



СЧЕТНАЯ ПАЛАТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ул. Зубовская, д. 2, Москва, 119991

Тел.: 986-05-09, факс: 986-09-52

« 9 » марта

№ 01-347/11-02

Председателю Совета Федерации
Федерального Собрания
Российской Федерации

С.М.МИРОНОВУ

Уважаемый Сергей Михайлович!

Счетная палата Российской Федерации направляет аналитическую записку по итогам экспертно-аналитического мероприятия «Оценка величины экономического и экологического ущерба от сжигания нефтяного попутного газа и оценка затрат на мероприятия, позволяющие обеспечить доведение уровня утилизации нефтяного попутного газа в Российской Федерации до 95 % в 2012 году», проведенного в соответствии с Планом работы Счетной палаты Российской Федерации на 2009 год.

Аналитическая записка о результатах экспертно-аналитического мероприятия утверждена Коллегией Счетной палаты Российской Федерации (протокол от 5 февраля 2010 г. № 4К (706)).

Приложение: на 39 л. в 1 экз.

Председатель

С.В.Степашин

Аппарат Соед'федерации
Управляй© информационного и д

АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЗАПИСКА

по итогам проведения экспертно-аналитического мероприятия «Оценка величины экономического и экологического ущерба от сжигания нефтяного попутного газа и оценка затрат на мероприятия, позволяющие обеспечить доведение уровня утилизации нефтяного попутного газа в Российской Федерации до 95 % в 2012 году»

(утверждена Коллегией Счетной палаты Российской Федерации
(протокол от 5 февраля 2010 г. № 4К (706))

Введение

Данное экспертно-аналитическое мероприятие проведено в соответствии с обращением Председателя Комиссии Совета Федерации по естественным монополиям Федерального Собрания Российской Федерации Н.И.Рыжкова от 6 ноября 2009 г. №3.21-21/469 путем направления запросов в федеральные органы исполнительной власти и организации, указанные в пункте 4 настоящей аналитической записки.

В послании Президента Российской Федерации Федеральному Собранию Российской Федерации 12 ноября 2009 года было отмечено, что повышение энергоэффективности, переход к рациональной модели потребления ресурсов является одним из приоритетов в модернизации нашей экономики.

Указано, что вопиющим фактом, примером неэффективного использования энергоресурсов остается сжигание попутного газа.

Нефтяной попутный газ - это ценнейшее химическое сырье и высокоэффективное органическое топливо.

Попутный газ, помимо метана, содержит значительное количество этана, пропана, бутана и других предельных углеводородов, а также неуглеводородных компонентов.

Рациональное использование НПГ в современную эпоху, при нарастающем дефиците энергоносителей является неотъемлемой частью эффективного энергопользования.

Попутный газ имеет высокую теплотворную способность, колеблющуюся в пределах от 9 000 до 15 000 Ккал/м³, но его использование как топлива затруднено нестабильностью состава и наличием большого количества примесей, что требует дополнительных затрат на очистку газа.

По геологическим характеристикам различают НПГ газовых шапок и газы, растворённые в нефти. То есть попутный нефтяной газ представляет собой смесь газов и паров углеводородных и не углеводородных компонентов, выделяющихся из нефтяных скважин и из пластовой нефти при её сепарации.

Компонентный состав НПГ неоднороден и зависит от ряда причин: качественных характеристик нефти (плотности, вязкости, качественного состава), стадии разработки месторождения, времени года, способов добычи нефти, оборудования и способов его извлечения из нефти и других факторов. Попутные нефтяные газы представляют собой сложную смесь органических и неорганических веществ переменного состава. Часто они включают химически активные вещества: сероводород, диоксид серы и углекислый газ. Наличие свободного кислорода добавляет окислительную коррозию. НПГ содержат и высокомолекулярные соединения, склонные к налипанию и коксованию на поверхностях добычного оборудования и систем контроля. Кроме того, в их состав часто входят механические примеси (как правило, песок), которые оказывают эрозионное воздействие на любые поверхности, с которыми соприкасается поток газа. Наконец, низкие давления добываемого НПГ создают определенные сложности при его транспортировке.

Плотность НПГ варьирует от 0,67 кг на куб. метр (на месторождениях в Ямало-Ненецком автономном округе) до 1,74 кг на куб. метр (на месторождениях в Удмуртии и Самарской области). В зависимости от района добычи с 1 тонны нефти получают от 25 до 800 м. куб. попутного нефтяного газа.

По информации Минэнерго России¹ о составе НПГ нефтегазовых месторождений, расположенных на территории Российской Федерации, свойства попутного нефтяного газа зависят от свойств добываемой нефти и различны для различных месторождений. НПГ представлен преимущественно углеводородами парафинового ряда от метана до гексана включительно.

Средний компонентный состав попутного нефтяного газа (в процентах): метан - 58 - 80%, этан - 5 - 15%, пропан - 6 - 12%, бутан - 2 - 6%, пентан - 1 - 2%, углекислый газ - 0,26%, азот - 0,62%.

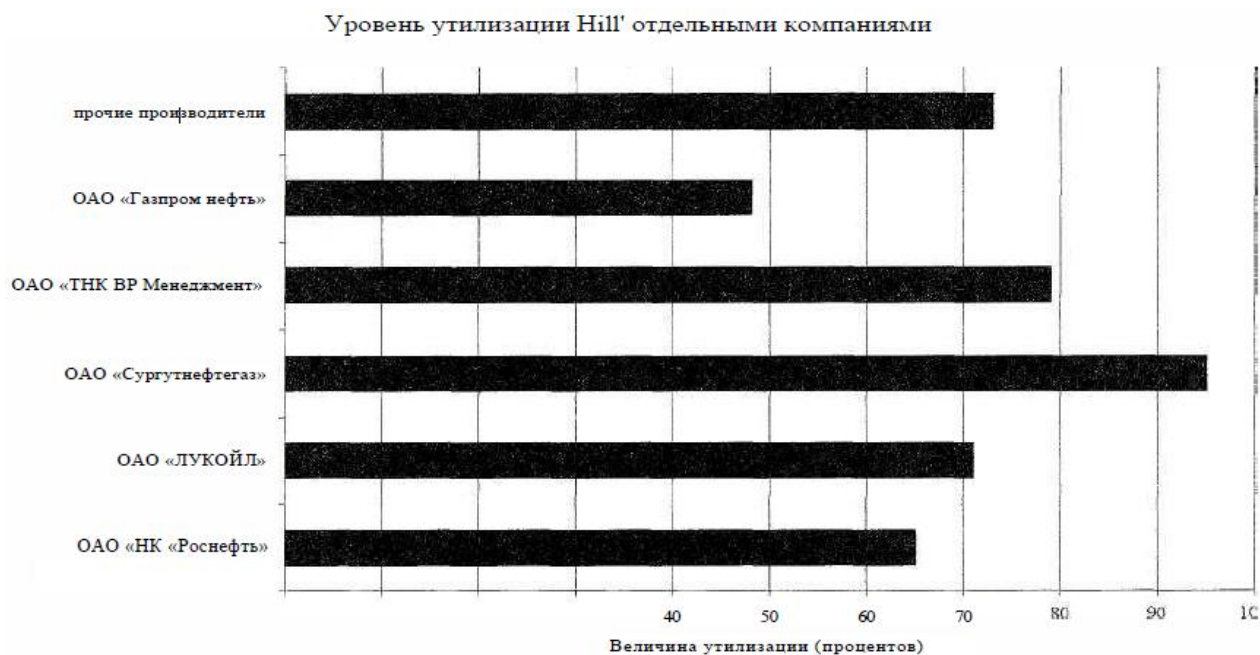
В экономически развитых странах, благодаря передовым технологиям используемых ведущими мировыми нефтегазовыми компаниями и жестким экологическим требованиям, уровень утилизации НПГ достигает 97 - 99%. Так, например, в США уровень утилизации НПГ составляет 97%, в Норвегии - 98%.

По данным Минэнерго России² в России уровень утилизации НПГ в настоящее время составляет 77,5%, в том числе по отдельным нефтедобывающим компаниям:

¹ Письмо от Минэнерго России от 14.12.2009 № СК-9883/05

² Письмо от Минэнерго России от 14.12.2009 № СК-9883/05

ОАО «НК «Роснефть» - 65%;
ОАО «ЛУКОЙЛ» - 71%;
ОАО «Сургутнефтегаз» - 95%;
ОАО «ТНК ВР Менеджмент» - 79%;
ОАО «Газпром нефть» - 48%;
прочие производители - 73%.



7.1. Анализ нормативно-правовой базы, регламентирующей деятельность по утилизации НПГ.

Единый нормативный правовой акт, касающийся вопросов вовлечения в хозяйственный оборот нефтяного попутного газа, до настоящего времени отсутствует. Федеральные законы, постановления и распоряжения Правительства Российской Федерации определяют платежи за расходование природных ресурсов, а также норму качества атмосферного воздуха, выраженную предельно допустимой концентрацией (ПДК) вредного вещества в окружающем воздухе, изменяемом в процессе утилизации НПГ. В Кодексе Российской Федерации об административных правонарушениях содержатся нормы об административной ответственности за нарушение правил эксплуатации оборудования для очистки газов или контроля выбросов в атмосферный воздух.

Ратификация Россией Киотского соглашения (Федеральный закон от 4 ноября 2004 г. № 128-ФЗ «О ратификации Киотского протокола к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата») ставит на новый уровень взаимоотношения государства, регионов и нефтедобывающих компаний в вопросе утилизации НПГ. Протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата устанавливает для стран-участниц ограничения на выброс парниковых газов. В первом бюджетном периоде (2008 - 2012 годы) Россия имеет обязательства по ограничению выбросов на уровне 1990 года, когда был достигнут максимальный уровень промышленного

производства, но после 2012 года условия для нашей страны будут существенно ужесточены.

По данным Минприроды России³, в настоящее время прямо или косвенно вопросы использования НПГ регулируются 21 федеральным законом и 37 постановлениями и распоряжениями Правительства Российской Федерации, а также рядом отраслевых стандартов.

Однако, несмотря на достаточно большое количество действующих нормативных и правовых актов, в той или иной степени затрагивающих вопросы НПГ, уровень утилизации НПГ нефтедобывающими компаниями в настоящее время не отвечает требованиям, поставленным руководством страны.

Кроме того, отсутствует единый орган, осуществляющий контроль за уровнем использования НПГ.

Одним из путей повышения уровня рационального использования НПГ является включение в лицензионные соглашения на добычу нефти обязательных требований по достижению намеченных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 г. №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» целевого показателя сжигания НПГ на факельных установках на 2012 год и последующие годы в размере не более 5 % от объема добытого попутного нефтяного газа. Однако, как отмечено в Государственном докладе Минприроды России «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2008 году» от 23 декабря 2009 года, ужесточение лицензионных требований в части утилизации НПГ затруднено из-за несовершенства нормативной правовой базы.

К мерам предупредительного и ограничительного характера следует отнести рассмотрение и согласование проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья с учетом требований по объемам утилизации НПГ. При рассмотрении проектной документации на разработку нефтяных и нефтегазовых месторождений определяются ежегодные объемы добываемого НПГ и возможности его использования (процент утилизации). Утилизация НПГ должна быть обеспечена проектами обустройства месторождений, которые подлежат постоянному контролю в части выполнения проектных решений по утилизации НПГ, приведенных в проектах обустройства.

Следует отметить, что Минприроды России не осуществляет разработку нормативного акта Правительства Российской Федерации, касающегося включения в лицензионные соглашения на добычу нефти обязательных требований по строительству газосборных сетей и мощностей по переработке НПГ вблизи объектов добычи, но поддерживает необходимость разработки федеральной целевой программы рационального использования НПГ.

³ Письмо Минприроды России от 09.12.2009 г. № 02-11-28/17583

В соответствии с решениями, принятыми на совещании у Председателя Правительства Российской Федерации В.В.Путина (пункт 3 протокола от 10 ноября 2009 г. №ВП-П9-51пр.) Минэнерго России совместно с заинтересованными органами исполнительной власти поручено подготовить предложения по созданию системы стимулирования с применением, в том числе, налоговых каникул, льготных кредитных процентных ставок, приоритетного доступа к сетям для:

- газоперерабатывающих и нефтехимических производств;
- электрогенерирующих объектов на основе использования попутного (нефтяного) газа.

В настоящее время Минэнерго России ведется работа по решению поставленных задач.

В части налогового регулирования рационального использования НПГ можно отметить следующее.

В соответствии с подпунктом 3 пункта 2 статьи 337 Налогового кодекса Российской Федерации газ горючий природный (растворенный газ или смесь растворенного газа и газа из газовой шапки) - т.е. попутный газ, из всех видов месторождений углеводородного сырья, добываемый через нефтяные скважины, относится к видам добытого полезного ископаемого.

Пунктом 1 статьи 342 Главы 26 Налогового кодекса Российской Федерации для попутного газа установлена налоговая ставка по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в размере 0 рублей, что позволяет снизить затраты предприятий, осуществляющих добычу углеводородов, на утилизацию попутного газа. Отмена существующей нулевой ставки НДПИ в части объемов неутраченного попутного нефтяного газа увеличит налоговую нагрузку на нефтяные компании, что может привести к консервации действующих объектов нефтедобычи, находящихся на конечной стадии эксплуатации, а также к приостановлению освоения новых, мелких и средних месторождений. Снижение добычи нефти, в свою очередь, может привести к сокращению поступлений в бюджеты от нефтяной отрасли, что в условиях дефицита бюджета является неприемлемым.

По мнению Минприроды России⁴, действующая в настоящее время нулевая ставка НДПИ при добыче и последующей утилизации НПГ является одной из мер экономического стимулирования привлечения инвестиций в полезное использование НПГ.

Нерациональное использование НПГ в виде его сжигания на факельных установках ведет к загрязнению окружающей среды.

По оценке Минприроды России, на втором месте по объемам выбросов в атмосферный воздух от стационарных источников находятся производства, связанные с добычей полезных ископаемых (28 %), в первую очередь предприятия, занимающиеся добычей сырой нефти и НПГ.

Согласно Федеральному закону от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» технический норматив выброса - норматив выброса

вредного (загрязняющего) вещества в атмосферный воздух устанавливается федеральным органом исполнительной власти в области охраны окружающей среды или другим уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти по согласованию с федеральным органом исполнительной власти в области охраны окружающей среды.

В соответствии с Положением о нормативах выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на него, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 2 марта 2000 г. №183, технические нормативы выбросов для отдельных видов стационарных источников выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух устанавливаются техническими регламентами.

В целях государственного регулирования выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух устанавливаются предельно допустимые выбросы.

Величины штрафных санкций за сжигание НПГ сверх установленных норм или в нарушение специального разрешения, наложение которых регламентируется Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, ниже, чем в других развитых нефтедобывающих странах мира.⁵

В случае невозможности соблюдения юридическими лицами, имеющими источники выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, предельно допустимых выбросов территориальные органы федерального органа исполнительной власти в области охраны окружающей среды могут устанавливать для таких источников временно согласованные выбросы по согласованию с территориальными органами других федеральных органов исполнительной власти.

Временно согласованные выбросы устанавливаются на период поэтапного достижения предельно допустимых выбросов при условии соблюдения технических нормативов выбросов и наличия плана уменьшения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух.

Сроки поэтапного достижения предельно допустимых выбросов устанавливаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации по представлению соответствующих территориальных органов специально уполномоченного федерального органа исполнительной власти в области охраны атмосферного воздуха.

В части установления нормативов допустимых выбросов на источниках сжигания НПГ в адрес территориальных органов Ростехнадзора направлено письмо об установлении нормативов предельно допустимых выбросов на основе целевых показателей, определенных проектной документацией, программы по рациональному использованию НПГ и постановлением Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 г. № 7.⁶

⁵ Письмо Росприроднадзора от 15.12.2009 г. ВС-02-29/8771

⁶ Письмо Минприроды России от 09.12.2009 г. № 02-11-28/17583

Проектные показатели утилизации НПГ регулируются программами развития работ, представляемыми ежегодно нефтедобывающими компаниями, где определяются показатели добычи, использования и сжигания НПГ (в абсолютных и относительных значениях). Программами рационального использования НПГ, подготовка которых также осуществляется нефтедобывающими компаниями, определяются ограничения (целевые показатели) по объемам добычи, использования и сжигания НПГ на соответствующие годы. Таким образом, нефтедобывающие компании по согласованию с соответствующим федеральным органом исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации берут на себя обязательства по осуществлению мер по снижению объемов НПГ, направляемого на сжигание на факельных установках и, соответственно, на снижение выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и обеспечению достижения заявленных целевых показателей в определенные данными программами сроки.

По информации Ростехнадзора⁷, в связи с отсутствием в настоящее время нормативного правового акта, регламентирующего порядок ведения государственного учета объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду и вредных физических воздействий на атмосферный воздух, учет этих объектов ведется территориальными органами Ростехнадзора в рамках исполнения государственных функций по установлению нормативов допустимых выбросов и выдачи разрешений на выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух. По состоянию на 1 декабря 2009 г. на учете в территориальных органах Ростехнадзора состоит 168 нефтедобывающих компаний, осуществляющих добычу на 871 месторождении. При этом у 34 компаний отсутствуют разрешения на выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух.

По мнению Ростехнадзора, мерами налогового стимулирования в отношении вновь создаваемых предприятий по переработке нефтяного попутного газа могут быть следующие:

1. Введение нулевой ставки налога на имущество и ставки налога на прибыль сроком на 5 (пять) лет на объекты переработки НПГ, введенные в действие после 1 января 2010 года.

2. Введение нулевой ставки акциза на синтетическое автомобильное топливо, производимое из НПГ или сухого газа, являющегося продуктом переработки НПГ, если оно произведено в рамках рассматриваемых проектов сроком на 5 (пять) лет.

3. Освобождение от уплаты ввозных таможенных пошлин на оборудование и технологии, применяемые при добыче, хранении, транспортировании и переработки попутного нефтяного и природного газов, в случае закупки оборудования, не производимого в Российской Федерации.

⁷ Письмо Ростехнадзора от 11.12.2009 г. № НК-23/745

В части совершенствования нормативно-правового регулирования утилизации НПГ ОАО «ТНК-ВР Менеджмент»⁸ поддерживаются следующие предложения:

- о преимущественном праве покупателей и поставщиков сухого (отбензиненного) газа (СОГ) на заключение договоров на его транспортировку;
- о дифференциации тарифов на услуги по транспортировке природного газа и СОГ, произведенного из НПГ;
- о применении льгот по взиманию платы при рациональном использовании НПГ и при инвестировании проектов, связанных с утилизацией НПГ.

Прежде всего, законодательные изменения должны быть направлены на установление приоритетного доступа к газопроводам производителей сухого (отбензиненного) газа. Если доступ в систему трубопроводов СОГ, произведенного из НПГ, не будет обеспечен, то добывающие нефть предприятия будут вынуждены снижать добычу нефти. Что, в свою очередь, может привести к сокращению поступлений в бюджеты от нефтяной отрасли, что в условиях дефицита бюджета является неприемлемым.

Кроме того, ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» полагает⁹:

- развитие законодательства должно происходить в направлении установления более четких, ясных и прозрачных правил взаимодействия государства и участников рынка в сфере добычи, транспортировки, переработки и коммерциализации НПГ;
- правила учета попутного нефтяного газа целесообразно разрабатывать и принимать в «пакете» с правилами учета нефти, разрабатываемыми Министерством энергетики Российской Федерации - они должны основываться на единых принципах;
- поскольку попутный нефтяной газ является сопутствующим компонентом при добыче нефти и не относится к самостоятельному виду полезных ископаемых, Компания считает, что нет необходимости в принятии самостоятельного законодательного акта, касающегося регулирования НПГ.
- регулирование одних и тех же отношений разными законодательными актами неизбежно приведет к коллизиям правовых норм и сложностям в правоприменительной практике;
- целесообразно направить усилия на подготовку предложений к готовящимся поправкам к законодательным и нормативным правовым актам.

Совершенствование нормативно-правовой базы Российской Федерации также стимулируется принятием модельных законов в рамках СНГ. Так, например, модельный закон «Об отходах производства и потребления», принятый постановлением на двадцать девятом пленарном заседании Межпарламентской Ассамблеи государств - участников СНГ от 31 октября 2007 г. №29-15, устанавливает требования к обращению с отходами, образующимися при недропользовании, и в соответствии со статьей 77 которого государственные нормативные акты в области обращения с отходами

⁸ Письмо от 18.11.2009 г. № 154-309-0090и-ТБ

⁹ Письмо от 30.09.2009 г. № 154-309/0070и

должны быть приведены в соответствие с указанным модельным законом в течение трех лет.

В настоящее время, в соответствии со статьей 2 Федерального закона «О газоснабжении» собственники газотранспортных систем обязаны обеспечить недискриминационный доступ только к свободным мощностям, принадлежащих им ГТС. При этом определение объема «свободных мощностей» является нерегламентированной нормой. В законодательстве отсутствуют нормы об аудите объемов «свободных мощностей» государственными органами регулирования.

Производители СОГ не обеспечены доступом к магистральным газопроводам. Собственник ГТС сохраняет единоличное право произвольно определять наличие или отсутствие у него «свободных мощностей». С целью исправления создавшегося правового вакуума необходимо скорректировать статью 27 Федерального закона «О газоснабжении» положением о приоритетном доступе к свободным мощностям газотранспортных сетей поставщикам объемов СОГ, получаемого при переработке НПП. Кроме того, необходимо в законодательном порядке гарантировать производителям СОГ технологический доступ к инфраструктуре (технологическое подключение к ГТС)¹⁰.

7.2. Анализ объемов получаемого НПП, его потерь и утилизации.

Проблему использования НПП необходимо рассматривать как долгосрочную и принимать решения, направленные на длительную перспективу.

Поскольку НПП содержит много ценных углеводородов, проект разработки месторождения нефти, как правило, предусматривает то или иное направление его использования.

Необходимость использования НПП обусловлена, с одной стороны, безвозвратной потерей ценного углеводородного сырья, а с другой стороны, предотвращением загрязнения окружающей среды. Более того, поскольку в качестве одного из постулатов своей политики государство определило рациональное использование природных ресурсов, а значит и максимальное использование НПП, во вновь выданные и актуализируемые лицензионные соглашения была включена норма, предписывающая недропользователю использовать значительную часть (до 95%) добываемого НПП¹¹.

Необходимо отметить, что 100% использование НПП во многих случаях технически затруднительно и экономически не целесообразно. Это касается использования НПП на малых и удаленных от основных мест переработки месторождениях, а также возникновения технологических ограничений, включая потери различного вида. Кроме того, полный запрет на сжигание НПП недопустим, т.к. в случае невозможности утилизации НПП (аварийная

¹⁰ Письмо ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» от 09.11.2009 г. № 110-196/0022и-ТБ

¹¹ Письмо Минприроды России от 09.12.2009 г. № 02-11-28/17583

остановка оборудования, аварийный выброс газа при превышении давления в газосепараторе, незначительный объем добычи на месторождении) факельные установки выполняют важную роль - обезвреживают НПГ, предотвращая возможный бесконтрольный взрыв.

Концепция утилизации добываемого углеводородного сырья Западной Сибири, разработанная еще в СССР, предусматривала создание системы сбора и переработки НПГ на приближенных к основным месторождениям нефти нескольких газоперерабатывающих заводов (далее - ГПЗ) с последующей транспортировкой готовой продукции на предприятия нефтехимии.

В мировой практике НПГ, как правило, внутренний продукт вертикально интегрированных нефтяных компаний. Практически все зарубежные нефтяные компании имеют в своем составе производственные мощности по утилизации НПГ и сами выбирают оптимальные направления его использования.

Прошедшая приватизация нефтяной отрасли привела к неравномерному распределению ГПЗ между различными собственниками. К настоящему времени часть ГПЗ вошли в состав добывающих компаний (например, Сосногорский и Оренбургский ГПЗ вошли в состав ОАО «Газпром», Нефтекумский ГПЗ в состав ОАО «Роснефть» и т.д.), основное же количество заводов оказалась сосредоточена в ОАО «Сибур». Именно по этой причине в России сложилась ситуация, в которой производители НПГ оказались отделены от его переработки.

Объем рынка НПГ меняется под воздействием ряда факторов. Один из них рост привлекательности НПГ, как сырья для нефтехимической промышленности. Влияние этого фактора стало ощущаться после 2000 года, когда в России стал расти спрос на нефтехимическую продукцию, сырьем для которой была широкая фракция летучих углеводородов (далее - ШФЛУ), получаемая из НПГ.

В 2000 году ОАО «Газпром» приобрел контрольный пакет ОАО «Сибур». Таким образом, переработка НПГ оказалась практически полностью под контролем организаций ОАО «Газпром». ОАО «Сибур» также выиграло от этой сделки, получив упрощенный «доступ» к газотранспортным мощностям ОАО «Газпром» сухого отбензиненного газа (далее - СОГ) получаемый в значительных объемах в результате переработки НПГ.

Во вновь выданных и актуализируемых лицензиях на разработку нефтяных месторождений есть нормы утилизации НПГ. Например, ОАО «Газпром нефть» имеет такие нормы на объем утилизации НПГ на 28 лицензионных участках, у ОАО «Русснефть» минимальный объем утилизации НПГ на Варьеганском лицензионном участке установлен в 95 %.

Однако, самое существенное то, что Правительством Ханты-Мансийского автономного округа (далее - ХМАО), на территории которого расположена большая часть разрабатываемых нефтяных месторождений, из которых НПГ поступает на рынок, утвержден единый процент утилизации НПГ в размере 95 %. Эта норма основана на законе ХМАО № 15-оз от 18.04.1996 года «О недропользовании» (в редакции закона ХМАО № 94-оз от 31.12.2004 года).

При этом необходимо отметить, что хотя на территории Российской Федерации имеется 24 ГПЗ и суммарная их мощность по переработке,

приводимая в государственной статистике, превосходит объемы добычи НПГ, переработка НПГ может производиться по технологическим и отчасти экономическим причинам только на части из них.

Именно по этой причине только 53,6 % (согласно данным Росстата¹²), от общего объема ресурсов НПГ перерабатывается на ГПЗ.

Кроме того часть НПГ, поступаая на ГПЗ готовится к дальнейшей транспортировке по трубопроводам для использования в качестве топлива, а не перерабатывается. На других ГПЗ отсутствует оборудование по переработке газа. Они также готовят НПГ к дальнейшей транспортировке.

Основные покупатели и поставщики на рынке НПГ приведены в таблице.

Покупатели НПГ	Поставщики НПГ	Установленная мощность ГПЗ, млн. м ³ /год
Усинский ГПЗ	ОАО «НК ЛУКОЙЛ»	1000
Отраденский ГПЗ	ОАО «НК Юкос»	1 100
Нефтегорский ГПЗ	ОАО «НК Юкос»	730
Миннибаевский ГПЗ	ОАО «Татнефть»	3 630
Пермнефтегазпереработка	ОАО «НК ЛУКОЙЛ»	500
Туймазинский ГПЗ	ОАО «Башнефть», ОАО «Татнефть»	490
Шкаповский ГПЗ	ОАО «Башнефть»	250
Коробковский ГПЗ	ОАО «НК ЛУКОЙЛ»	500
Нефтекумский ГПЗ	ОАО «Роснефть»	1 130
Локосовский ГПЗ	ОАО «НК ЛУКОЙЛ»	2 140
Зайкинский ГПП	ОАО «ТНК-ВР»	
Сургутский ГПЗ	ОАО «Сургутнефтегаз»	7 292
Белозерный ГПЗ	ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Русснефть»	4 280
Губкинский ГПЗ	ОАО «Роснефть»	2 336
Южно-Балыкский ГПЗ	ОАО «НК Юкос», ОАО «Роснефть»	1075
Красноленинский ГПЗ	ОАО «ТНК-ВР», ОАО «НК Лукойл»	2 140
Нижевартовский ГПЗ	ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Славнефть», ОАО «Русснефть»	8 560
Муравленковский ГПЗ	ОАО «Сибнефть», ОАО «НК ЛУКОЙЛ»	2 140
Всего		39 293

Остальные ГПЗ не занимаются переработкой НПГ. Сургутский ГПЗ, пропуская через себя около 13 млрд. м³ газа, перерабатывает порядка 7 млрд. м³, остальной газ подготавливается к транспортировке и отправляется без переработки для использования на местные государственные районные электростанции (далее - ГРЭС).

Суммарная установленная мощность по приему НПГ (по данным 2007 года) составляла около 39 млрд. куб. метров НПГ, т.е. 76,3 % всего количества НПГ, производимого в стране. Даже при существующем уровне установленного оборудования по приему НПГ, который значительно ниже, чем было запланировано при реализации программы утилизации в 95 %, рынок НПГ в целом может воспринять и больший объем НПГ, поскольку согласно

¹² Письмо Росстата от 09.12. 2009 г. № АК-03-08/4411

проектам ГПЗ помимо основного, устанавливаются и резервные мощности, включение которых может увеличить мощность приема НПП.

Однако на некоторых ГПЗ (например, Красноленинском) установок для выделения из НПП ШФЛУ нет, или их мощность недостаточна (Сургутский, Губкинский), или отсутствует инфраструктура для транспорта продуктов переработки НПП, что приводит к необходимости закачивания в магистральные газопроводы газа с большим содержанием высших углеводородов, или к отказу ГПЗ от приема НПП.

Проблему переработки НПП, не попадающего на ГПЗ, нефтедобывающие компании решают по-разному. Например, ОАО «Сургутнефтегаз», чтобы сократить затраты на приобретение электроэнергии и в связи с вводом в эксплуатацию удаленных от имеющейся инфраструктуры месторождений, разработал программу строительства газотурбинных электростанций действующих на НПП на период до 2007 года. Первая газотурбинная электростанция (далее - ГТЭС) на Конитлорском месторождении была введена в 2001 году. На промыслах компании действовало 11 ГТЭС суммарной установленной мощностью 307,5 МВт, четыре из них запущены в 2006 года. В 2007 году сданы в эксплуатацию три ГТЭС (на Северо-Лабатьюганском, Тромъеганском и Верхне-Надымском месторождениях), в 2008 году - еще три. В 2001 году «Сургутнефтегаз» приобрел у «СИБУРа» Сургутский ГПЗ. В 2002-2003 годах компания занималась увеличением загрузки действующих мощностей попутным газом с Федоровского, Рускинского, Савуйского и Родникового месторождений. В 2004 году на технологической площадке Сургутского ГПЗ началось строительство УПГ № 3 с турбодетандером, ввод которой в эксплуатацию летом 2006 года позволил увеличить мощности по переработке газа с 4,2 млрд. до 7,2 млрд. куб. метров в год. Все эти мероприятия позволили довести уровень использования НПП в ОАО «Сургутнефтегаз» до 95 %.

ОАО «Сибур» подготовил техническое задание на активизацию зарезервированной установки Муравленковского ГПЗ и строительство к нему нового газопровода с Сугмутского месторождения, а «Ноябрьскнефтегаз» заключил договор о сотрудничестве по утилизации попутного газа с «Ноябрьскгаздобычей». Договор предусматривает, в частности, строительство 5 5-километрового газопровода от Новогоднего месторождения до установки компримирования попутного газа Вынгапуровского промысла «Ноябрьскгаздобычи», где газ будет осушаться. Сдача газопровода в эксплуатацию осуществлена в 2007 году, что позволило «Ноябрьскнефтегазу» утилизировать до 70% попутного газа (рост на 1 млрд. куб. метров в год). Строительство на базе Вынгапуровской компрессорной станции нового ГПЗ для приема НПП с Новогоднего, Еты-Пуровского и Ярайнерского месторождений «Ноябрьскнефтегаза» позволит перерабатывать еще до 2 млрд. куб. метров НПП в год.

¹³ Информация Группы ЭРТА по данным ГП «ЦДУ ТЭК», официальный сайт

ОАО «Белкамнефть» в Удмуртии, дочернее предприятие ОАО НК «РуссНефть», были недавно подведены первые итоги запуска в эксплуатацию мультифазной насосной станции ROSSCOR. Внедрение нового оборудования позволило использовать попутный газ в технологическом процессе подготовки нефти на УПН «Черновское» и в котельной. Раньше котельная установки по подготовке работала на привозной нефти. Благодаря использованию современного оборудования значительно сократилось негативное воздействие на окружающую среду. Обязательные экологические платежи по Сосновскому месторождению снизились на 304 тыс. рублей в год.

По информации ГП «ИДУ ТЭК» при Минэнерго России¹⁴ количество извлеченного из недр попутного (нефтяного) газа в 2008 году составило 60,5 млрд. куб. метров и увеличилось по сравнению с 2001 годом (35,9 млрд. куб. метров) на 24,6 млрд. куб. метров или в 1,6 раза

Согласно данным, представленным Росстатом¹⁵, объем добычи НПГ в 2008 году составил 51,4 млрд. куб. метров.

В соответствии с информацией Министерства природных ресурсов Российской Федерации¹⁶ фактически в 2008 году добыто 39,5 млрд. куб. метров НПГ.

Таким образом установить точный объем добычи НПГ в Российской Федерации в рамках данного аналитического мероприятия не представляется возможным, так как официальная статистика не опирается на точные инструментальные замеры объемов добычи НПГ и его утилизации. Все данные носят расчетный, приблизительный характер в связи с отсутствием приборов учета на практически всех без исключения нефтепромыслах.

Как видно из приведенной ниже таблицы данные различных министерств и ведомств по объемам добычи и сжигания НПГ на территории Российской Федерации значительно отличаются.

Объемы добычи и сжигания НПГ на территории Российской Федерации

	Всего добыто НПГ	Сожжено в факелах и выбросы в атмосферу	Использование НПГ, в %
Минприроды России	39 581,0	12 072,2	69,5
Росстат	51 472,3	13 688,8*	76,8*
ГП «ИДУ ТЭК» при Минэнерго России	60 258,3	14 375,6	76,1
Ростехнадзор		15 599,2	

* показатели по крупным и средним компаниям

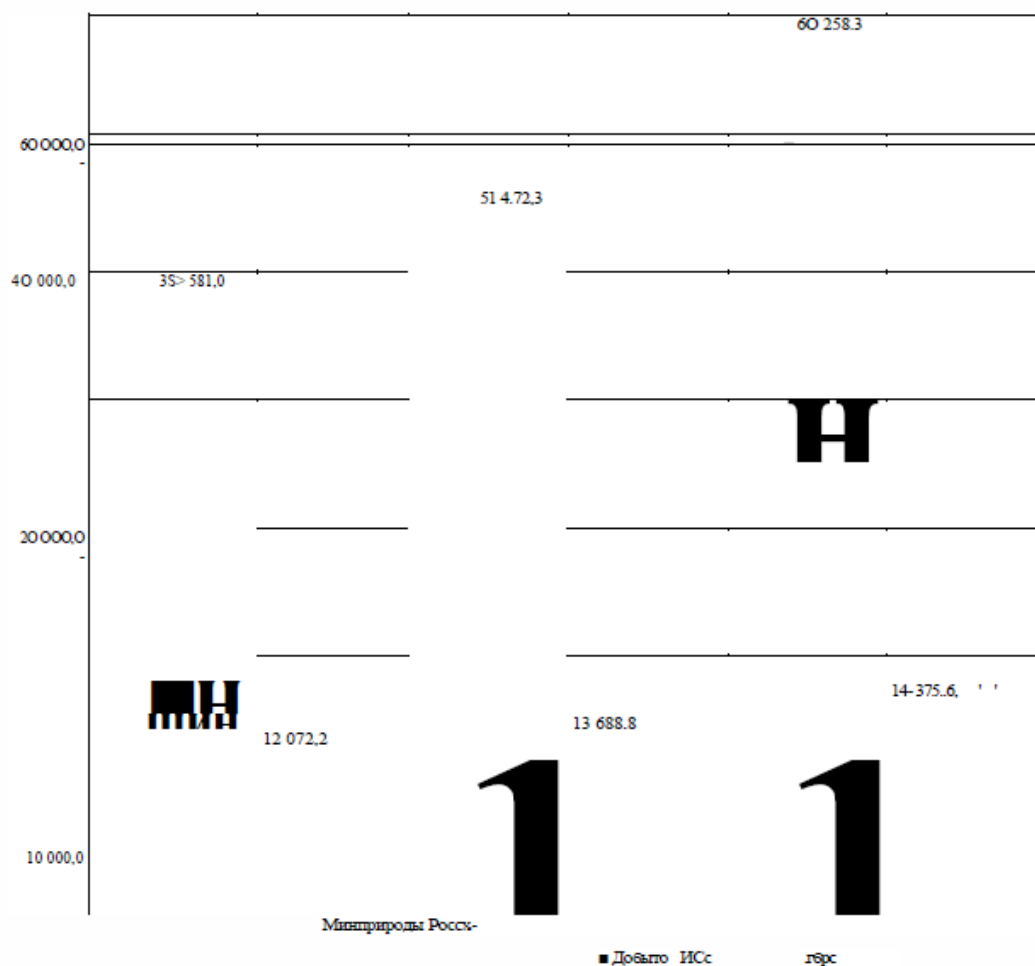
Аналогичная ситуация с информацией об объемах сжигания НПГ. Так, согласно материалам Минприроды России, в 2008 году сожжено в факелах и выброшено в атмосферу 12,1 млрд. куб. метров НПГ, по материалам Росстата - 13,7 млрд. куб. метров, согласно данным ГП «ИДУ ТЭК» при Минэнерго России - 14,4 млрд. куб. м, а по данным Ростехнадзора - 15,6 млрд. куб. метров.

¹⁴ Письмо Минэнерго России от 14.12.2009 г. № СК-9883/05

¹⁵ Письмо Росстата от 09.12.2009 г. № АК-03-08/4411

¹⁶ Письмо Минприроды России от 09.12.2009 г. № 02-11-28/17583

Объемы добычи, сжигания и выбросов в атмосферу НПГ в 2008 году

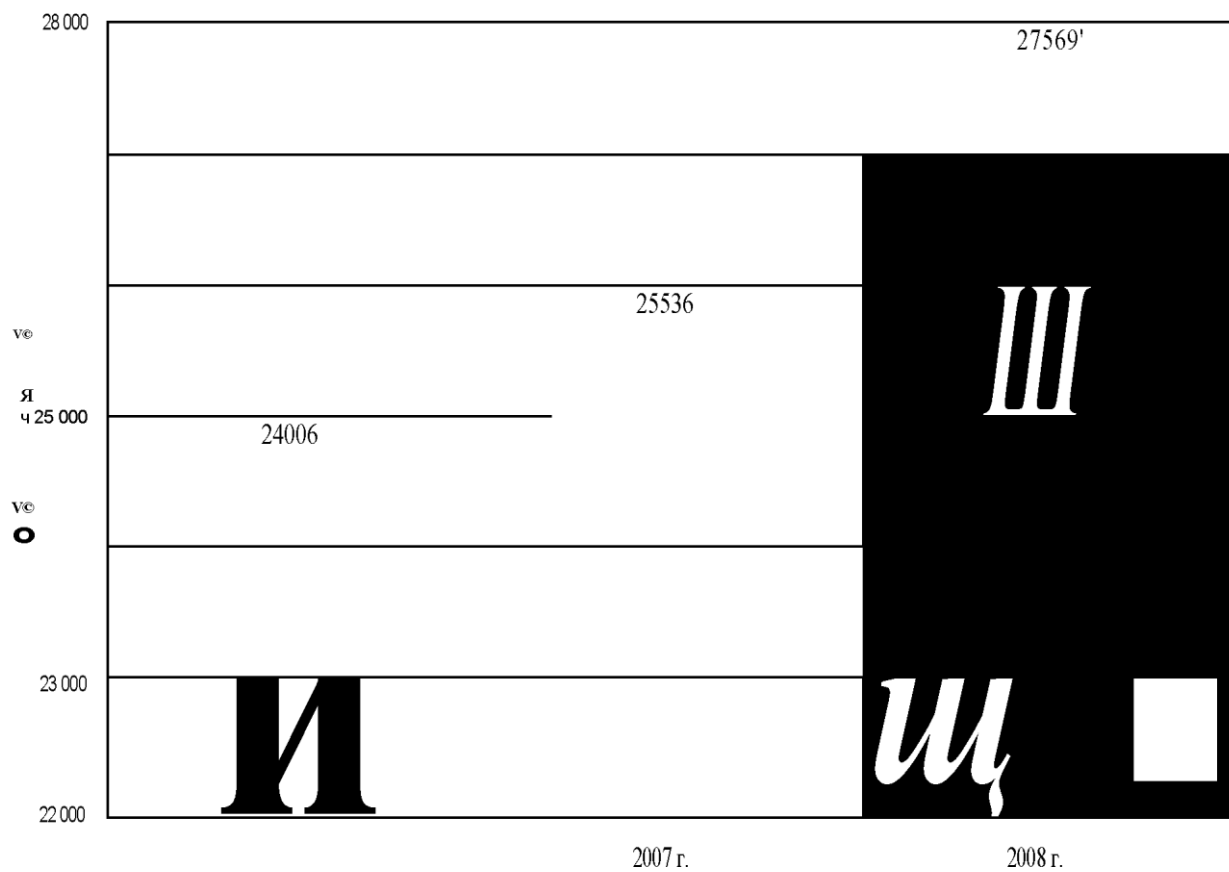


Таким образом, уровень использования НПГ в России в 2008 году согласно данным Минприроды составлял 69,5 %, по данным Росстата - 76,8 %, по данным ГП «ЦДУ ТЭК» при Минэнерго России - 76,1 %, что в любом случае ниже уровня использования НПГ в СССР, который достигал 80 %.

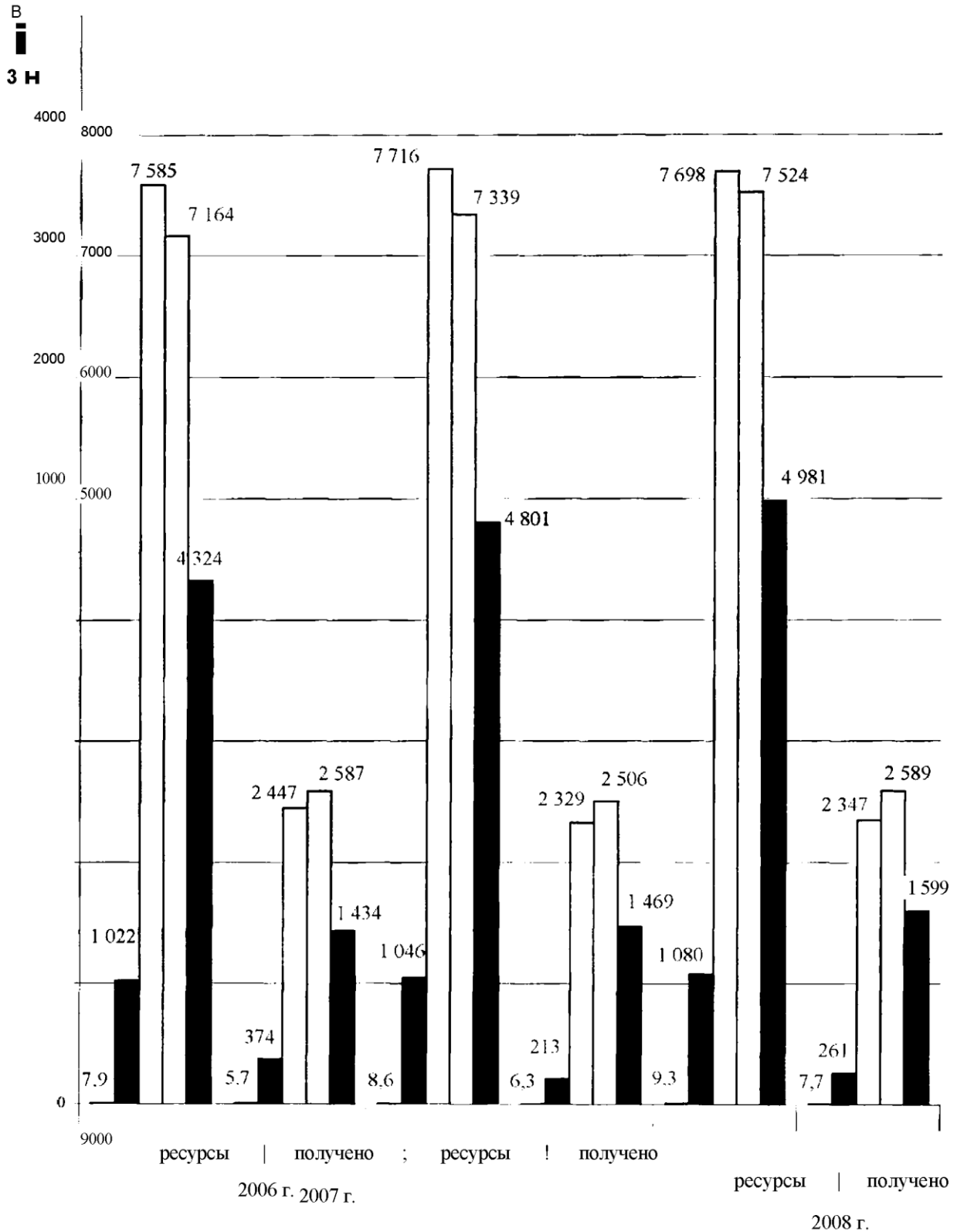
Данные Росстата, показывающие объемы извлекаемых при переработке НПГ полезных компонентов, приведены в таблице.

	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Поступило попутного газа на переработку, млн. м ³	24006	25536	27569
Ресурсы в попутном газе, тыс. т:			
серы	7,9	8,6	9,3
этана	1022	1046	1080
пропана	7585	7716	7698
буганов	7164	7339	7524
пентана и выше (стабильного конденсата)	4324	4801	4981
Произведено из попутного газа, тыс. т:			
серы	5,7	6,3	7,7
этана	374	213	261
пропана	2447	2329	2347
буганов	2587	2506	2589
пентана и выше (стабильного конденсата)	1434	1469	1599

Поступление НПП на переработку (по данным Росстата)



Извлечение полезных компонентов из НПГ (по данным Росстата)



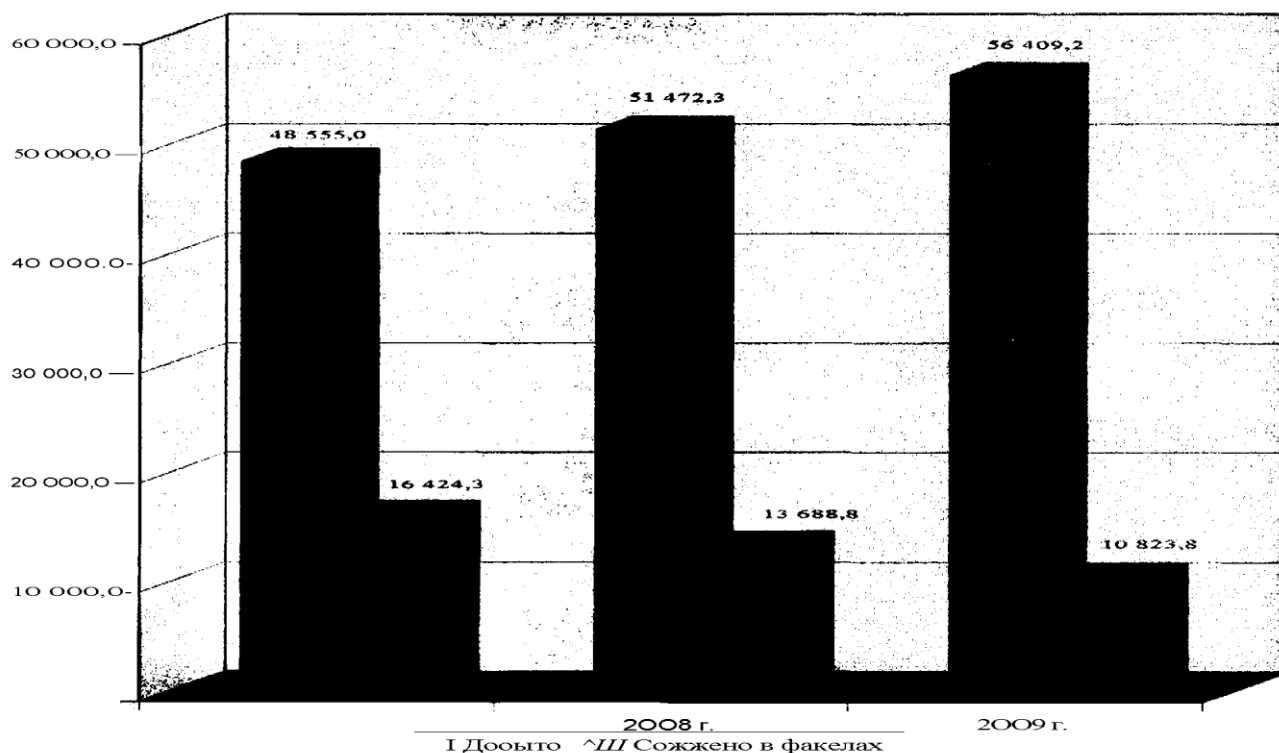
■ сера ■ этан □ пропан □ бутан ■ пентан и выше (стабильный конденсат)

Данные по оснащенности замерными установками факельных хозяйств крупных вертикально интегрированных нефтяных компаний приведены в таблице.

Компания	Всего факельных установок (ед.)	Оснащено замерными устройствами (ед.)	В процентах
ЛУКОЙЛ	117	13	11,1
Сургутнефтегаз	123	121	98,4
Роснефть	62	6	9,7
Газпром-нефть	20	11	55,0
ТНК-ВР	120	68	56,7
Славнефть	30	21	70,0
Сибнефть	10	3	30,0
Руснефть	18	9	50,0
Башнефть	5	4	80,0
Итого	505	256	50,7

Согласно данным Росстата¹⁸ положение дел с использованием крупными и средними нефтегазодобывающими компаниями НПГ в период 2007-2009 годов улучшается. Так, в 2007 году использование НПГ составило 73,2%, в 2008 году - 76,8 %, по оперативным данным ведомства за 2009 год - 80,8 %.

Добыча и сжигание НПГ в т.е. 2007-2009 годах, IV «ЖМ». куб. м-ж (оо даннь)* IV*



Следует отметить, что существует еще один способ учета количества НПГ, сожженного в факелах. Данный способ основывается на экспертных

¹⁹ Крюков В., Силкин В., Токарев А., Шмат В. «Как потушить факел на российских нефтепромыслах» 2008, стр. 25

¹⁸ Письмо Росстата от 09.12.2009 г. № АК-03-Q8/4411

оценках данных спутниковой разведки, осуществляющей наблюдение за факелами. В частности эксперты Минприроды России считают, что сжигается в факелах порядка 20,0 млрд. куб. метров НПГ в год.

При этом, согласно материалам ежегодного обзора «Проблемы использования НПГ в России» в рамках проекта Института мировой экономики и международных отношений РАН (далее - ИМЭМО РАН) и Российского отделения Фонда дикой всемирной природы расхождение в данных об объемах сжигания НПГ еще более существенны. Так, согласно оценке, отраженной в указанном обзоре, объем сжигания НПГ в России уже в 2007 году достиг 50,7 млрд. куб. метров, что практически сопоставимо с официальными данными об объемах добычи.

Очевидно, что Россия уверенно занимает лидирующее положение в мире по объему сжигаемого ею НПГ, который составляет от четверти до трети мирового объема.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что достоверные объемы добычи НПГ в Российской Федерации неопределены.

Потенциальная суммарная стоимость 1 млрд. куб. метров сожженного НПГ, по оценке Всемирного банка (www.worldbank.org), составляет порядка 3,4 млрд. долларов США. Таким образом, по различным оценкам в России в 2008 году сожжено НПГ на сумму от 40,8 млрд. долларов США до 172,4 млрд. долларов США.

При добыче НПГ неизбежно происходят его потери. Общий объем потерь НПГ формируются в основном за счет мелких, малых и удаленных месторождений, доля которых в целом по России увеличивается. Организация сбора НПГ с таких месторождений является капиталоемким мероприятием, с определенными эксплуатационными затратами в виду отдаленности и территориальной разбросанности месторождений.

В соответствии с «Методикой по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа» (разработана ОАО «НК «Роснефть» и утверждена 20 декабря 1994 года Минтопэнерго России) большая часть затрат на добычу НПГ включается в себестоимость нефти, что формально дает право отнести НПГ к отходам добычи нефти (аналогично пластовой воде). Таким образом, все затраты на промысловую подготовку НПГ, строительство сооружений внешнего транспорта газа (компрессорных станций, трубопроводов), эксплуатацию компрессорных станций нефтедобывающие предприятия относят на себестоимость добычи нефти.

Как следствие в Российской Федерации НПГ продолжают считать сопутствующим продуктом при добыче нефти. К нему не относятся как к полноценному сырью. Подтверждением этому служит тот факт, что на НПГ не распространяется НДС (ставка равна 0), ранее на него не распространялись акцизы, воспроизводство минерально-сырьевой базы (далее - ВМСБ), роялти и т.п. Ежегодные объемы добычи НПГ не утверждаются. Отсутствует контроль за изменениями остаточных запасов НПГ¹⁹.

¹⁹ Доклад «Пути повышения уровня использования попутного нефтяного газа» на заседании Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра)

Установить реальные объемы потерь НПГ при его добыче, в виду отсутствия счетчиков практически на всех нефтяных скважинах, невозможно.

По данным Минприроды России из добываемого НПГ 47 % используется компаниями недропользователями на нужды нефтепромыслов и списывается на технологические потери, сжигается на факелах порядка 27 % и отправляется на переработку 26 процентов.

Основными причинами нерационального использования НПГ являются следующие:

1. Отсутствие четкой государственной политики в лице профильных министерств и ведомств, в результате не действует фактор реального стимулирования и понуждения со стороны государства, включая правовые и технические аспекты административного регулирования.

2. Дефицит подготовленных квалифицированных кадров для ведения процессов переработки газа.

3. Отсутствие государственной структуры, осуществляющей контроль за учетом объемов НПГ от места добычи до места использования.

4. Отсутствие у недропользователей средств измерений объемов добываемого НПГ, нежелание нести дополнительные расходы по их закупке и установке.

5. Низкий уровень использования инновационных технологий, материалов и оборудования по утилизации НПГ.

6. Сравнительно высокая энергоемкость и материалоемкость продуктов, получаемых за счет утилизации НПГ.

7. Отсутствие федеральной целевой программы рационального использования НПГ, предусматривающей развитие газоперерабатывающих производств и транспортных систем с учетом обеспечения приема на переработку и транспортировку всего добытого НПГ, снижения природно-технологических рисков и максимальному сокращению удельных выбросов вредных веществ в атмосферу.

8. Отсутствие налогового стимулирования в отношении вновь создаваемых предприятий по переработке НПГ.

7.3. Анализ существующих способов утилизации НПГ, их стоимостная оценка и влияние на экологию.

НПГ является сырьевой основой для многих отраслей народного хозяйства, применим на предприятиях химической, нефтехимической, нефтеперерабатывающей промышленности. Используется для получения автомобильного топлива, метанола и других химических веществ.

Специфика добычи НПГ заключается в том, что он является побочным продуктом нефтедобычи. Потери НПГ связаны с неподготовленностью инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки и переработки, отсутствием потребителя. В этом случае попутный нефтяной газ просто сжигается на факелах.

Большая часть добываемого в России НПГ (95-97 %), по мнению Минприроды России может быть использована как сырье для газоперерабатывающих предприятий. Исключение составляют некоторые месторождения в Удмуртской республике, Самарской и Оренбургской областях с высоким содержанием азота, сероводорода и низкой теплотой сгорания (газ практически не горюч).

В настоящее время существует пять основных методов утилизации НПГ:

- переработка на газоперерабатывающих заводах с целью производства продукции с высокой добавленной стоимостью;
- химическая переработка в жидкие продукты;
- подготовка и реализация товарного газа потребителям;
- выработка тепловой и электрической энергии для снабжения бытовых и промышленных объектов, а также производство тепло - и электроэнергии с целью реализации;
- использование газа для собственных, в том числе технологических нужд недропользователей (для печей подогрева нефти, закачки в пласт для повышения нефтеотдачи и в газолифтном способе добычи нефти).

Каждый из способов имеет свою эффективную область применения. Выбор способа во многом зависит от конкретных условий объекта добычи.

Наиболее рациональный - это переработка на газоперерабатывающих установках (заводах), в результате которой получают «сухой отбензиненный газ» (далее - СОГ) (сходный с природным) и продукт под названием «широкая фракция легких углеводородов» (ШФЛУ). При более глубокой переработке номенклатура продуктов расширяется - газы (СОГ, этан); сжиженные газы (пропан, бутан и т.д.) и стабильный газовый бензин (СГБ). Все продукты, включая ШФЛУ, находят спрос, как на внутреннем, так и на внешнем рынках.

По информации Минпромторга России¹² ведущими российскими НИИ разработаны технологии утилизации НПГ, которые используются при изготовлении промышленного оборудования.

Так, ООО «Новые технологии» разработана технология и на ее основе подготовлено серийное производство блочно-модульных комплексов получения синтетической нефти, с потенциальными заказчиками ведутся переговоры об изготовлении промышленных вариантов. Капитальные затраты на изготовление опытно-промышленного образца оцениваются в 96,0 млн. рублей.

Компанией «Глоботэк» создано оборудование для разделения НПГ, которое сертифицировано как серийное оборудование для переработки от 5 до 300 млн. куб. м/год и предусматривает вариации для любого состава входящего газа и различные варианты конечной продукции.

ЗАО «НефтеГазТоп» разработало и осваивает новую технологию коммерческой утилизации факельных попутных газов малых нефтяных и газовых месторождений, удаленных от потребителей. Технология основана на сборе попутного факельного газа малых нефтяных и газовых месторождений.

¹⁰ Письмо Минприроды России от 09.12.2009 г. № 02-11-28/17583

¹¹ Письмо Минпромторга России от 09.12.2009 г. № АД-13535/05

Стоимость модульной установки для утилизации 25 млн. куб. м/год составляет около 2 млн. долларов США.

Кроме того, согласно информации Минпромторга России, техническим комитетом по стандартизации «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа» (ТК 23) представлен на утверждение в Ростехрегулирование проект ГОСТ Р «Нефтяная и газовая промышленность. Детали факельных устройств для общих работ на нефтеперерабатывающих предприятиях. Общие технические требования».

7.4. Анализ экономического и экологического ущерба от сжигания НПГ

Проведение анализа оценки экономического ущерба от сжигания НПГ затруднено, вследствие отсутствия достоверной информации как об объемах добычи НПГ, так и об объемах его сжигания. Данные об объемах сжигания НПГ на территории России по материалам представленным в ответ на запросы Счетной палаты весьма существенно различаются. Кроме того, существуют различные методы расчета указанного ущерба.

Так, по оценке специалистов Минэнерго России только в Ханты-Мансийском автономном округе сжигается 7,6 млрд. куб. метров НПГ, что сравнимо с уничтожением 6,5 млн. тонн нефти²². Таким образом, если в целом на территории России согласно данным Росстата сжигается 13,6 млрд. куб. метров НПГ, то это эквивалентно уничтожению 11,6 млн. тонн нефти.

Если взять для расчета данные ИМЭМО РАН и Российского отделения Фонда дикой всемирной природы, то согласно их данным в России на факелах сгорает 50,7 млрд. куб. метров НПГ, что эквивалентно 43,3 млн. тоннам нефти.

При средней рыночной стоимости нефти 70 долларов США за баррель (около 446 долларов за 1 тонну) потери согласно указанной методике расчета составляют от 5 173,6 млн. долларов США до 19 311,8 млн. долларов США.

Согласно другой методике, размер ущерба от сжигания НПГ исчисляется как сумма недополученного эффекта от возможной реализации компонентов НПГ (пропана, бутана, СОГ, газового бензина и т.д.). Если за базу принять объем сжигания НПГ в факелах по данным ГП «ЦДУ ТЭК» при Минэнерго России, то сумма указанного ущерба составляет порядка 120 - 140 млрд. рублей в год²³.

Если взять при расчете экономического ущерба цену на природный газ в 2008 году ОАО «Газпром» (1,4 тыс. рублей за 1,0 тыс. куб.), то согласно таким расчетам Россия, ежегодно сжигая в факелах 13,6 млрд. куб. м НПГ, теряет порядка 20 млрд. рублей.

Как видно из приведенных выше данных, расчет экономического ущерба от сжигания НПГ в факельных установках напрямую зависит от выбранной методики расчета и объема сжигаемого газа.

²² Раздел «Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России» ежегодного обзора в рамках проекта «Экологи и Энергетика. Международный контекст» Выпуск 1. Журнал «Экономика. ТЭК Сегодня» №9, 2009 г. стр.55

Учитывая, что государственное регулирование по ценообразованию на НПГ с февраля 2008 года отменено (постановление Правительства Российской Федерации от 9 февраля 2008 г. № 59), а также то обстоятельство, что ставка НДС на попутный газ принята равной «0» (Федеральный закон от 29 мая 2002 г. № 57-ФЗ) оценить размер потерь федерального бюджета при существующем уровне утилизации НПГ в рамках настоящего экспертно-аналитического мероприятия не представляется возможным.

Кроме того, не следует забывать об экологическом ущербе, который лишь частично возмещают кампании, выплачивая штрафы за сверхлимитные выбросы в атмосферу. Основным компонент, попадающий в атмосферу при сжигании НПГ - диоксид углерода и активная сажа. Данное вещество вызывает парниковый эффект, определяющий глобальное изменение климата. Кроме того, по данным ИМЭМО РАН, в результате горения факелов образуется почти 100 млн. тонн выбросов углекислого газа. Объем выбросов сажи оценивается порядка 500 тыс. тонн в год. Сжигание газа сопровождается тепловым загрязнением и разрушением почвы в радиусе 100-150 метров от факела.

При сжигании нефтяного попутного газа на факеле происходит выброс в атмосферный воздух разнообразных загрязняющих веществ, включая канцерогенные. Устойчиво высокие концентрации загрязняющих веществ в атмосфере неблагоприятно влияют на здоровье населения, способствуют увеличению заболеваемости раком легких, бронхов, поражений печени и желудочно-кишечного тракта, нервной системы, зрения.

При горении НПГ интенсивному тепловому и химическому воздействию подвергается почвенный покров и растительность.

Примерная оценка площади нарушенных земель и пострадавших древесных насаждений в результате функционирования факельных устройств на всех нефтяных месторождениях России составляет тысячи гектаров.

Размер вреда, причиняемого при этом здоровью населения, животному миру, а также почве и водным объектам значительно превосходит общий объем платы нефтедобывающих организаций за загрязнение окружающей среды.

Помимо потерь ценного невозобновляемого энергетического и химического сырья при сжигании НПГ, в атмосферу России по разным оценкам выбрасывается более миллиона тонн твердых загрязняющих веществ, включая углекислый газ, диоксид серы и сажевые частицы.

По экспертным оценкам более 10 процентов от общего объема загрязнений в России составляют выбросы загрязняющих веществ на факельных установках.

Экологический ущерб от сжигания НПГ на территории Российской Федерации в настоящее время не поддается точной оценке (в виду отсутствия методик, инструментальных средств контроля и нормативной базы регламентирующей данную работу).

По данным Минприроды России²⁴:

²⁴ Государственный доклад Минприроды России «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2008 году» от 23 декабря 2009 года

- в 2008 году в Ненецком автономном округе объем загрязняющих веществ, поступивших в атмосферный воздух от стационарных источников составил 141,4 тыс. тонн, что связано с выбросами при добыче нефти, при вводе в эксплуатацию новых скважин и электростанций, увеличением объемов сжигания НПГ на факельных установках. Среди крупнейших источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу находятся ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (объем выбросов в 2007 г. - 58,3 тыс. тонн, в 2008 г. - 69,0 тыс. тонн), и ООО «НК «Северное сияние» (49,2 тыс. тонн и 35,0 тыс. тонн соответственно);

- крупными источниками загрязнения воздуха в Ямало-Ненецкого округа являются предприятия нефтегазового комплекса, осуществляющие сжигание НПГ на факелах. Среди них такие как ООО «Газпром добыча Уренгой» (объем выбросов в 2008 году -238,5 тыс. тонн), ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТИН Ямалнефтегаз (194,7 тыс. тонн), ООО «РН-Пурнефтегаз» (101,7 тыс. тонн);

- основными источниками загрязнения атмосферного воздуха в Ханты-Мансийском автономном округе Югре являются предприятия, связанные с добычей нефти и газа и осуществляющие сжигание НПГ. Так, объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников в 2008 году, как и прежде оказался наибольшим в стране и составил 2 294,2 тыс. тонн.

Справочно: Ханты-Мансийский автономный округ Югра является субъектом Российской Федерации, в котором добывается более 50 % нефти, добываемой в Российской Федерации. Так, в 2007 году в нем добыто 277 976 тыс. тонн нефти, что составляет 56,6 % объема добычи нефти в стране.

Согласно данным, представленным ОАО «Газпром»²⁵, выбросы загрязняющих веществ от сжигания НПГ на месторождениях акционерного общества составили 2008 г. всего 56, 19 тыс. тонн, в том числе: азота диоксида- 0,49 тыс. тонн, сажи - 5,92 тыс. тонн, углерода оксида - 49,78 тыс. тонн. В 2009 году выбросы составили 34,26 тыс. тонн, в том числе 0,65 тыс. тонн, 3,35 тыс. тонн, 34,26 тыс. тонн, соответственно.

7.5. Анализ затрат на мероприятия, позволяющие обеспечить доведение уровня утилизации НПГ до 95 % к 2012 году.

По состоянию на 3 ноября 2009 года, согласно материалам ФГУНПП «Росгеолфонд»²⁶, на территории Российской Федерации различными органами власти выдано 3184 действующие лицензии на геологическое изучение, разведку, оценочно-поисковые работы, разработку и добычу месторождений углеводородного сырья.

Роснедра провело государственную экспертизу экономической целесообразности утилизации НПГ по 158 месторождениям углеводородного сырья (5 % от общего количества действующих лицензий). Объемы использования добываемого НПГ рассмотрены и согласованы Роснедрами в 883 проектах на разработку. Подобная мера носит предупредительный, и

²⁵ Письмо ОАО «Газпром» от 10.12.2009 г. № 06/1400-5127

²⁶ Письмо Минприроды России от 09.12.2009 г. № 02-11-28/17583

ограничительный характер. Вместе с тем рассмотрение и согласование проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья с учетом требований по объемам утилизации НПП должно носить обязательный характер и быть утверждено в нормативном акте соответствующего ведомства.

Для каждого конкретного месторождения объемы расходов, связанные с реализацией требований, установленных в постановлении Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» могут значительно отличаться, в зависимости от многих факторов нефтедобычи, а получить данные по всем 3184 месторождениям, в рамках настоящей аналитической записки не представляется возможным.

Однако, частично и приблизительно рассчитать затраты нефтедобывающих компаний по ограниченному кругу показателей в рамках данного исследования возможно.

Так, в рамках исполнения поручений Президента Российской Федерации от 06.08.2007 г. № 1461 Ростехнадзором создана рабочая группа²⁷, которой в соответствии с планом работы проведена полная инвентаризация факельного хозяйства на территории Российской Федерации.

В рамках обследований проверена 1841 факельная система на территории 31 субъекта Российской Федерации и составлен расширенный реестр факельных систем.

Кроме того, составлен полный перечень имеющихся в наличии средств измерений объемов НПП и углеводородного сырья. Деятельность данной рабочей группы завершена в апреле 2009 года. При проведении проверок факельных систем выявлено следующее.

Средствами измерений сжигаемого и передаваемого на узлах учета объемов НПП оборудовано на 806 факельных систем, что составляет 48,3 % от их количества.

Средства измерения объемов добываемого НПП отсутствуют практически полностью во всех компаниях, как крупных, вертикально интегрированных, так и в средних и малых.

По информации Минприроды России приказом Ростехнадзора от 15.04.2009 г. №256, создана рабочая группа по реализации положений, установленных постановлением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. № 7. Утвержден План работы группы на период до 2012 года в котором предусмотрена организация системы инструментального контроля и учета добываемого и используемого углеводородного сырья по каждому лицензионному участку недр.

Ростехнадзором также утвержден План мероприятий по организации контроля за рациональным, экологически безопасным использованием и учетом объемов сжигаемого и рассеиваемого попутного нефтяного газа при освоении и разработке нефтяных месторождений до 2012 года.

²⁷ Письмо Минприроды России от 09.12.2009 г. № 02-11-28/17583

Таким образом, для полного учета объемов сжигаемого НПГ необходимо оснастить счетчиками 1035 факельных систем.

Кроме того, для достоверного определения количества добываемого НПГ необходимо оснастить средствами измерений все добывающие скважины.

В целом по Российской Федерации эксплуатационный фонд нефтяных скважин, по состоянию на начало 2009 года составлял 158,4 тыс. единиц. Из указанного количества 133,1 тыс. скважин находилось в добычном фонде, а 25,3 тыс. скважин - простаивали.

Среди вертикально интегрированных компаний эксплуатационный фонд скважин распределялся следующим образом:

ОАО «НК «Роснефть» - 29,3 тыс. ед.

ОАО «НК «ЛУКОЙЛ» - 28,1 тыс. ед.

ОАО «ТНК-ВР» - 21,6 тыс. ед.

ОАО «Сургутнефтегаз» - 18,1 тыс. ед.

ОАО «Русснефть» - 4,4 тыс. ед.

ОАО «Газпром Нефть» - 5,5 тыс. ед.

ОАО «Славнефть» - 4,2 тыс. ед.

Остальное количество скважин распределялся между остальными недропользователями, включая операторов СРП, которым суммарно принадлежит 47 скважин.

Таким образом сумма затрат, необходимых для реализации требований об обеспечении уровня использования НПГ до 95 % напрямую связана с количеством добываемого в стране газа и количества сжигаемого газа в факелах. Следовательно, первоначальная сумма затрат будет складываться из стоимости счетчиков (систем учета) НПГ, которыми необходимо оснастить факельные системы и добывающие скважины на территории. Следует отметить, что стоимость счетчиков колеблется от 5 тыс. рублей до 150 тыс. рублей в зависимости от мощности газового потока, активной среды и других условий. Выбор счетчика является индивидуальным для каждой из 158,4 тыс. скважин.

Дальнейшие затраты в настоящее время определить не представляется возможным, в связи с тем, что состав НПГ на каждом месторождении индивидуален и объемы расходов по утилизации НПГ находятся в прямой зависимости от многих факторов и условий добычи.

Счетчики учета газа в настоящее время производят и реализуют достаточно широкий круг как отечественных, так и зарубежных предприятий.

Так например, ООО "ИННОТЕХ" (www.inno-tech.ru) г. Москва является представителем двух иностранных компаний (Великобритания и Канада) на территории Российской Федерации. Компания реализует счетчики по измерению расхода газа в газопроводах диаметром от 50 до 1000 мм, имеющего скорость потока от 0,1 до 100 м/с и не зависят от его состава и влажности. Продукция используется на предприятиях ОАО «Лукойл Ухтанефтегаз», ОАО «ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз», ОАО «Варьеганнефтегаз».

Все приборы получили разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение.

Отечественные производители изготавливают вполне конкурентоспособную продукцию. Так, например, Белгородское предприятие ООО «Глобус» (www.irga.ru) занимается разработкой приборов учета энергоносителей с 1989 года. В 2003 году ООО «Глобус» завершило разработку счетчика, предназначенного для учета газа и пара, который был сертифицирован и внесен в Государственный реестр средств измерений России под №26133-03. За прошедшие четыре года расходомеры установлены в НГДУ «Азнакаевскнефть», ОАО «Татнефть», в ОАО «Татнефть», в ОАО «ЛукойлЗападная Сибирь». Всего поставлено и установлено более 50 счетчиков, однако возможности рынка далеко не исчерпаны и позволяют наращивать производственные мощности предприятия.

7.6. Мероприятия, предпринимаемые отечественными нефтедобывающими компаниями для увеличения уровня утилизации НПГ.

Анализ представленной Росприроднадзором информации²⁹ о деятельности ОАО «НК «Роснефть», ОАО НК «Славнефть», ОАО НК «Русснефть», ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», ОАО «Газпром нефть», ОАО НК «Лукойл», ОАО «АНК «Башнефть» и ОАО «Сургутнефтегаз» по утилизации нефтяного попутного газа показал, что указанными компаниями осуществляются комплексы мер по повышению полезного использования НПГ.

Объемы НПГ, сжигаемого на факельных установках

Холдинг	2009 год, оценка		2012 год, прогноз	
	Сжигание НПГ, млрд.м ³	% сжигания НПГ от добытого НПГ	Сжигание НПГ, млрд.	% сжигания НПГ от добытого НПГ
ОАО «НК «Роснефть»	5,28	29,8	1,6	9,5
ОАО «НК «Славнефть»	0,2	42,9	0,1	28,5
ОАО «НК «Русснефть»	0,4	38,4	0,15	88,2
ОАО «ТНК-ВР Менеджмент»	10,48	36,4	1,2	3,7
ОАО «Газпром нефть»	1,76	40	0,6	50
ОАО НК «Лукойл»	1,64	40	0,3	8
ОАО «АНК «Башнефть»	0,16	40	0,03	7,5
ВСЕГО:	19,96	64,3	3,98	7,2
ОАО «Сургутнефтегаз»	Информация не представлена			

Согласно данным, представленным Росприроднадзором, в 2012 году мероприятия по повышению уровня утилизации НПГ в большинстве случаев будут реализованы в основном на участках недр с высоким уровнем добычи НПГ. При этом количество лицензионных участков к 2012 году, обеспечивающих уровень утилизации НПГ свыше 95 процентов, возрастет и составит:

в ОАО «НК «ЛУКОЙЛ» - 109 вместо 0 (74,6 % от общего количества участков в 2012 году);

в ОАО «Газпром нефть» - 46 вместо 1 (95,8 % от общего количества участков в 2012 году);

в ОАО «НК «Русснефть» - 72 вместо 8 (96,0 % от общего количества участков в 2012 году);

в ОАО «НК «Роснефть» - 263 вместо 70 (76,7 % от общего количества участков в 2012 году);

в ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» - 87 вместо 16 (63,5 % от общего количества участков в 2012 году);

в ОАО «АНК «Башнефть» - 75 вместо 48 (37,9 % от общего количества участков в 2012 году).

Общее количество участков, на которых в 2012 году будет производиться добыча НПГ, по данным Росприроднадзора, составит: в ОАО «НК «ЛУКОЙЛ» - 146 (в 2009 году - 132); в ОАО «Газпром нефть» - 48 (в 2009 году - 35); в ОАО «НК «Русснефть» - 75 (в 2009 году - 51); в ОАО «НК «Роснефть» - 343 (в 2009 году - 323); в ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» - 137 (в 2009 году - 124); в ОАО «АНК «Башнефть» - 198 (в 2009 году - 187).

При этом, планируемые затраты на мероприятия по повышению утилизации НПГ составят:

в ОАО «НК «Роснефть» - 100,0 млрд. рублей;

в ОАО «НК «Славнефть» - 5,6 млрд. рублей;

в ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» - 58,87 млрд. рублей;

в ОАО «Газпром нефть» - 45,23 млрд. рублей;

в ОАО «НК «Лукойл» - 22 млрд. рублей;

в ОАО «Сургутнефтегаз» - 13,4 млрд. рублей.

По данным Росприроднадзора ОАО «Газпром нефть», ОАО «АНК «Башнефть» и ОАО «НК «Русснефть» будут находиться в режиме падающей добычи НПГ на участках недр.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 № 7 нефтедобывающие компании планируют проведение следующих мероприятий по повышению использования НПГ до 2012 года в размере 95 %:

- разработка региональных специальных проектов по строительству объектов утилизации газа, включая газопроводы, газотурбинные электростанции, компрессорные станции для закачки газа в пласт с целью поддержания пластового давления и другие сооружения;

- строительство газопроводов, либо реконструкции уже имеющихся;

- рассмотрение вариантов, включающих комплексы переработки газа и автономные установки, вырабатывающие электроэнергию на подготовленном газе (для месторождений с уровнем добычи в объеме 150-200 млн. куб. метров/год);

- выполнение комплексных программ по использованию объектов разработки с проведением испытаний скважин, уточнение гидродинамических и геологических моделей с целью оптимизации добычи газа;

- расширение имеющихся мощностей по переработке газа.

Для ряда мелких месторождений с уровнем добычи 20-30 млн. куб. метров/год программы по увеличению утилизации НПГ основаны на использовании газа для собственных нужд и развитии малой энергетики. Однако при выработке электроэнергии в больших объемах появляется проблема ее сбыта.

В настоящее время практически все вертикально интегрированные компании разработали и реализуют программы по повышению уровня утилизации НПГ.

1. В ОАО «ЛУКОЙЛ»³¹ утверждена «Программа утилизации попутного нефтяного газа организаций Группы «ЛУКОЙЛ» на 2008 - 2010 годы». В 2009 году с учетом решений Правительства Российской Федерации Программа была откорректирована и доработана на период до 2011 года включительно. Основными документами, регламентирующими в настоящее время утилизацию НПГ в ОАО «ЛУКОЙЛ», являются постановление Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 г. №7 и «Программа утилизации попутного нефтяного газа организаций Группы «ЛУКОЙЛ» на 2009 - 2011 годы».

При этом доходы от использования (продажи) продуктов утилизации НПГ не покрывают расходы (капитальные вложения) на строительство объектов утилизации, заложенных в «Программе утилизации попутного нефтяного газа организаций Группы «ЛУКОЙЛ» на 2008 - 2011 годы». Данные проекты в Компании относятся к «экологическим», что дает возможность выделения капитальных вложений на их реализацию без обоснования рентабельности.

Указанная программа позволит довести уровень использования попутного нефтяного газа к 2012 году до 95 %.

2. В 2008 году ООО «Газпром развитие», в соответствии с Программой НИОКР (Программа утверждена Председателем Правления А.Б. Миллером от 14.02.2008 №01 -21), по договору от 07.07.2008 № 1144-08-9, приступило к выполнению НИР «Разработка комплекса технических решений по утилизации попутных нефтяных газов (НПГ) месторождений ОАО «Газпром»³², включая месторождения ОАО «Газпром нефть», целью которой являлась разработка «Комплексной программы утилизации попутных нефтяных газов в системе ОАО «Газпром» (далее - Программа).

По первому этапу данной работы уже в 2008 году была разработана «Концепция создания и развития комплексной системы утилизации НПГ в системе ОАО «Газпром» и подготовлены «Первоочередные мероприятия, обеспечивающие увеличение степени использования НПГ на месторождениях Группы Газпром» к 2012 году.

В представленной Программе по каждому месторождению предложены к реализации технические решения, обеспечивающие степень использования НПГ не менее 95%.

³¹ Письмо ОАО «ЛУКОЙЛ» от 14.12.2009 г. № ВМ-858Л

³² Письмо ОАО «Газпром» от 10.12.2009 г. № 06/1400-5127

Реализация первоочередных мероприятий на месторождениях ОАО «Газпром» позволит обеспечить использование НПГ не менее 95% в 2012 году.

Нефтехимический холдинг ОАО «Сибур», подконтрольный ОАО «Газпром», реализует программу по увеличению собственных газоперерабатывающих мощностей до 22 млрд. куб. м НПГ к 2011 году.

В 2005 году на ОАО «Губкинский ГПК» запущен комплекс по выработке ШФЛУ из НПГ по схеме низкотемпературной конденсации (перерабатывается 1,5 млрд. куб. м НПГ, производство ШФЛУ - до 330 тыс. тонн в год). По схожей технологии могут работать малогабаритные установки сепарации, предназначенные для установки на промыслах.

ОАО «Сибур» совместно с компанией ТНК-ВР приступили к разработке технико-экономического соображения (ТЭС) по строительству газоперерабатывающих и газохимических мощностей в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. При развитии переработки НПГ в Иркутской области планируется использовать сырьевую базу месторождений, разработкой которых занимается ТНК-ВР.

3. В ОАО «Газпром нефть»³³ также разработана программа работ до 2010 года по повышению уровня утилизации попутного нефтяного газа. В настоящее время проводится актуализация программы на период до 2012 года.

4. ОАО «ТНК-ВР Менеджмент»³⁴ разработана и осуществляется масштабная программа по повышению степени полезного использования НПГ. Совокупные капитальные затраты должны составить 1,1 млрд. долларов США. В результате реализации комплекса мер ожидается существенное увеличение объемом переработки НПГ, что обуславливает наращивание производства СОГ - дополнительно до 2 млрд. куб. метров ежегодно. В 2010 году в Нижневартовске планируется завершение проекта сбора газа и будет проложен трубопровод длиной 70 км, а также 3 компрессорные станции. Кроме того, в 2011 году для завершения и запуска проекта сбора НПГ на Самотлорском месторождении будет завершено строительство 6 км газопровода и построена компрессорная станция на Нижневартовском ГПЗ.

В Оренбурге в 2011 году запланирован ввод в действие установки по компримированию попутного газа на Покровском месторождении и расширены мощности на Зайкинском ГПЗ. В том же году намечен пуск в промышленную эксплуатацию ГТЭС на Каменном лицензионном участке в районе г. Нягань и завершение проекта сбора газа на Ем-Ёговском лицензионном участке.

5. ОАО «Сургутнефтегаз»³⁵ обеспечивает уровень утилизации НПГ 95 % уже с 2008 года.

По мнению ОАО «Сургутнефтегаз» для поддержания достигнутого уровня использования НПГ, в целях обеспечения нормативного уровня использования газа на вновь вводимых месторождениях необходимо:

³³ Письмо ОАО «Газпром нефть» от 09.12.2009 г. № НК-25/30719/2

³⁴ Письмо «ТНК-ВР Менеджмент» от 14.12.2009 г. №1 Ю-005/0028и-ТБ

³⁵ Письмо ОАО «Сургутнефтегаз» от 14.12.2009 г. № 01-15-04-31-1393

- разработать положение по обеспечению недискриминационного доступа независимых производителей газа к газотранспортной системе ОАО «Газпром» с определением приоритета попутного нефтяного газа перед природным при транспортировке;

- разработать и утвердить экономически обоснованные тарифы на транспортировку НПГ по сетям естественных монополий;

- внедрить меры экономического стимулирования в виде снижения различных видов налогов, сборов и платежей для нефтяных компаний, обеспечивающих уровень использования газа 95%;

- сократить таможенные платежи для закупаемого импортного оборудования, предназначенного для утилизации нефтяного газа;

- внести изменения в законодательные акты, позволяющие нефтяным компаниям, обеспечивающим уровень использования НПГ более 95%, осуществлять продажу газа на экспорт.

6. Иностраный участник Соглашения о разделе продукции компания «Сахалин Энерджи»³⁶ программы утилизации НПГ не имеет и разрабатывать ее не планирует, т.к. лицензионное соглашение на право пользования недрами не содержит требований по уровню утилизации НПГ.

7. Оператором соглашения о разделе продукции проекта «Сахалин-1» компанией «Эксон Нефтегаз Лимитед» разработана Программа рационального использования НПГ на период 2007-2011 г.г. Фактический уровень рационального использования НПГ в настоящее время, по информации Компании составляет 96,5 %

По мнению Минприроды России основными проблемами утилизации НПГ, являются:

- удаленность ряда месторождений от существующей инфраструктуры по переработке и транспортировке газа, требует дополнительных значительных капитальных затрат по доставке НПГ к ним;

- невозможность планирования и реализации эффективных мероприятий по утилизации НПГ, в связи с недостаточностью геологической изученностью пластов и малыми объемами добычи газа;

- значительная продолжительность проектирования и строительства объектов утилизации газа (строительство газоперерабатывающих предприятий длится 3-4 года), а также газопроводов;

- высокое содержание азота и кислых компонентов в газе не позволяют его использование в качестве энергоносителей, при этом затраты на его подготовку не соизмеримы со стоимостью энергоносителей в регионе, где добывается НПГ.

По мнению Росприроднадзора³⁹ для стимулирования снижения объёмов сжигания НПГ хозяйствующими субъектами, необходимо:

³⁶ Письмо Компании «Сахалин Энерджи» от 10.12.2009 г. № 2009-OUT-17-00678

³⁷ Письмо Компании «Эксон Нефтегаз Лимитед» от 29.12.2009 г. № R-09-239

³⁸ Письмо Минприроды России от 09.12.2009 г. № 02-11-28/17583

³⁹ Письмо Росприроднадзора от 15.12.2009 г. № ВС-02-29/8771

- оснастить 100 процентов факельных установок автоматическими регистраторами выбросов;

- разработать и утвердить методики исчисления размера вреда, причиненного атмосферному воздуху, вследствие нарушения законодательства в области охраны атмосферного воздуха, растительности, животному миру и среде его обитания;

- устранить субъективный подход при нормировании выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, когда предприятие может установить любой уровень воздействия на атмосферный воздух, а орган исполнительной власти, выдающий разрешения, не руководствуется современными тенденциями в международном законодательстве и законодательстве России на снижение уровня воздействия на атмосферный воздух.

7.7. Роль государства в части повышения уровня утилизации НПГ.

Определенная система сбора и подготовки попутного нефтяного газа сложилась еще в советский период и носила централизованный характер. Приватизационные процессы практически разорвали единую технологическую цепь, отделили сбор и подготовку газа от сырьевых ресурсов.

В Советском Союзе была разработана схема, предусматривающая создание системы сбора и переработки НПГ на приближенных к основным месторождениям нефти нескольких газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) с последующей транспортировкой готовой продукции на предприятия нефтехимии. Государство устанавливало цену на продукцию и выделяло средства на строительство мощностей как производителям, так и потребителям нефтяного газа.

В мировой практике НПГ, как правило, внутренний продукт вертикально интегрированных нефтяных компаний. Нефтяные компании имеют в своем составе производственные мощности по утилизации НПГ и сами выбирают оптимальные направления его использования.

Прошедшая приватизация привела к тому, что значительная часть предприятий газопереработки, 41,7 % общего числа ГПЗ, находятся под контролем ОАО «Газпром» и его дочерних компаний. Так, из 24-х газоперерабатывающих заводов России 4 ГПЗ находятся в составе ОАО «Газпром» и шесть - в составе ОАО «СИБУР-Холдинг». Остальные ГПЗ принадлежат различным нефтяным компаниям, в том числе ОАО «ЛУКОЙЛ» имеет 4 ГПЗ, ОАО «НК Роснефть» - 3 ГПЗ, ОАО «АНК «Башнефть» - 2 ГПЗ. По одному газоперерабатывающему заводу имеют в своем составе ОАО «ТНК-ВР Холдинг», ОАО «НОВАТЭК», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Татнефть», ОАО «ННГК Сахатранснефтегаз»⁴⁰.

⁴⁰

Письмо Минэнерго России от 14.12.2009 № СК-9883/05

В соответствии с Положением о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. №400 (в редакции постановлений от 13.10.2008 №753, от 07.11.2008 №814, от 29.12.2008 №1052, от 27.01.2009 №43, от 12.08.2009 №656, от 22.12.2009 №1059), Минэнерго России является федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, в том числе по вопросам нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой промышленности, магистральных трубопроводов нефти, газа и продуктов их переработки, освоения месторождений углеводородов на основе соглашений о разделе продукции, и в сфере нефтехимической промышленности.

По мнению Минэнерго России, нельзя однозначно сказать об обеспеченности потребности в переработке попутного нефтяного газа в том или ином регионе, а также дать конъюнктурную оценку российского рынка потребителей продуктов переработки именно попутного нефтяного газа из-за различной конфигурации технологических цепочек переработки НПГ на различных газоперерабатывающих заводах, а также из-за различного состава входного сырья.

Регулирование вопросов использования нефтяного попутного газа с начала рыночных отношений в России осуществлялось в соответствии с нормативными правовыми актами - федеральными законами, постановлениями и распоряжениями Правительства Российской Федерации. Нормативные механизмы государственного регулирования, как правило, включают установление основ взаимоотношений в той или иной области, гарантирование охраны прав и интересов субъектов.

До недавнего времени нормы использования НПГ не были установлены. Целевой показатель сжигания НПГ на факельных установках на 2012 год и последующие годы в размере не более 5 % от объема добытого попутного нефтяного газа установлен постановлением Правительства Российской Федерации от 8.01.2009 №7.

Экономические и финансовые механизмы государственного регулирования связаны с проведением налоговой политики и политики ценообразования, созданием выгодных налоговых условий для проведения деятельности, выделением прямых государственных инвестиций для реализации проектов.

В послании Президента Российской Федерации Федеральному собранию Российской Федерации 2007 года была отмечена необходимость разработки и принятия системы мер, нацеленных на стимулирование утилизации нефтяного (попутного) газа. В качестве одной из мер, направленных на стимулирование утилизации НПГ, переход на коммерческие взаимоотношения при реализации НПГ на переработку в рамках действующего антимонопольного законодательства, является отмена государственного регулирования цен на НПГ, реализуемый газоперерабатывающим заводам для дальнейшей переработки.

В феврале 2008 года Правительство Российской Федерации отменило государственное регулирование цен на нефтяной попутный газ (постановление Правительства Российской Федерации от 9.02.2008 № 59 «О внесении изменений в некоторые постановления Правительства Российской Федерации по вопросам государственного регулирования цен на нефтяной (попутный) газ»).

Взаимоотношение субъектов хозяйственной деятельности осуществляется в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации (от 30 ноября 1994г.№51-ФЗ).

Основными направлениями деятельности Правительства Российской Федерации на период до 2012 года (утверждены распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.11.2008 № 1663-р с изменениями) определено, что необходимо ускорить введение мер экономического стимулирования, включая дифференциацию налога на добычу полезных ископаемых и акцизов, направленных на увеличение доли продукции высокой глубины переработки, повышение уровня извлечения запасов и добычи на удаленных и сложных месторождениях. Одним из приоритетов является создание условий для утилизации попутного газа, доведение уровня его полезного использования до 95 процентов.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715 утверждена Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (далее - Стратегия). Стратегия определяет цели и задачи долгосрочного развития энергетического сектора страны на предстоящий период, приоритеты и ориентиры, а также механизмы государственной энергетической политики, обеспечивающие достижение намеченных целей, включая решения проблемы утилизации НПГ.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715 поручено федеральным органам исполнительной власти, в частности, Минэнерго России, Минэкономразвития России, Минприроды России обеспечить реализацию мероприятий, предусмотренных Стратегией, и ежегодно, в I квартале, представлять в Правительство Российской Федерации соответствующий доклад.

Счетной палатой Российской Федерации неоднократно затрагивалась проблема вовлечения в хозяйственный оборот НПГ, повышения уровня его утилизации, а также ставился вопрос о необходимости принятия федерального закона о попутном нефтяном газе. Это нашло отражение в аналитической записке «Состояние и перспективы развития нефтехимической отрасли России, ее влияние на экономику страны, в том числе эффективности финансово-хозяйственной деятельности открытых акционерных обществ «Сибирско-Уральская нефтегазохимическая компания «Сибур» и «Салаватнефтеоргсинтез» за 2004 год и истекший период 2005 года». Указанная аналитическая записка в соответствии с решением Коллегии Счетной палаты (протокол от 23.12.2005 №49 (466) направлена в Совет Федерации и Государственную Думу Федерального Собрания

Российской Федерации письмами от 11.01.2006 №01-25/11-2 и №01-26/11-2 соответственно. Эти вопросы были изложены также в информационном письме от 11.01.2006 №01-27/11-02 на имя Председателя Правительства Российской Федерации.

Счетной палатой Российской Федерации отмечалось, что для вовлечения в хозяйственный оборот НПП, повышения уровня его утилизации потребуются согласованные усилия нефтегазоперерабатывающих предприятий и нефтедобывающих компаний по вводу необходимого количества объектов промышленного сбора, подготовки и транспорта нефтяного газа, реконструкции и сооружению новых газоперерабатывающих производств с соответствующей инфраструктурой. Реализация подобной программы потребует значительных инвестиций как со стороны производителей, так и со стороны потребителей НПП, и существенных мер государственной поддержки.

Вместе с тем целевой программы на федеральном уровне, обеспечивающей единые подходы к решению вопросов эффективного использования попутного нефтяного газа, созданию условий для наиболее полного сбора и переработки попутного нефтяного газа, экологической и промышленной безопасности, до настоящего времени не принято.

По состоянию на декабрь 2009 года согласно информации нефтяных компаний о ходе выполнения инвестиционных проектов по повышению степени утилизации попутного нефтяного газа примеров о реализации принципов частно-государственного партнерства в этой сфере не имеется.

По информации ОАО «Газпром», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», ОАО «Сургутнефтегаз» и других нефтегазодобывающих и перерабатывающих обществ, государственной поддержки, направленной на повышение степени утилизации попутного нефтяного газа, в 2008 - 2009 годах предприятия не получали.

В Минэнерго России⁴¹ в декабре 2009 г. состоялось совещание по использованию и утилизации нефтяного попутного газа. В мероприятии приняли участие представители крупных нефтедобывающих компаний, которые сделали доклады о текущей ситуации, связанной с использованием НПП, о реализации инвестиционных проектов, повышающих эффективность его использования. Большинство компаний в качестве целевого показателя сжигания НПП на факелах на 2012 и последующие годы подтверждены объемы в размере не более 5 процентов.

В настоящее время в Минэнерго России создается рабочая группа по стимулированию рационального использования попутного (нефтяного) газа.

По мнению Минэнерго России, основными задачами рабочей группы являются:

- координация совместных проектов нефтегазовых компаний по рациональному использованию НПП;

⁴¹ Письмо Минэнерго России от 14.12.2009 № СК-9883/05

- организация информационного обмена по внедренным и используемым технологиям рационального использования НПГ в различных условиях;
- совершенствование нормативно-правовой базы, обеспечивающей стимулирование рационального использования НПГ.

В то же время научно-исследовательские и конструкторские работы в части, касающейся обеспечения вопросов утилизации НПГ, Минэнерго России не запланировано.

Цены на НПГ до 2007 года включительно регулировались в соответствии с приказом Минэкономразвития России от 30 апреля 2002 года № 117 «Об оптовых ценах на нефтяной (попутный) газ, реализуемый газоперерабатывающим заводам для дальнейшей переработки». В 2007 году указанный приказ признан утратившим силу (приказ Минэкономразвития России от 14.09.2007 г. № 318).

Методика определения цен на попутный газ утвержденная приказом Минэнерго России от 12 ноября 2002 года № 399, утверждала цену в зависимости от суммарного количества в НПГ пропана, бутана, изобутана, пентана, изопентана, гексана и колебалась от 73 руб./1000 куб. метров до 442 руб./1000 куб. метров. Средняя цена по России составляла 256 руб./1000 куб. метров. При этом, при установлении цены не учитывались затраты на добычу, сбор, хранение и транспортировку НПГ до мест переработки. Следует отметить, что в отличие от природного газа, оптовая цена на который для реализации на внутреннем рынке индексировалась ежегодно, оптовые цены на НПГ с 2002 года по 2008 год оставались неизменными. Данное обстоятельство являлось негативным фактором для развития мощностей по сбору и подготовке НПГ для реализации промышленным потребителям, и, как следствие, не позволяло развивать газоперерабатывающие мощности.

В настоящее время, как отмечалось выше, постановлением Правительства Российской Федерации от 9 февраля 2008 г. № 59 государственное регулирование цен на НПГ отменено.

Таким образом, регулятора на рынке НПГ в настоящее время практически нет, т.к. государство прекратило устанавливать цену на НПГ, и его функции сводятся к внесению изменений в методические рекомендации по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа. Вместе с тем мировой опыт показывает⁴², что в большинстве нефтегазодобывающих стран решение проблемы рационального использования НПГ проводится на уровне государственных органов власти (за исключением Мексики).

В развитых странах (США, Канада) вопросы использования НПГ решаются на уровне национальных программ с привлечением необходимых финансовых и материальных ресурсов, что обеспечивает практически полное его использование.

⁴² Письмо Минприроды России от 09.12.2009 г. № 02-11-28/17583

Масштабы и степень подготовки нефти и газа оцениваются с учетом допустимой нормы прибыли и возврата вложенного капитала в короткие сроки. Выбор вида и способа обработки продукции скважин осуществляется с учетом охраны окружающей среды, природных факторов и требований рынка.

Основной особенностью объектов подготовки нефти и обработки газа на зарубежных промыслах является их органическая связь со всем комплексом нефтяного месторождения.

Во многих странах, приняты законы, запрещающие добычу и подготовку нефти без рационального использования попутного нефтяного газа. Однако это не означает того, что использоваться должен в обязательном порядке весь объем добываемого газа.

Высокая степень использования НПГ за рубежом в развитых странах объясняется мощной газоперерабатывающей промышленностью. Большинство крупных нефтяных компаний мира являются владельцами мощностей по переработке нефти и газа.

В периоды падения цен на нефть и газ цены на нефтехимические и химические продукты, получаемые из нефтяного и газового сырья, как правило, не снижаются или снижаются существенно меньше. Большинство крупных нефтегазовых компаний с целью компенсации потерь при падении цен на нефть и газ компании увеличивают затраты в производство нефтепродуктов повышенного качества и улучшенных экологических характеристик, а также дорогостоящих топлив и масел специального назначения.

В случае невозможности применения традиционных способов переработки или использования НПГ и предупреждения безвозвратных потерь используется эффективная временная мера - закачка НПГ в пласт. Этот метод позволяет увеличить нефтеотдачу пласта до 15-20 % по сравнению с коэффициентом нефтеотдачи при разработке пласта первичными методами.

При планировании освоения нефтяных месторождений учитывается неравномерность добычи НПГ по стадиям разработки (максимальное количество НПГ добывается на ранних стадиях разработки), широко используются блочно-модульные, мобильные, автоматизированные малогабаритные газоперерабатывающие установки. При снижении объемов добычи НПГ они легко демонтируются и перемещаются на другие объекты. Они же используются для переработки газов конечных ступеней сепарации и газов малодебитных месторождений.

В некоторых странах (Индонезия, Аргентина) в последние 30-40 лет получили широкое развитие системы совместного сбора и транспорта нефти и газа, особенно при разработке морских месторождений.

В большинстве стран несанкционированное сжигание и сброс НПГ запрещены, если это не обусловлено техническими причинами (допускается без финансовых отягощений сжигание (рассеивание) НПГ с высоким содержанием азота и сероводорода), соображениями безопасности и чрезвычайными обстоятельствами. Во всех других случаях необходимо получение разрешения регулирующих органов

В Казахстане используется система штрафов, равная стоимости продуктов, которые могли быть произведены из сожженного НПГ по ценам Лондонской биржи.

В 18 странах государство имеет право бесплатно изымать неиспользованные объемы НПГ.

Большинство вышеперечисленных направлений использования НПГ могут быть применимы на территории Российской Федерации.

Самое главное в решении проблемы рационального использования НПГ⁴³ - это осуществление государством на практике того, что оно действительно рассматривает полномасштабное использование НПГ как одну из важнейших социально-экономических задач, одно из направлений повышения энергоэффективности российской экономики.

На федеральном уровне должны быть приняты разнообразные меры, прежде всего экономические, направленные на поддержку предприятий, реализующих проекты по переработке и использованию НПГ. Государство должно оказать поддержку в реализации этих проектов.

С другой стороны, государство должно установить действенный контроль всех процессов, в которых присутствует НПГ: добыча и сжигание. Отсутствие внимания к решению проблемы эффективного использования НПГ должно караться различными способами - штрафами, приостановлением или прекращением действия лицензий на природопользование, лишением налоговых льгот и др.

При этом важно рационально сбалансировать систему поощрения и принуждения, чтобы предприятие считало для себя единственно правильным и экономически рентабельным действием утилизацию НПГ без его сжигания.

Естественно, должен быть предусмотрен и вариант, когда в конкретных условиях какого-либо месторождения НПГ экономически просто невыгодно использовать, и это не должно вызывать со стороны государства карательных мер.

8. Выводы:

1. В настоящее время имеется достаточно широкая нормативная и правовая база по вопросу использования НПГ, однако единый законодательный акт, касающийся вопросов вовлечения в хозяйственный оборот НПГ до настоящего времени не принят. Анализ нормативной и правовой базы свидетельствует, что она характеризуется отсутствием четкой конкретизации норм и требований, имеет определенные пробелы, не учитывают все аспекты использования НПГ. Так, например, у производителей НПГ существуют значительные сложности с поставками СОГ потребителям вследствие отсутствия законодательно гарантированного доступа к газотранспортной системе ОАО «Газпром».

⁴³ Журнал «Экономика. ТЭК Сегодня» №9, 2009 г. стр.54

2. Установить точный объем добычи НПГ в Российской Федерации в рамках данного аналитического мероприятия не представляется возможным, так как представленная министерствами и ведомствами информация не опирается на точные инструментальные замеры объемов добычи НПГ и его утилизации. Все данные носят расчетный, приблизительный характер в связи с отсутствием приборов учета на практически всех нефтепромыслах. По той же причине невозможно точно установить реальные объемы потерь НПГ при его добыче.

3. Проведение анализа оценки экономического ущерба от сжигания НПГ затруднено вследствие отсутствия достоверной информации как об объемах добычи НПГ, так и об объемах его сжигания.

4. Сумма экономического ущерба от сжигания НПГ в факельных установках напрямую зависит от выбранной методики расчета и объема сжигаемого газа. При этом сумма может варьироваться от 5,2 млрд. долларов США до 19,3 млрд. долларов США.

5. Учитывая, что государственное регулирование по ценообразованию на НПГ с февраля 2008 года отменено (постановление Правительства Российской Федерации от 9 февраля 2008 г. № 59), а также в силу того, что ставка НДС на попутный газ принята равной «0» (Федеральный закон от 29 мая 2002 г. № 57-ФЗ) оценить размер потерь федерального бюджета при существующем уровне утилизации НПГ в рамках настоящего экспертно-аналитического мероприятия не представляется возможным.

6. Рассмотрение и согласование проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья с учетом требований по объемам утилизации НПГ, должно носить обязательный характер и утверждаться в нормативном акте соответствующего ведомства.

7. По состоянию на ноябрь 2009 года, на территории Российской Федерации различными органами власти выдано 3184 действующие лицензии на геологическое изучение, разведку, оценочно-поисковые работы, разработку и добычу месторождений углеводородного сырья. Для каждого конкретного месторождения объемы расходов, связанные с реализацией положений указанных в постановлении Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» могут значительно отличаться, в зависимости от многих факторов нефтедобычи, а получить данные по всем месторождениям в рамках данного экспертно-аналитического мероприятия не представляется возможным.

8. Для полного и достоверного учета объемов добываемого и сжигаемого НПГ необходимо оснастить счетчиками учета 1035 факельных систем и более 150 тыс. добычных скважин.

9. В настоящее время практически всеми вертикально интегрированными нефтяными компаниями разработаны и реализуются программы по повышению уровня утилизации НПГ.

10. В мире существует большой опыт по вопросу использования НПГ, в частности, разработки и реализации национальных программ с привлечением необходимых финансовых и материальных ресурсов, что обеспечивает практически полное использование НПГ. Указанный опыт может быть применен на предприятиях нефтедобывающего комплекса Российской Федерации.

11. По состоянию на декабрь 2009 года согласно информации нефтяных компаний о ходе выполнения инвестиционных проектов по повышению степени утилизации попутного нефтяного газа примеров о реализации принципов частно-государственного партнерства в этой сфере не имеется. Государственной поддержки, направленной на повышение степени утилизации попутного нефтяного газа, в 2008 - 2009 годах нефтедобывающие компании не получали.

12. При подготовке изменений законодательной и нормативно-правовой базы следует учитывать приоритетный доступ к газопроводам производителей СОГ. При ограничениях доступа в систему трубопроводов СОГ, произведенного из НПГ, добывающие нефть предприятия будут вынуждены снижать добычу нефти, что, в свою очередь, может привести к сокращению поступлений в бюджеты различных уровней от нефтяной отрасли.

13. Счетной палатой Российской Федерации неоднократно затрагивалась проблема вовлечения в хозяйственный оборот НПГ, повышения уровня его утилизации, а также ставился вопрос о необходимости принятия федерального закона о попутном нефтяном газе (аналитическая записка «Состояние и перспективы развития нефтехимической отрасли России, ее влияние на экономику страны, в том числе эффективности финансово-хозяйственной деятельности открытых акционерных обществ «Сибирско-Уральская нефтегазохимическая компания «Сибур» и «Салаватнефтеоргсинтез» за 2004 год и истекший период 2005 года»).

Аудитор Счетной палаты
Российской Федерации

Handwritten signature and stamp:
A, = A
/ ^ ^ J U I (X r ^ v

М.И.Бесхмельницын