение нефтяными компаниями целевого показателя в 95% к 2014 году, то теперь эти ожидания перенесены на 2020 год.

Именно на этом рубеже отрасль ждет очередной, более существенный, чем в 2014 году, четырехкратный рост повышающих штрафных коэффициентов за сверхнормативное сжигание газа. Можно, конечно, предположить, что это вынудит большинство нефтяных компаний достичь целевого показателя по утилизации ПНГ к 2020 году.

Но верно это только отчасти, так как в этом неукоснительном правиле возникают свои исключения, которые складываются из специфики законодательства и объективно-субъективных особенностей российской нефтегазодобычи.

Специфика и исключения

К такой специфике относятся разного рода исключения:

- компании, недавно приступившие к разработке месторождений (менее трех лет с начала эксплуатации) и еще не наладившие технологии полезного использования газа;
- недропользователи, направляющие попутный газ для переработки на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ) – на период проведения ремонтно-профилактических работ на ГПЗ;
- добывающие компании – во время реализации инвестиционных проектов по полезному использованию ПНГ – на сумму, не превышающую понесенные затраты.

Названные исключения необходимы для справедливого регулирования отрасли, однако, при этом на месторождениях продолжают гореть факелы, а коэффициент использования попутного газа замедляется в своем росте.

К объективным причинам эксперты относят неразвитость инфраструктуры в некоторых районах нефтедобычи, сложность доступа в газотранспортную систему и большие инвестиции, необходимые для реализации проектов по полезному использованию ПНГ. Особенно тяжелы такие инвестиции для небольших компаний, не входящих в вертикально-интегрированные структуры.



Южно-Нурьимское месторождение. Построенная в 2017 году ГТЭС собственных нужд «Сургутнефтегаза» работает на попутном газе

К субъективным причинам можно отнести наше извечное стремление к самому простому и якобы экономному решению проблемы. И если под проблемой понимать не загрязнение окружающей среды, а накладываемые государством штрафы, то находятся разного рода уловки для уклонения от надзорного контроля и неподъемных для многих компаний платежей за сверхнормативное сжигание ПНГ. Еще одна субъективная причина – это отсутствие ярко выраженного стремления к взаимовыручке среди игроков отрасли. В отдельных случаях еще можно услышать приглашения крупных компаний поставлять попутный газ на недогруженные мощности ГПЗ, но чаще наблюдается жесткий диктат невыгодных условий сотрудничества. К тому же, такие совместные проекты газопереработки пока единичны.

Регионы нефтедобычи болеют за ПНГ

Регионы нефтедобычи болеют за успех. Но не все из них делают это с одинаковой отдачей. Так, например, Сибирский федеральный округ при относительно небольшой доле добычи ПНГ несколько лет был лидером в стране по факельному сжиганию газа. Однако ныне сибиряки усиленными темпами компенсируют отставание, и теперь по данным 2016 года, эстафета худшего показателя полезного использования ПНГ (75%) перешла к Северо-Западному ФО.

Лучшие результаты отмечены в Дальневосточном (95%), Уральском (93%) и Южном (95%) федеральных округах.

Но проблема рационального использо-

вания ПНГ остается по-прежнему острой в ряде регионов и компаний, особенно среди небольших независимых производителей. И несмотря на установленное повышение штрафов в 2020 году, уже становится понятно, что далеко не все смогут достичь установленного целевого показателя.

Регулятором и неформальным лидером рынка здесь могут и должны выступать региональные власти, которые заинтересованы и способны в целях благосостояния своего региона представлять и объединять интересы разных добывающих и перерабатывающих компаний. Не только штрафами и контролем, но и субсидиями и новаторскими предложениями по консолидации усилий способствовать реализации инвестиционных проектов, направленных на полезное использование ПНГ.

Максимальное использование ПНГ возможно

Для понимания направления движения в целях повышения коэффициента полезного использования ПНГ рассмотрим практику применения попутного газа и потенциал роста.

- Сегодня наиболее распространены:
- переработка газа на ГПЗ;
 - использование газа для собственных нужд на месторождении;
 - поставка ПНГ местным потребителям для отопления и электрогенерации;
 - обратная закачка газа в пласт для повышения внутрискластового давления и увеличения выхода нефти;
 - поставка нефтяного газа в газотранспортную систему.

Таблица

Год	2012	2013	2014	2020
Повышающий коэффициент	4,5	12	25	100



Рациональное использование ПНГ на Пяяхинском месторождении ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» обеспечивают газокomppressorные установки от компании ЭНЕРГАЗ

Половина извлекаемого попутного газа поступает на ГПЗ, где происходит переработка в сухой отбензиненный газ (СОГ) и широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ) для дальнейшей глубокой переработки на газофракционирующих установках (ГФУ), где получают топливо (СУГ) и другое сырье для нефтехимической промышленности.

Объем российской газопереработки в последние годы растет исключительно за счет увеличения переработки ПНГ. Доля ПНГ на газоперерабатывающих заводах в 2016 году достигла 47,1%, а в апреле 2016 г составила рекордные 51,8%. Стоит также отметить, что попутный газ во многих случаях является более ценным сырьем для газохимии, чем природный газ, так как он богат фракциями C^{2+} .

Крупнейшим игроком рынка переработки газа является «СИБУР Холдинг». Газоперерабатывающие мощности имеют также ВИНК и «Газпром». Небольшие независимые участники отрасли в большинстве своем только присматриваются к относительно новым на рынке мало- и среднетоннажным газоперерабатывающим и газофракционирующим установкам.

Проекты по **компримированию ПНГ** за последнее время реализовали некоторые НК («ЛУКОЙЛ», «Роснефть», «Башнефть»), что упрощает логистику к конечным потребителям.

В целом, можно говорить о планомерном росте поставок попутного газа на переработку, но, к сожалению, ситуация с остальными видами утилизации ПНГ сложнее.

В силу технологических причин объем ПНГ, который можно закачивать в ГТС, не может превышать 5% от объема природного газа, перерабатываемого по трубопроводу, да и существующая ГТС практически полностью загружена.

Закачка в пласт остается технологически сложным способом утилизации ПНГ с высокими капитальными и операционными издержками. При этом не весь ранее закаченный в пласт попутный газ подлежит дальнейшему извлечению, а увеличение нефтеотдачи заметно не на всех этапах разработки месторождения.

Потенциал применения ПНГ на собственные нужды месторождений также ограничен. Случается, чтобы уменьшить штрафы, нефтяники целенаправленно искали газовые электрогенераторы с минимальным КПД, а затем «освещали лес». Но даже при таком варианте «рациональной» смекалки весь извлекаемый на месторождениях ПНГ утилизировать не получается.

Поставки газа местным потребителям – это непрофильный для нефтяников бизнес, в который они вникают редко и время ему не уделяют.

Постепенное развитие получают схемы

на стыке двух вышеописанных методов утилизации ПНГ: аутсорсинг обеспечения электроэнергией месторождения и поставки газа и электричества местным производителям. Независимая компания заключает договор с недропользователем на приобретение попутного газа и обязуется обеспечивать месторождение электроэнергией. После чего поблизости размещает блочно-модульный комплекс по подготовке газа и электрогенерации.

В итоге добывающая компания избавляется от штрафов за нецелевое использование ПНГ, перекладывает капитальные издержки и эксплуатационные риски на стороннюю компанию. В свою очередь, эксплуатирующая организация получает клиента по электроэнергии и может выстраивать сбыт тепла и электричества для близлежащих населенных пунктов, а затем модернизировать оборудование и заниматься глубокой переработкой попутного газа.

Помощь участникам рынка

Государственные органы в лице министерств, конечно, могут традиционно пользоваться методом «кнута и пряника». Здесь эффективно разумное и дальновидное сочетание. Если ужесточать наказания уже некуда, то следует перейти к совершенствованию контроля и выявлять «уклонистов».

Мотивационным «пряником» могут стать субсидии переработчикам газа (особенно стартапам малых компаний), финансирование научных разработок в сфере полезного использования ПНГ и мораторий на новые глобальные изменения госрегулирования нефтегазового сектора, которые вынуждают добывающие компании «экономить силы» и откладывать инвестиционные проекты.

Региональные власти также способны предоставлять субсидии на местном уровне, но главное – они могут стать генератором, объединяющим нефтяников (в том числе между собой), переработчиков и НИИ. Важно, что местные власти, кроме улучшения экологических, промышленных и социальных показателей региона, получают приток инвестиций в виде косвенных налогов.

Общественным организациям пришла пора менять подход в общении с участниками рынка от жестких обвинений к предложениям сотрудничества.

Добывающим компаниям важно стать более открытыми. Речь идет не только

о включении экологического раздела в годовые отчеты, а о реальном предоставлении заинтересованным лицам данных по уровню утилизации ПНГ на каждом месторождении. Сейчас подобная информация является коммерческой тайной, но через открытый доступ к информации малый и средний бизнес сможет предложить перспективные возможности и конкретные технологические проекты по максимальному использованию ценного сырья.

Переработчикам необходимо активнее приглашать на недозагруженные мощности ГПЗ сторонних поставщиков, совместно прорабатывать логистику поставок и, главное, предоставлять справедливые коммерческие условия за свои услуги.

Проблему рационального использования ПНГ сложно и даже невозможно решить отдельно взятой компании. Ключ

к успеху – в сотрудничестве профессионалов и всех заинтересованных сторон.

Вместо заключения

С принятием решения Минприроды России о повышающих коэффициентах платы при сжигании попутного нефтяного газа уровень утилизации ПНГ вырос по крупнейшим компаниям с 76% (в 2012 г.) до 90% (в 2016 г.). Об этом 27 октября 2017 года сообщил министр природных ресурсов и экологии РФ Сергей Донской на заседании Оргкомитета по проведению V Всероссийского съезда по охране окружающей среды и II Международной выставки-форума ЭКОТЕХ. «В 2012 году Россия входила в антирейтинг стран с высоким уровнем сжигания ПНГ. Благодаря инициативе Минприроды России значительному увеличению платежей за сжигание ПНГ произошел значи-

тельный рост инвестиций в переработку», – подчеркнул глава Минприроды России.

По словам министра, за четыре года применения данного постановления ведущие ВИНК инвестировали в проекты по рациональному использованию ПНГ более 266 млрд руб., в среднем ежегодно на 27,5% выше, чем за три года, предшествующие его применению.

«Мы считаем, что эти шаги должны быть примером для предприятий-загрязнителей, которые с 2019 года будут внедрять наилучшие доступные технологии, обеспечивая значительное сокращение сбросов и выбросов, а также внедрение современных технологий переработки отходов», – отметил министр С. Донской.

Статья подготовлена пресс-центром Группы компаний ЭНЕРГАЗ (с использованием материалов CREON Energy).

Новости

«Мессояханефтегаз»: попутный нефтяной газ для нужд газотурбинной станции

«Мессояханефтегаз», совместное предприятие «Роснефти» и «Газпром нефти», получил положительное заключение Главгосэкспертизы России на проект обустройства кустовых площадок под закачку попутного нефтяного газа (ПНГ) в пласт на Западно-Мессояхском месторождении с межпромысловым газопроводом от Восточной Мессояхи. Проект по хранению ПНГ в газовой шапке соседнего нефтегазоконденсатного месторождения уникален для нефтегазовой отрасли.

В ходе реализации проекта предприятие построит на двух лицензионных участках необходимые объекты инфраструктуры: компрессорную станцию мощностью 1,5 млрд кубометров газа в год – на Восточной Мессояхе, две кустовые площадки с девятью скважинами для закачки ПНГ в пласт – на Западной Мессояхе. Два месторождения свяжет межпромысловый газопровод протяженностью 54 км для транспортировки компримированного газа.

Реализация нового проекта позволит «Мессояханефтегазу» максимально эффективно использовать попутный нефтяной газ. Уже сейчас ПНГ, полученный в процессе добычи нефти на Мессояхе, идет на технологические нужды промысла – для работы газотурбинной электростанции, а также является топливом для печей нагрева нефти и котельных. Транспортировка и последующая закачка ПНГ с Восточной Мессояхи в газовую шапку соседнего Западно-Мессояхского месторождения даст возможность в дальнейшем использовать газ из подземного хранилища. Реализовать такой проект непосредственно на Восточной Мессояхе – на месторождении, где идет активная добыча нефти, не позволяет его геологическое строение – нет залежей с подходящими характеристиками и участками для хранения больших объемов газа.

«Проект по утилизации попутного газа на Мессояхе станет уникальным для компании. Впервые мы используем так называемые подземные хранилища для решения вопроса утилизации ПНГ. Для компании это новая практика, в случае успеха мы сможем тиражировать данную технологию на дру-

гих предприятиях», – отметил Денис Сугаипов, директор дирекции по крупным проектам БРД, генеральный директор «Газпромнефть-Развитие».

«Утилизация попутного нефтяного газа – задача высокого приоритета для нефтедобывающего предприятия. Строительство подземного хранилища ПНГ и объектов газовой инфраструктуры позволит достичь на Мессояхе максимального показателя по рациональному использованию газа и даст возможность реализовать нестандартный для России проект, имеющий большое значение для экологии», – рассказал Виктор Сорокин, генеральный директор «Мессояханефтегаза».

При строительстве объектов подготовки и транспортировки газа планируется использовать оборудование отечественного производства. Вся инфраструктура будет возводиться путем блочно-модульной сборки в максимальной заводской готовности. Это обеспечит высокие темпы строительства и общую рентабельность проекта. Его планируется реализовать за два с половиной года.

