

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ В РОССИИ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Ключевые слова: попутный нефтяной газ (ПНГ), утилизация попутного нефтяного газа, проблемы и перспективы его использования, инновационные технологии утилизации ПНГ.

Утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) является необходимым условием устойчивого инновационного развития нефтегазодобывающего и нефтегазоперерабатывающего комплексов. Сжигание попутного нефтяного газа на факельных установках приводит к значительным потерям ценного химического сырья и загрязнению окружающей среды. Проанализированы динамика и структура использования ПНГ, нормативно-правовая база, затрагивающая вопрос утилизации ПНГ. Предложены меры по стимулированию сокращения сжигания попутного нефтяного газа на факелах.

Keywords: associated petroleum gas (APG), flare gas recovery, problems and possibility of using of APG, innovative technologies of flare gas recovery.

Disposal of associated petroleum gas (APG) is the necessary condition of sustainable innovative development of oil and gas extraction and oil and gas oil-refining complexes. Flaring of associated petroleum gas on flare devices leads to considerable losses of valuable chemical raw materials and pollution of environment. We analyzed the dynamics and structure of use of APG, the regulatory framework affecting the question of flare gas recovery. We have proposed measures to stimulate the reduction of flaring of associated petroleum gas in flares.

Рациональное использование углеводородного сырья – единственный правильный путь, который может вывести страну из затянувшегося экономического кризиса и способствовать созданию устойчивой инновационной экономической системы, которая сможет обеспечить рост благосостояния населения и улучшение экологической ситуации.

Одной из актуальных экологических проблем в нефтегазодобывающей отрасли является нерациональное использование попутного нефтяного газа (ПНГ) – его сжигание, что негативно влияет на окружающую среду.

В то же время, сжигая ПНГ, мы уничтожаем ценнейшее химическое сырье и высокоэффективное органическое топливо. Объемы добычи попутного газа находятся в прямой зависимости от добычи нефти, поскольку к ПНГ относится растворенный газ и газовая шапка из всех видов месторождений углеводородного сырья, добываемый через нефтяные скважины. В зависимости от района добычи с 1 т нефти получают от 25 до 800 м³ попутного нефтяного газа.

Специфика добычи ПНГ заключается в том, что он является побочным продуктом нефтедобычи. Потери ПНГ связаны с неподготовленностью инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки и переработки, отсутствием потребителя.

Применяемая сегодня схема утилизации ПНГ была разработана еще 70 лет назад и включает в себя три основных направления:

- Переработка на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ). Процесс переработки включает выделение гомологов метана и производство на их базе нефтехимической продукции: сухого отбензиненного газа, газового бензина, широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и сжиженного газа для бытовых нужд. Сухой газ

затем используется в энергетике или перерабатывается в жидкое топливо. ШФЛУ является сырьем для производства целого спектра продуктов нефтехимии: каучуков, пластмасс, компонентов высокооктановых бензинов и др.

- Сайклинг процесс и закачка в пласт. Возможности по закачке газа в пласт для повышения пластового давления и увеличения нефтеотдачи скважин в России практически не используются (менее 1 % от общего объема использования ПНГ в России) из-за отсутствия отработанных технологий.

- Энергетика. Сжигание ПНГ в энергетических установках для производства электрической и тепловой энергии. При постоянно растущих тарифах на электроэнергию и их доли в себестоимости продукции, использование ПНГ для выработки электроэнергии является целесообразным с экономической точки зрения.

Следует отметить, что при сжигании ПНГ, помимо электричества и тепла, выделяется углекислый газ, который обладает парниковым эффектом.

В последние годы появились более современные инновационные технологии утилизации ПНГ. Огромный практический интерес представляет инновационная технология использования углекислого газа для выращивания микроводорослей. Водоросли в производстве энергоносителей превращают углекислый газ из проблемы в источник получения прибыли. Схема представлена на рис. 1. От топочной трубы газы подаются в биореактор с микроводорослями, где и растет биомасса. Биореактор может представлять из себя набор полиэтиленовых мешков, расположенных таким образом, чтобы максимально использовать возможности дневного освещения. Биореакторы встраиваются в технологические линии уже существующих промышленных

предприятий (нефтехимических производств, ТЭЦ, цементных заводов).

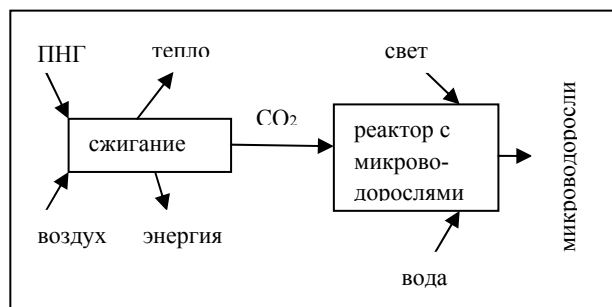


Рис. 1 – Схема промышленного производства микроводорослей из топочных газов

Таким образом, одновременно с решением экологической проблемы по сокращению выбросов парниковых газов, развитие инновационных технологий выращивания и переработки водорослей способно внести свой вклад в энергосбережение, трансформируя вредные выбросы в энергоносители.

Водоросли представляют собой перспективный энергоресурс, их называют биотопливом третьего поколения. Преимущества водорослей в качестве возможного сырья для производства транспортного топлива хорошо известны. В отличие от сырья для первого и второго поколений биотоплива, водоросли можно выращивать на землях и в водоемах, непригодных для сельского хозяйства или производства пищевых продуктов. Микроводорослям нужны лишь солнечный свет, вода и углекислый газ. По своей молекулярной структуре биотопливо из водорослей похоже на традиционные нефтепродукты. Это позволит обеспечить совместимость биотоплива с существующей транспортной техникой и инфраструктурой. Отсутствие твердой оболочки и лигнина, позволяет упростить технологию переработки водорослей в жидкое топливо. Водоросли растут в пресной, соленой воде и промышленных стоках, где используются для их очистки. И, наконец, водоросли обладают очень высокой урожайностью и способны обеспечить значительный выход биотоплива. Существуют водоросли (генетически модифицированные), способные удваивать свою массу несколько раз в день. Кроме того, в некоторых видах количество триглицеридов, основы растительного масла, составляет более половины массы. Используя водоросли, можно получить свыше 2000 галлонов топлива с одного акра в год. Аналогичные показатели для другого сырья значительно ниже: масличная пальма — 650 галлонов, сахарный тростник — 450 галлонов, кукуруза — 250 галлонов, соя — 50 галлонов.

С каждым годом все больше компаний инвестируют денежные средства в коммерциализацию инновационных технологий производства биотоплива из водорослей, резонно рассчитывая на то, что повышение спроса на энергоресурсы неизбежно приведет к диверсификации источников сырья для энергетики. Не остаются в стороне и нефтяные компании,

готовящиеся к конкуренции на рынке возобновляемого топлива и вступающие в различные альянсы с разработчиками инновационных решений в области производства биотоплива. В частности, известно о соответствующих НИОКР-проектах нефтяных компаний ExxonMobil, BP и Chevron.

Альтернативная энергетика стала одним из главных приоритетов новой администрации США, планирующей направить 150 млрд. долларов в течение ближайших десяти лет на развитие биоэнергетики [1].

Успешные инновационные технологические разработки, в частности в области выращивания и переработки водорослей, позволяют утверждать, что в недалеком будущем защита окружающей среды может стать прибыльным бизнесом.

По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ за 2011 год из 67,8 млрд. кубометров добытого в России ПНГ 16,3 млрд. м³ было сожжено на факельных установках, 51,2 млрд. м³ — переработано с использованием традиционных технологий: в том числе 30,1 млрд. м³ было поставлено газоперерабатывающим заводам (ГПЗ); 21,1 млрд. м³ использовано на собственные нужды, для закачки в пласт и производства электрической энергии (рис.2).

Но официальные данные, к сожалению, не полностью характеризуют реальную ситуацию, так как инструментальные замеры объемов извлекаемого, используемого и сжигаемого ПНГ в большинстве нефтедобывающих компаниях не осуществляются в связи с отсутствием приборов учета ПНГ. В настоящее время на территории РФ существует 2025 факельных установок, из которых только 49% оснащены замерными устройствами [2].

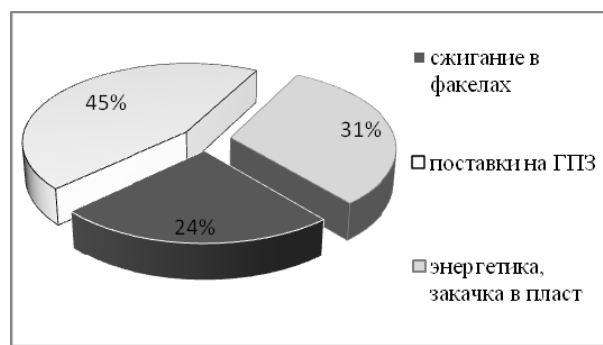


Рис. 2 – Направления использования ПНГ в России в 2011 г.

В 2011 г. инвестиции в эффективное использование ПНГ в России составили порядка 82,2 млрд. руб., введено около 75 объектов электроэнергетики, 171 объект по подготовке ПНГ, построено порядка 2000 км трубопроводов [3].

К сожалению, увеличение объема инвестиций не привело к повышению эффективности использования ПНГ. Так, в последние годы наблюдается снижение доли утилизированного ПНГ. За последние три года этот показатель сократился на 2,4 % (табл. 1). Россия продолжает наращивать объемы сжигания ПНГ. Это

связано, преимущественно, с вводом в разработку новых месторождений в районах со слаборазвитой инфраструктурой по переработке и транспорту попутного газа, при одновременном снижении добычи на старых хорошо обустроенных месторождениях.

Таблица 1 - Добыча попутного нефтяного газа в России и структура его использования (без субъектов малого предпринимательства), млрд. м³ [3,4]

Годы	Добыча газа	Сожжено на факелах	Утилизировано	
			Млрд. м ³	%
2000	28,8	7,2	21,0	72,9
2005	42,2	13,1	28,2	66,8
2006	44,0	13,3	29,8	67,7
2007	44,8	16,4	27,6	61,6
2008	45,4	13,7	32,4	71,4
2009	57,0	11,8	44,4	77,9
2010	65,2	15,4	49,8	76,4
2011	67,8	16,3	51,2	75,5

Сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) на факельных установках приводит к значительным потерям ценного химического сырья. Утилизация ПНГ позволила бы ежегодно производить до 5-6 млн. тонн жидких углеводородов, 3-4 млрд. кубометров этана, 15-20 млрд. кубометров сухого газа или 60-70 тысяч ГВт/ч электроэнергии. Расчеты показывают, что упущенная выгода от каждого сожженного миллиарда кубических метров ПНГ эквивалентна потере товарной продукции на сумму 270 млн. долларов, при этом потери бюджета составляют порядка 35 млн. долларов.

Кроме того, сжигание ПНГ приводит к значительным выбросам в атмосферу целого спектра канцерогенных и токсичных продуктов сгорания и парниковых газов. Выбросы, образующиеся при сжигании ПНГ, составляют около 2% от выбросов всех стационарных источников в России. По разным оценкам, за год в результате сжигания ПНГ в атмосферу выбрасывается 400 тыс. т вредных веществ. В среднем в России на 1 т добытой нефти приходится около 8 кг вредных атмосферных выбросов, которые локализуются преимущественно в сырьевых регионах. Сжигание ПНГ сопровождается также тепловым загрязнением окружающей среды: вокруг факела радиус термического разрушения почв колеблется в пределах 10–25 метров, растительности – от 50 до 150 метров [5].

Окружающая среда и население подвергаются воздействию экологически вредных продуктов сгорания ПНГ. Загрязнение атмосферы оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека через кожу, желудочно-кишечный тракт и особенно сильно – через органы дыхания.

Комплекс веществ, таких как диоксид азота, взвешенные вещества, оксид углерода и углеводороды, поступающие в атмосферу при сжигании ПНГ, оказывает значимое влияние на

заболеваемость населения региона язвенной болезнью, хроническим гастритом и общие патологии желудочно-кишечного тракта. Комбинированное влияние выбросов вредных веществ способствует заболеваемости населения болезнями кровообращения и крови, а также болезнями эндокринной системы, заболеваемостью хроническим бронхитом, пневмонией и болезнями миндалин.

Нами был проведен анализ заболеваемости населения крупнейших нефтедобывающих регионов (Тюменской, Оренбургской, Архангельской областей, Республики Татарстан). Статистические данные по основным нефтегазодобывающим регионам России, свидетельствуют, что заболеваемость населения по многим классам болезней выше общероссийских показателей. Очень высоки показатели по болезням органов дыхания.

По ряду заболеваний (новообразования, болезни нервной системы и органов чувств и пр.) наблюдается тенденция к росту. Очень опасны воздействия, последствия которых выявляются не сразу. Таковыми являются влияние загрязняющих веществ на способность людей к зачатию и вынашиванию детей, развитие наследственных патологий, ослабление иммунной системы, рост числа онкологических заболеваний.

Мы предлагаем включить коэффициент утилизации попутного нефтяного газа в перечень специфических индикаторов устойчивого развития для регионов с активной нефтедобычей [7], поскольку этот показатель оказывает непосредственное влияние на здоровье человека и качество жизни.

В последние десятилетия Россия занимает первое место в мире по объему сжигания попутного нефтяного газа. Тогда, как доля утилизации ПНГ в развитых странах – США, Канаде, Норвегии – составляет 99-100 %. Для решения этой серьезной проблемы, Российское правительство 8 января 2009 года подписало Постановление РФ № 7 от «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», обязывающее нефтегазодобывающие компании довести к 2012 году уровень утилизации ПНГ до 95% [8].

По состоянию на начало 2012 г. предписываемый уровень эффективной утилизации попутного нефтяного газа – 95 % - в России достигли всего две компании – «Сургутнефтегаз» и «Татнефть».

ОАО «Татнефть» является лидером среди отечественных вертикально интегрированных нефтяных компаний по уровню утилизации попутного нефтяного газа.

Добыча ПНГ по «Татнефти» в 2011 г. по сравнению с 2010 г. увеличилась на 5,3% - до 830 млн. куб. м, переработка ПНГ - на 3,2% до 715,1 млн. куб. м. При этом инвестиции в программу утилизации ПНГ в 2011 г. по сравнению с 2010 г. увеличились в 2,85 раза - до 2,28 млрд. руб. Всего за

2009-2011 гг. в программу было инвестировано 3,46 млрд. руб. Инвестиции были направлены на расширение системы газосбора, внедрение печей нагрева нефти и газопоршневых электростанций, использующих в качестве топлива ПНГ.

Пока проблемы остаются на удаленных промыслах с небольшими дебитами попутного газа, где собирать газ для нефтехимии нерентабельно. Именно на таких объектах планируется устанавливать инновационные микротурбинные энергоустановки Capstone, работающие на попутном нефтяном газе. Предполагается установить около 40 микротурбин, вырабатывающих из ПНГ электроэнергию для собственных нужд нефтяников.

Такие энергоустановки уже успешно опробованы на мелких месторождениях с повышенной сернистостью ПНГ дочерними компаниями «Татнефти»: на четырех объектах малой нефтяной компании «Татойлгаз» и на одном из месторождений ЗАО «Татех». В течение ближайших трех лет будут установлены мощные газотурбинные станции в нефтегазодобывающих управлениях «Ямашнефть», «Елховнефть» и «Бавлынефть».

Нефтяная компания «Татнефть» и американская фирма Capstone Turbin Corp создали совместное предприятие по сборке, обкатке и обслуживанию малых энергоустановок для утилизации попутного нефтяного газа. Предполагается, что совместное предприятие будет поставлять и устанавливать микротурбогенераторы не только в Татарстане, но и в ближайших регионах.

К 2014 году ОАО «Татнефть» планирует повысить коэффициент использования попутного нефтяного газа до 98% [9].

Для компаний, не выполнивших требования Постановления РФ № 7, плата за выбросы для объемов, превышающих целевой показатель, будет увеличена в 25 раз по сравнению с платой в пределах допустимых нормативов. Так же установлен дополнительный коэффициент 4,5 к ставкам платы при расчете сверхнормативных выбросов. А при отсутствии средств измерения и учета, подтверждающих фактический объем образования, использования и сжигания на факельных установках ПНГ, значение дополнительного коэффициента принимается равным 6. Таким образом, интегральный повышающий коэффициент к ставкам платы при сжигании ПНГ сверх 5 % составляет $112,5 (4,5 \times 25 = 112,5)$, а при отсутствии средств измерения и учета – $150 (6 \times 25 = 150)$.

На наш взгляд, данное постановление имеет ряд существенных недостатков:

- не установлено, за какой период определяется показатель сжигания и на какой момент с начала добычи он должен быть достигнут;
- не учитываются проблемы утилизации ПНГ на ряде месторождений, в частности, находящихся на ранних стадиях разработки, с высоким содержанием неуглеводородных компонентов, удаленных и т.д.;

- не определен объект, для которого рассчитывается показатель сжигания ПНГ – каждый лицензионный участок отдельно, группа участков, принадлежащих одному недропользователю, или холдинг в целом.

Минприроды России при экспертной поддержке энергетического центра «Сколково» и активном участии Минэнерго и Минэкономразвития внесло в правительство РФ проект постановления «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) на факельных установках» в новой редакции, в которой предусмотрены некоторые механизмы стимулирования утилизации ПНГ и льготы для ряда проблемных групп месторождений. Этот документ предусматривает существенное повышение размера платы за выбросы загрязняющих веществ при сжигании ПНГ в объеме более 5% от его добычи. При превышении данного уровня плата рассчитывается как за сверхнормативные выбросы, кроме того, применяется дополнительный повышающий коэффициент в размере 12 на период 2012-2013гг., и 25 - начиная с 2014г. (вместо 4,5, предложенных ранее).

Кроме того, при отсутствии средств измерения и учета, подтверждающих фактический объем образования, использования и сжигания ПНГ на факельных установках, к нормативам платы за выбросы предлагается применять коэффициент, равный 120 (вместо 6).

Одновременно предлагается стимулировать компании, инвестирующие в проекты по повышению уровня полезного использования ПНГ, с помощью вычетов из платы за выбросы расходов компаний на реализацию проектов по полезному использованию ПНГ. Эффективность этого механизма будет в значительной степени зависеть от проработанности методики его применения.

При этом требование о 5-процентном показателе сжигания ПНГ предлагается не распространять на месторождения:

- на начальных стадиях разработки (до достижения степени выработанности 5 % или в течение 3 лет с момента превышения выработанности 1 %);

- с добычей ПНГ менее 5 млн. м³ в год;

- с добычей ПНГ, в составе которого содержание неуглеводородных компонентов свыше 50 %.

Проектом также вводится механизм консолидации, предусматривающий расчет платы за негативное воздействие для недропользователей с учетом интегрального показателя сжигания в целом по всем участкам недр, предоставленным недропользователю или по группе аффилированных недропользователей. Среди недостатков механизма консолидации хотелось бы отметить, что он не учитывает региональный аспект. Так, компании смогут достигнуть целевого показателя сжигания по холдингу в целом за счет высокого уровня утилизации на отдельных крупных месторождениях.

В то время как в других регионах на мелких месторождениях продолжать сжигать ПНГ.

В последней редакции проекта также учитывается сезонность потребления, то есть при расчете показателя сжигания не принимаются в расчет объемы, сжигаемые во время ремонтов газоперерабатывающего предприятия [10].

Мы считаем, что предложенные меры административного воздействия, необходимо дополнить рыночным механизмом торговли квотами на выброс парниковых газов, чтобы предприятия, добившиеся их сокращения за счет более рационального использования природных ресурсов, могли получить реальный денежный эквивалент за свои усилия и направить эти средства на проведение научно-исследовательских работ по поиску более эффективных методов использования ПНГ, чем его сжигание, коммерциализацию этих разработок, создание инфраструктуры по добыче и транспортировке ПНГ, приобретение приборов учета. Особенно это актуально на фоне ратификации Россией Киотского протокола, так как привлечение средств европейских углеродных фондов под проекты тушения факелов позволило бы профинансировать часть требуемых капитальных затрат [11,12].

Киотским протоколом определено три механизма, которые позволяют добиться снижения вредных выбросов: Механизм чистого развития (МЧР); Совместное осуществление (проекты совместного осуществления – ПСО); Международная торговля квотами (МТК).

Нефтяные компании изначально проявили большую заинтересованность в проектах совместного осуществления по эффективному использованию ПНГ. Некоторые компании (например «Роснефть») вложили инвестиции в проекты еще до получения одобрения ПСО в Правительстве.

«Роснефть» в феврале 2008 г. подписала соглашение с «Carbon Trade & Finance SICAR S.A.» о покупке единиц сокращения выбросов (ЕСВ) парниковых газов, полученных в результате использования ПНГ на Харампурском и Хасырейском месторождениях в Западной Сибири.

В сентябре 2008г. «Роснефть» заключила аналогичное соглашение с Всемирным банком по Комсомольскому месторождению, также расположенному в Западной Сибири.

Согласно Приказу Минэкономразвития № 326 от 23.07.2010 был утвержден первый перечень утвержденных проектов. Список включал в себя 15 инвестиционных проектов-победителей, 6 из которых направлены на эффективное использование ПНГ:

1) «Сбор газа на Самотлорском месторождении» (инвестор – «Самотлорнефтегаз»),

2) «Проект совместного осуществления на Еты-Пуровском месторождении» (инвестор – «Газпром нефть»),

3) «Утилизация попутного нефтяного газа на Комсомольском месторождении» (инвестор – «Роснефть»),

4) «Утилизация попутного нефтяного газа на Восточно-Перевальном нефтяном месторождении» (инвестор – «РИТЕК»),

5) «Утилизация попутного нефтяного газа на Средне-Хулымском нефтяном месторождении» (инвестор – «РИТЕК»),

6) «Расширение Южно-Балыкского газоперерабатывающего завода» (инвестор – «СИБУР Холдинг») [13].

«Газпром нефть» первая из российских нефтяных компаний завершила сделку по продаже единиц сокращения выбросов (ЕСВ) по проекту совместного осуществления, реализуемого в рамках Киотского протокола на Еты-Пуровском месторождении. Объем сделки составил 295 тыс. ЕСВ. После этого доля утилизации попутного газа выросла с 94 % до 95 %.

На данный момент «Газпром нефть» завершила уже вторую сделку по продаже единиц сокращения выбросов (ЕСВ), полученных в соответствии с процедурами, предусмотренными Киотским протоколом.

Использование механизмов Киотского протокола помогает за счет продажи ЕСВ снизить уровень антропогенного воздействия на окружающую среду, а также значительно улучшить экономические показатели проектов эффективного использования ПНГ и компенсировать часть затрат на создание инфраструктуры для утилизации попутного газа.

Нефтяным компаниям приходится нести большие инвестиционные затраты для реализации проектов по использованию попутных нефтяных газов. Теперь, когда механизм проектов совместного осуществления в России стал практической реальностью, возможно, решение проблемы утилизации попутного нефтяного газа сдвинется с мертвой точки.

Вопрос утилизации попутного нефтяного газа конечно дорогостоящий, но в долгосрочной перспективе его решение позволит повысить конкурентоспособность и экологическую безопасность России и обеспечить устойчивое развитие ее регионов за счет внедрения инновационных технологий и улучшения экологической ситуации.

Литература

1. И. Моисеев, В. Тарасов, Л. Трусков. The Chemical Journal. № 12 (Декабрь) 2009, с. 24-29.
2. И. Федоров. Газовый бизнес. № 3 (май-июнь) 2012, с. 15
3. А.Г. Коржубаев, Д.А. Лаперт, Л.В. Эдер. Бурение и нефть. № 4 (Апрель) 2012, с. 3-6.
4. Охрана окружающей среды в России. 2010: Стат. сб./ Росстат. - М., 2010. – 303с.
5. А.В.Аксютин. Научно-технический совет ЗАО «Глоботэк», г. Тольятти. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России.
6. Регионы России. Социально-экономические показатели. 2011, с. 314-317.
7. О.В.Газизова, А.Р.Галеева. Сборник материалов Международной научно-практической конференции «III Нугаевские чтения». – Казань: КГТУ, ВШЭ, 2010, с. 341-345.

8. Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 г. N 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» // Собрание законодательства РФ от 19 января 2009 г. № 3.
9. <http://www.nnps.ru/ru/news/industry/index.php?ID=634>
10. Г. Выгон, А. Рубцов, С.Ежов. Утилизация попутного нефтяного газа: проблема 2012. Энергетический центр «Сколково», 2012
11. О.В. Газизова, А.Р. Галеева. Вестник Казанского технологического университета. № 12, 2011, с. 189-195.
12. О.В. Газизова, А.Р. Галеева. Вестник Казанского технологического университета. № 5, 2009, с. 7-14.
13. А.Ю. Книжников, Е.А. Кутепова. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России. WWF России, М., 2010, С. 17-20.

© **О. В. Газизова** – канд. техн. наук, доц. каф. экономики КНИТУ, trolvi@rumbler.ru; **А. Р. Галеева** – асс. той же кафедры, kstu@bk.ru.