

# ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ОХРАНА ТРУДА  
В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

2017

Научно-технический  
сборник

# «Вести газовой науки»

Охрана окружающей среды, энергосбережение и охрана труда в нефтегазовом комплексе. Спецвыпуск

Издается с 2010 г.

ISSN 2306-8949

Учредитель Общество с ограниченной ответственностью  
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»

**Включен в Перечень ВАК российских рецензируемых научных журналов, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук**

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-56652  
от 26.12.2013 г.

Главный редактор *Б.А. Григорьев*, член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Зам. главного редактора *В.А. Истомин*, д.х.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,  
*А.Е. Рыжов*, к.г.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия *М.А. Анисимов*, д.ф.-м.н., профессор, Мэрилендский университет, США  
*Б.А. Сулейманов*, д.т.н., профессор, Азербайджанская государственная нефтяная академия  
*В.Н. Башкин*, д.б.н., профессор, Институт физико-химических и биологических проблем почвоведения РАН  
*А.Н. Дмитриевский*, д.г.-м.н., профессор, академик РАН, Институт проблем нефти и газа РАН  
*И.Т. Мищенко*, д.т.н., профессор, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
*А.Н. Шахвердиев*, д.т.н., профессор, Азербайджанский технический университет

Научный редактор *Н.Б. Пыстина*, к.э.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Рецензент *Д.Н. Крылов*, д.т.н.

## Над номером работали

Ответственный редактор *Т.Г. Осияненко*  
Редактор *М.В. Бурова*  
Корректор *А.Я. Стефанова*  
Перевод *А.Я. Стефанова*  
Верстка *Н.А. Владимиров*  
Дизайн *И.Ю. Белов*

Адрес редакции 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка,  
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:

Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73

E-mail: [vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru](mailto:vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru)

[www.vesti-gas.ru](http://www.vesti-gas.ru)

Подписано в печать 30.11.2017 г. Тираж 500 экз.

Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка,  
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2017

Цена свободная.

Правообладатель уведомляет о недопустимости полного или частичного воспроизведения и распространения материалов сборника (ст. 1233 и 1255 ч. IV ГК РФ).

## Слово редактора

*В соответствии с указом Президента России 2017 год объявлен Годом экологии, цель которого – привлечь внимание к проблемным вопросам в экологической сфере и улучшить состояние экологической безопасности страны. В ПАО «Газпром» и его дочерних обществах он проходит под девизом «Сохраняя природу».*

*Реализация природоохранных мероприятий, направленных на улучшение экологической обстановки в регионах присутствия ПАО «Газпром» и поддержание имиджа эколого-ориентированной компании, невозможна без научно-технической поддержки исследований ученых и специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – головного отраслевого научно-исследовательского центра. Осведомленность в области актуальных проблем отрасли позволяет концентрировать усилия на решении основных задач, стоящих перед Группой Газпром.*

*В специальном выпуске научно-технического сборника «Вести газовой науки» представлен широкий спектр материалов, отражающих результаты научных изысканий по приоритетным направлениям исследований для решения проблем обеспечения устойчивого, экологически безопасного развития, безопасных условий труда работников, энергосбережения и повышения энергоэффективности технологических объектов компаний ПАО «Газпром».*

*Большое внимание уделяется вопросам сопровождения перехода компаний ПАО «Газпром» на нормирование воздействия на окружающую среду на принципах наилучших доступных технологий, в том числе формированию информационно-технических справочников; созданию и внедрению научно-методического аппарата для анализа структуры потребления энергоресурсов на объектах производственно-технологического комплекса ПАО «Газпром». Отражены итоги работ, связанных с разработкой и мониторингом целевых показателей энергоэффективности, в частности инвестиционных проектов и мероприятий; оценкой углеродного и токсического следа жизненного цикла продукции и основных производственных процессов нефтегазовой отрасли с определением комплекса мероприятий по сокращению выбросов парниковых газов. Рассматривается ряд вопросов, посвященных разработке инновационных природоохранных научно-технических решений, а также технических решений по снижению воздействия на работников вредных производственных факторов; научно-техническому обеспечению безопасных условий труда; исследованию природно-климатических условий и состояния окружающей среды в районах расположения объектов Группы Газпром, внедрению адаптационных мер к возможным изменениям климата.*

*Издание предназначено не только для ученых-экологов, инженеров экологических и энергетических служб и специалистов по охране труда в газовой отрасли, но и для широкого круга читателей, интересующихся развитием науки в рамках нефтегазового комплекса.*



Директор Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.э.н. Н.Б. Пыстина

## Содержание

- 3 **Аксютин О.Е., Ишков А.Г., Романов К.В., Пыстина Н.Б., Акопова Г.С., Косолапова Е.В.**  
Экологическая эффективность производства и использования природного газа на основе оценки полного жизненного цикла
- 12 **Аксютин О.Е., Ишков А.Г., Романов К.В., Тетеревлев Р.В., Пыстина Е.А.**  
Вклад газовой отрасли в формирование энергетической модели на основе водорода
- 21 **Бердин В.Х., Юлкин Г.М.**  
Роль газовой промышленности России в снижении национальных выбросов парниковых газов
- 25 **Варфоломеев Е.В., Богданов О.И., Быков Д.А., Гильдерман С.А.**  
Повышение экономической эффективности природоохранных мероприятий при внедрении наилучших доступных технологий в газовой промышленности
- 36 **Воронцов М.А., Хворов Г.А.**  
Обоснование сопоставимых условий сравнения показателей энергоэффективности на примере промысловых дожимных компрессорных станций
- 42 **Воронцов М.А., Хворов Г.А., Нурдинова С.А., Маришкин В.А.**  
Методические подходы к оценке энергоэффективности технологических процессов добычи газа
- 50 **Хворов Г.А.**  
Анализ реализации потенциала энергосбережения в магистральном транспорте газа ПАО «Газпром» за период 2011–2016 гг.
- 61 **Пыстина Н.Б., Баранов А.В., Будников Б.О., Куприна Е.Э., Народицкис А., Зинкевич И.Н., Бабийчук А.И.**  
Перспективы развития технологий утилизации буровых отходов в нефтегазодобывающем комплексе
- 68 **Пыстина Н.Б., Попадьюко Н.В., Шарихина Л.В., Гусева Т.В., Бегак М.В., Романюк Л.П., Руут Ю.**  
Подходы к выбору наилучших доступных технологий, маркерных веществ и технологических показателей для переработки природного и попутного газа
- 77 **Акопова Г.С., Голушко В.В., Дорохова Е.В.**  
Методические основы определения и нормирования технологических потерь природного газа на объектах малотоннажного производства и потребления СПГ
- 88 **Хохлачев Н.С., Попадьюко Н.В., Митяева Л.А., Фалин А.Г.**  
Оценка устойчивости к токсикантам аэробных гранул активного ила сооружений биологической очистки сточных вод газовой отрасли
- 94 **Лосик Т.К., Константинов Е.И.**  
Физиолого-гигиеническое обоснование применения утеплителя из оленьей шерсти в зимней специальной одежде для работников газового комплекса в Арктике
- 100 **Теребнев А.В., Емельянов О.Н., Яблоник Л.Р.**  
Совершенствование шумоглушителей сбросов газа высокого давления
- 106 **Пыстина Н.Б., Баранов А.В., Ильякова Е.Е., Унанян К.Л.**  
Методические аспекты восстановления антропогенно трансформированных ландшафтов полуострова Ямал
- 116 **Ермолов А.А.**  
Экологическая безопасность арктических берегов России: углеводородное загрязнение и методы восстановления
- 125 **Ладыгин К.В.**  
Очистка загрязнений на обратноосмотических мембранах с использованием ультразвуковых волн
- 131 **Старостин К.Г., Клушин В.Н.**  
Регенерация углеводородозагрязненных активных углей
- 135 **Семенов А.М., Оленин А.В., Хохлачев Н.С.**  
Окисление нефти в морской среде бактериями – эпифитами бурых водорослей
- 140 **Сведения об авторах**
- 144 **Information about the authors**

УДК 622.279:504.7

## Экологическая эффективность производства и использования природного газа на основе оценки полного жизненного цикла

О.Е. Аксютин<sup>1</sup>, А.Г. Ишков<sup>1</sup>, К.В. Романов<sup>1</sup>, Н.Б. Пыстина<sup>2\*</sup>, Г.С. Акопова<sup>2</sup>,  
Е.В. Косолапова<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ПАО «Газпром», Российская Федерация, 196210, г. Санкт-Петербург, ул. Внуковская, д. 2, лит. А, БЦ «Пулково-Скай»

<sup>2</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: N\_Pystina@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** На примере оценки жизненного цикла природного газа и других углеводородных топлив в статье представлена методология оценки углеродного следа, включающая наряду с этим оценку не менее важных аспектов – влияния топлива на здоровье человека, сохранения окружающей среды и биоразнообразия. В процессе изучения взаимосвязанных составляющих системы жизненного цикла производства углеводородного топлива, начиная с получения сырья и вплоть до стадии использования готового продукта, проанализированы расходы энергии и природных ресурсов, потери сырья, а также потенциальное негативное воздействие на окружающую среду. Сравнительная оценка негативного воздействия на окружающую среду по критериям, характеризующим экологическую эффективность моторных топлив в жизненном цикле, показывает безусловные преимущества природного газа как моторного топлива по всем исследованным показателям. Кроме того, в работе освещены основные методики (включая полученные результаты) выявления углеродного следа российского природного газа, поставляемого по экспортным маршрутам в страны Европейского союза.

**Ключевые слова:** жизненный цикл, углеродный след, токсический след, экологическая эффективность, удельные выбросы загрязняющих веществ, парниковые газы.

Глобальные проблемы, такие как изменение климата, перенаселение и рост потребления энергетических ресурсов, требуют гармонизации технологических, экологических и экономических интересов, принятия как стратегических, так и тактических мер по минимизации техногенного воздействия на окружающую среду.

Для объективной характеристики экологической эффективности жизненного цикла природного газа и других видов топлив используется понятие *углеродного следа*, который определяется как отношение выбросов парниковых газов к тонне нефтяного эквивалента добытого сырья (нефти/газа). На углеродный след непосредственно влияют эффективность работы промышленных установок и энерготехнологического оборудования, эффективность потребления топливно-энергетических ресурсов, мероприятия по сокращению выбросов парниковых газов. Углеродный след является индикатором, характеризующим уровень негативного воздействия, нанесенного климатической системе на этапах жизненного цикла продукции прежде, чем она была доставлена потребителю.

Для комплексной оценки влияния жизненного цикла природного газа и других видов топлив, по мнению авторов, следует добавить показатели, характеризующие, помимо влияния на климат, степень воздействия на здоровье человека и компоненты окружающей среды. Такими показателями могут быть удельные выбросы загрязняющих веществ (ЗВ) на тонну нефтяного эквивалента добытого углеводородного сырья и токсический след.

Токсический след топлива определяется как совокупность выбросов всех ЗВ с учетом их токсичности, прямо или косвенно произведенных в повседневной деятельности. Токсический след является показателем антропогенного воздействия на экосистемы и позволяет провести сравнительную оценку экологических преимуществ использования разных видов топлив, например газомоторного, по сравнению с нефтяными топливами. Удельные выбросы ЗВ, как известно, являются основными

параметрами, которые следует контролировать для соблюдения технических нормативов выбросов и оценки результатов внедрения природоохранных мероприятий.

Сравнительная экологическая оценка топлив нефтяного и газового происхождения по этим параметрам позволяет выявить наиболее эффективные, дружественные окружающей среде виды топлива.

### Методология жизненного цикла природного газа и других видов моторных топлив

Современный способ эксплуатации автотранспортных средств (АТС) и производство моторных топлив оказывают существенное техногенное воздействие на климат, природные экосистемы, включая увеличение нагрузки ЗВ на организм человека. В России одной из основных причин загрязнения воздуха в крупных городах является автотранспорт, на долю которого в общем объеме валовых выбросов ЗВ в атмосферу приходится 44 %. В Москве и других мегаполисах их доля доходит до 90 % от валовых выбросов ЗВ в атмосферу.

В связи с тем, что негативное воздействие на окружающую среду транспортными средствами происходит не только в результате сгорания топлива в двигателе автомобиля, но также по всей технологической цепочке

(от добычи сырья до поставки топлива на автозаправочную станцию), для решения экологических проблем важно учитывать все этапы жизненного цикла (ЖЦ) топлива. Так, ЖЦ моторного топлива – комплекс последовательно реализуемых этапов обращения с углеводородным сырьем, начиная с его добычи до конечной стадии – использования топлива на автотранспорте, в результате чего в атмосферный воздух выбрасываются ЗВ и парниковые газы. ЖЦ газомоторного топлива (ГМТ) включает добычу углеводородного сырья, его транспортировку, хранение, производство компримированного природного газа (КПГ) на автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС) и дальнейшее его использование на автотранспорте. К ЖЦ нефтяных топлив (бензина, дизельного топлива) относятся следующие этапы технологической цепочки: добыча, транспортировка сырья, хранение, переработка с получением моторного топлива, реализация на автозаправочных станциях (АЗС), использование бензина и дизельного топлива (ДТ) в автотранспорте. Схематично этапы ЖЦ производства и использования моторных топлив представлены на рис. 1.

Оценка топлив проведена в условиях выполнения на всех этапах ЖЦ требований по соблюдению российских (европейских)



Рис. 1. Жизненный цикл производства и использования моторных топлив

норм на выброс загрязняющих веществ ( $\text{CO}$ ,  $\text{C}_x\text{H}_y$ ,  $\text{NO}_x$ , твердые частицы) по испытательным циклам, снижение выброса  $\text{CO}_2$ , минимизацию расхода природных ресурсов и энергии, а также сокращение ущерба окружающей среде.

Расчет значений удельных выбросов ЗВ, углеродного следа, суммарного токсического следа и сравнение экологических характеристик моторных топлив, получаемых из нефти и природного газа на всех этапах ЖЦ, выполнены на основе анализа статистических данных крупных нефтегазовых компаний России (ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Транснефть» и др.) об экологических (объемы выбросов ЗВ и  $\text{CO}_2$ ) и производственных показателях (объемы добычи, транспортировки, переработки сырья).

Экологические показатели жизненного цикла моторных топлив определены следующим образом:

- удельные выбросы ЗВ (удельное значение выбросов ЗВ на одну тонну нефтяного эквивалента добытого сырья (нефти/газа)) как отношение суммы выбросов ЗВ по всем этапам ЖЦ топлив (добыча, транспортировка и хранение, переработка, АЗС/АГНКС, эксплуатация АТС) к объему добычи сырья, использованного для производства определенного вида моторного топлива (в т н.э.);

- углеродный след – отношение суммы выбросов  $\text{CO}_2$ -экв. по всем этапам ЖЦ топлив (добыча, транспортировка и хранение, переработка, АЗС/АГНКС, эксплуатация АТС) к объему добычи сырья, использованного для производства определенного вида моторного топлива (в т н.э.);

- токсический след – отношение суммы выбросов индивидуального ЗВ ( $\text{CO}$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ , летучие органические соединения, твердые частицы, бенз(а)пирен) по всем этапам ЖЦ топлив к соответствующей предельно допустимой концентрации данного загрязняющего вещества в атмосферном воздухе ( $\text{ПДК}_{\text{м.р}}$  индивидуального ЗВ), приведенное к пробегу АТС в год (усредненные показатели) на разных видах топлива (в усл. ед.).

Значения удельных выбросов ЗВ и парниковых газов (в  $\text{CO}_2$ -экв.) рассчитывали с учетом:

- объемов расхода/потерь сырья/топлива на каждом этапе ЖЦ;

- величин удельных выбросов ЗВ и  $\text{CO}_2$ -экв. в ЖЦ топлив (Расчетная инструкция НИИАТ, 2008 г.) [1];

- данных Госдоклада «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2014 году» (Государственный доклад, 2015 г.) о структуре и количестве парка АТС [2];

- уточнений и дополнений по видам использованного топлива, сроку эксплуатации, типам АТС (внесенных авторами).

### **Сравнительная оценка экологических показателей природного газа и других видов топлив**

Рассчитанные значения экологических показателей в комплексе последовательно реализуемых этапов обращения с углеводородным сырьем – от процесса добычи (получения) до использования моторных топлив на транспорте (удельные выбросы ЗВ, углеродный и токсический следы при использовании различных видов моторного топлива) представлены в табл. 1 (экологические показатели приведены к единице).

В результате выполненных расчетов было установлено, что все показатели экологической эффективности использования КПГ лучше показателей, характерных для бензина и дизельного топлива. В частности, при использовании КПГ:

- удельные выбросы ЗВ в 3 раза меньше, чем у ДТ, и в 6 раз меньше, чем у бензина;

- удельные выбросы парниковых газов в 1,7 раза меньше, чем у ДТ, и в 2 раза меньше, чем у бензина;

- значение токсического следа в 5 раз меньше, чем у ДТ, и в 3 раза меньше, чем у бензина.

Таким образом, сравнительная оценка негативного воздействия на окружающую среду по критериям, характеризующим экологическую эффективность моторных топлив в ЖЦ, свидетельствует о том, что использование природного газа в качестве ГМТ имеет преимущества по всем исследованным показателям.

Таблица 1

**Показатели экологической эффективности использования КПП  
и других видов топлив для АТС**

Вид топлива	Удельные выбросы ЗВ, т ЗВ/т н.э.	Кратность выбросов по отношению к КПП	Углеродный след, т CO <sub>2</sub> -экв./т н.э.	Кратность выбросов по отношению к КПП	Токсический след, усл. ед.	Кратность выбросов по отношению к КПП
Добыча – АЗС/АГНКС						
Бензин	0,02	5,5	0,96	4	0,75	7
ДТ	0,02	4,4	0,96	4	1,22	12
КПП	0,004	1	0,24	1	0,10	1
Эксплуатация						
Бензин	0,04	7	4,07	2,0	0,78	2
ДТ	0,01	2	3,04	1,5	1,41	3
КПП	0,006	1	2,08	1	0,45	1
По всем этапам жизненного цикла						
Бензин	0,06	6	5,03	2,1	1,53	3
ДТ	0,03	3	4,01	1,7	2,65	5
КПП	0,01	1	2,34	1	0,55	1

**Экологическая значимость использования природного газа в качестве газомоторного топлива**

Перевод автотранспорта на газомоторное топливо приведет к снижению негативного воздействия на окружающую среду и окажет положительное влияние на качество жизни, прежде всего городского населения. Использование КПП скажется на снижении вибрации от двигателей внутреннего сгорания, обеспечив комфортные условия пассажирам таких автотранспортных средств. Улучшатся условия жизни населения, проживающего у автомагистралей, так как шум от автомобилей и автобусов, работающих на газовом топливе, в 3 раза ниже, чем от автотранспортных средств, работающих на дизельном топливе.

Эксплуатация транспорта на ГМТ может в 3–6 раз снизить выбросы ЗВ и почти в 2 раза – выбросы диоксида углерода в составе отработанных газов. В связи с этим использование природного газа в качестве топлива автомобилей при перевозке на большие расстояния и автобусов международного сообщения может улучшить экологическую обстановку в масштабах страны.

Использование ГМТ способствует реализации национальных проектов в области здравоохранения за счет снижения негативного воздействия на окружающую среду. В крупных городах, в частности в Москве, с высокой долей транспортных средств переход на ГМТ

может обеспечить снижение нагрузки выбросов ЗВ на человека и, как следствие, улучшить показатели здоровья.

Одним из наиболее важных показателей, отражающих изменения качества окружающей среды, который может значительно измениться при использовании на транспорте ГМТ, является состояние здоровья детей. Потенциальная нагрузка на ребенка по сравнению со взрослым увеличивается в связи с повышенной чувствительностью детского организма к негативному воздействию экологических факторов. Проведенный расчет изменения нагрузки выбросов ЗВ от автотранспорта на жителя Москвы показал, что эта нагрузка может снизиться с 65 до 34 кг ЗВ на человека в год, если предположить, что 50 % существующего московского парка автотранспортных средств будет переведено на КПП.

Рост использования природного газа в качестве моторного топлива является мировой тенденцией: как моторное топливо природный газ применяется более чем в 80 странах. Мировой парк автомобилей, работающих на КПП, ежегодно увеличивается на 25–30 %. Международный опыт свидетельствует о том, что перевод транспорта на природный газ является одним из приоритетных направлений в части сохранения климата, здоровья населения, особенно жителей мегаполисов, и в целом обеспечения устойчивого энергетического развития страны [3, 4].

## Углеродный след природного газа

Актуальность оценки углеродного следа природного газа продиктована необходимостью получения детальной и объективной информации о воздействии технологических объектов на климатическую систему в жизненном цикле. Перечень этапов ЖЦ обусловлен задачей по оценке углеродного следа природного газа, экспортируемого из России в страны Европейского союза (ЕС), и включает этапы разведки, бурения, добычи и его транспортировки до потребителя – газоизмерительных станций (ГИС).

Показатели на основных этапах жизненного цикла природного газа определены с учетом алгоритма оценки углеродного следа и включают:

- удельные показатели затраченной энергии в расчете на единицу продукции, ГДж/т;
- удельные выбросы парниковых газов, г CO<sub>2</sub>-экв./ГДж.

Углеродный след природного газа определяется удельной величиной массы выбросов парниковых газов, образующихся на каждом этапе производства от скважины до ГИС, приведенной к массе выбросов диоксида углерода (г CO<sub>2</sub>-экв.), приходящихся на единицу продукции, реализуемой в Европе, выраженной в энергетических единицах (ГДж) – г CO<sub>2</sub>-экв./ГДж.

Резонансными работами последних лет стали исследования экспертов [5, 6] по оценке углеродного следа природного газа, транспортируемого из России и других стран в страны ЕС. Группой компаний, включая ПАО «Газпром», «ЮНИПЕР», «Винтерсхалл Холдинг ГмбХ» и др., в свою очередь было принято решение о привлечении независимой организации – института DBI (Германия) к оценке выбросов парниковых газов, характерных для природного газа, экспортируемого из России в страны ЕС.

Для оценки углеродного следа институт DBI в дополнение к государственным статистическим данным использовал данные газовой отрасли, предоставленные ООО «Газпром ВНИИГАЗ», и учитывал требования в отношении оценки жизненного цикла (LCA), установленной по DIN EN ISO 14040<sup>1</sup> и DIN CEN ISO TS 14067<sup>2</sup>. Целью исследования являлось

определение углеродного следа поставок природного газа в центральную часть ЕС на основе актуальных фактических данных и сравнение результатов с допущениями исследования Exergia. Оценка воздействия проведена в соответствии с DIN CEN ISO TS 14067 для анализа углеродного следа по категории «изменение климата».

Оценка углеродного следа выполнена на основе модели GHGenius (<http://www.ghgenius.ca>), адаптированной в рамках исследования Exergia (версия GHGenius 4.03).

Исследование института DBI базировалось на исходных данных основных стран-поставщиков (Нидерланды, Норвегия, Россия), а также данных по Германии как основного потребителя и транзитной страны природного газа.

В границы оценки углеродного следа входят следующие этапы жизненного цикла: добыча природного газа, транспортировка до границы центральной части ЕС, передача, хранение и распространение в центральной части ЕС.

При оценке углеродного следа на этапе добычи природного газа учтены выбросы парниковых газов: организованные и неорганизованные выбросы метана, выбросы диоксида углерода при сжигании природного газа, а также косвенные выбросы при производстве электроэнергии, которая используется для газоперекачивающих агрегатов (ГПА).

На этапе транспортировки природного газа использованы данные только для транспорта газа по трубопроводам. По аналогии с проектом Exergia исследование транспорта из страны производства до внешней границы ЕС рассматривается отдельно от транспорта внутри Европы. При этом выбросы парниковых газов происходят в результате использования природного газа на собственные технологические нужды и неорганизованных выбросов метана. Энергия природного газа используется в ГПА компрессорных станций, расположенных на газопроводах с интервалом 100–150 км. Некоторые газопроводы, например Nord Stream, а также норвежские экспортные трубопроводы, работающие на шельфе, не имеют промежуточных компрессорных станций вдоль трубопровода. На них газ подается с давлением, не требующим дополнительного сжатия для достижения европейской границы.

На этапе хранения в подземных хранилищах (ПХГ) выбросы парниковых газов

<sup>1</sup> См. ISO 14040:2006. Экологический менеджмент. Оценка жизненного цикла. Принципы и структурная схема.

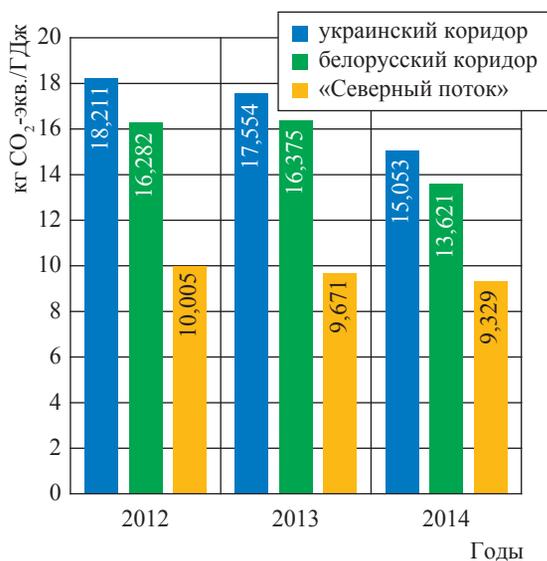
<sup>2</sup> См. ISO/TS 14067:2013. Парниковые газы. Углеродный след продукта. Требования и руководящие указания по определению количества и обмену данными.

в основном происходят при эксплуатации ГПА, имеют место неорганизованные выбросы метана от уплотнений в компрессоре. В исследовании учтены ПХГ, обеспечивающие экспорт российского газа и расположенные в Украине и Центральной Европе.

Газопроводы, а также сооружения газораспределительной сети являются источниками для неорганизованных выбросов метана.

Для оценки углеродного следа российско-природного газа были оценены три экспортных коридора:

- украинский (Россия-1), состоящий из трубопроводов Уренгой – Ужгород, Елец – Кременчуг – Кривой Рог и «Прогресс» (ГИС «Суджа»);
- белорусский (Россия-2), состоящий из газопровода Ямал – Европа (ГИС «Кондрачки»);
- «Северный поток» (Россия-3).



**Рис. 2. Результаты оценки углеродного следа природного газа для экспортных коридоров (исследование DBI)**

**Таблица 2**

**Результаты оценки углеродного следа российского природного газа, транспортируемого в центральную часть ЕС (средневзвешенный вариант)**

Наименование показателя	Годы		
	2012	2013	2014
Передача, хранение и распределение в центральной части ЕС	1759,3	1721,1	1810,2
Транспорт*	13521,5	12139,8	9247,5
Добыча	1164,8	1223,1	1179,4
Удаление CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S из природного газа	3,0	2,4	2,4
Итого	16449	15086	12239

\* Транспортировка газа до границы центральной части ЕС (в случае Норвегии и России) или в другой округ в центральной части ЕС (в случае Германии и Нидерландов, так как они расположены в центральной части ЕС).

Средневзвешенный вариант (Россия-4) создан из значений для трех коридоров с учетом распределения количества газа на экспорт. Данные доступны для всех лет, рассматриваемых в данном исследовании (2012–2014 гг.).

Результаты оценки углеродного следа природного газа для экспортных коридоров приведены на рис. 2, а по средневзвешенному варианту для трех экспортных коридоров за 2012–2014 гг. – в табл. 2.

Установлено, что наибольший углеродный след имеет место при доставке природного газа в страны ЕС по украинскому коридору, а наименьший – по «Северному потоку».

Показатели углеродного следа по трем коридорам сокращаются с 2012 по 2014 гг., что связано с реализацией мероприятий по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, в том числе уменьшением использования природного газа на топливные нужды и сокращением его расхода на технологические операции.

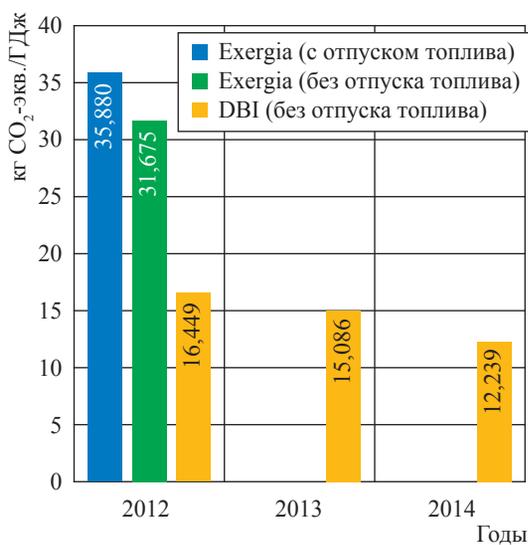
Наибольший вклад в углеродный след природного газа вносит этап жизненного цикла «транспортировка природного газа» (90 % и более) и, соответственно, влияет на конечный результат показателя.

Максимальный углеродный след природного газа за период 2012–2014 гг. составил 18,2 кг CO<sub>2</sub>-экв./ГДж, а минимальный – 9,3 кг CO<sub>2</sub>-экв./ГДж. Средневзвешенное значение углеродного следа российского природного газа, который экспортировался в страны ЕС (в частности, в центральную часть ЕС) в 2012–2014 гг., составляло от 12 до 16,4 кг CO<sub>2</sub>-экв./ГДж.

Таким образом, по результатам исследования института DBI установлено, что фактический углеродный след российского природного газа, экспортируемого в центральную часть ЕС, не превышал 16,4 кг CO<sub>2</sub>-экв./ГДж

за период 2012–2014 гг. (по средневзвешенному варианту), что в два раза меньше, чем было заявлено в докладе Eexergia по данным за 2012 г. (31,7 кг CO<sub>2</sub>-экв./ГДж). Сопоставление результатов оценки углеродного следа российского природного газа германским институтом DBI и компанией Eexergia приведены на рис. 3. По мнению авторов, основной причиной значительной разницы полученных результатов этих исследований является качество исходных данных, которые были использованы для оценки углеродного следа природного газа. В частности, в анализе, выполненном Eexergia, объем потребления газа при добыче и транспортировке газа в России был многократно завышен по сравнению с фактическими значениями.

Проведенные ООО «Газпром ВНИИГАЗ» расчеты на модуле GHGenius показывают, что углеродный след природного газа, экспортируемого по коридору «Северный поток», с учетом фактических параметров эксплуатации объекта в 2015 г. дополнительно уменьшился по сравнению со значениями предыдущих лет и составил 5,8 кг CO<sub>2</sub>-экв./ГДж, что на 3,5 кг CO<sub>2</sub>-экв./ГДж ниже значения, полученного немецким институтом DBI за 2014 г. Оценка уровня энергоэффективности экспортных коридоров Единой системы газопроводов России подтверждает, что в ПАО «Газпром» успешно и целенаправленно реализуется политика энергосбережения, обеспечивающая снижение энергоемкости и уровня углеродного следа



**Рис. 3. Результаты оценки углеродного следа российского природного газа, экспортируемого в ЕС**

при транспортировке природного газа западным потребителям. В частности, показатель удельного расхода топливо-энергетических ресурсов экспортного коридора от КС «Байдарацкая» до КС «Портовая» в 2015 г. на 6,0 % меньше, чем средняя величина по старым коридорам.

Таким образом, уточнение методологических подходов к оценке выбросов парниковых газов в топливно-энергетическом комплексе России прежде всего должно быть нацелено на повышение качества исходных данных и использование фактических значений с обоснованным уровнем детализации.

\*\*\*

Природный газ является наиболее безопасным видом моторного топлива для окружающей среды, что подтверждено проведенными исследованиями по оценке комплексного экологического эффекта от использования КПП вместо бензина и дизельного топлива.

Экологический эффект перевода оценен по основным характеристикам топлив, суммарным валовым выбросам загрязняющих веществ и по отдельным веществам (NO<sub>x</sub>, CO, SO<sub>2</sub>, ТЧ, ЛОС и CO<sub>2</sub>).

Значения удельных выбросов ЗВ и CO<sub>2</sub>, а также токсического следа, которые являются одними из основных итоговых показателей эффективности топлив, полученные суммированием по этапам жизненного цикла, составили (соответственно, соотношения для бензина, дизельного топлива и КПП):

- удельный выброс ЗВ – 6:3:1;
- углеродный след – 2,1:1,7:1;
- токсический след – 3:5:1.

В стремлении к устойчивому энергетическому будущему преимущества природного газа заслуживают большего признания и определяют целый ряд причин, по которым природный газ должен играть ведущую роль.

Газификация транспортного сектора является важной экологической составляющей в сохранении климата, здоровья людей и окружающей среды.

Учитывая, что климатические аспекты приобретают все большее значение для энергетического сектора, в мировом и научном сообществе инициируются исследования углеродного следа природного газа и других энергетических ресурсов. Принципиально важным является использование корректных и достоверных исходных данных. По данным

германского института DBI, углеродный след российского природного газа, экспортируемого в центральную часть ЕС, составляет от 12,2 кг CO<sub>2</sub>-экв./ГДж.

ПАО «Газпром» проводит работу по дополнительному повышению качества оценок выбросов парниковых газов в составе топливно-энергетического комплекса России.

Продолжая политику открытости в части углеродной отчетности, ПАО «Газпром» приняло решение и разработан план действий на 2017 г. по верификации выбросов парниковых газов согласно международным стандартам ISO 14064 и ISAE 3410. Осуществляя планомерную работу по повышению энергоэффективности и экологичности производственных процессов, «Газпром» заинтересован в исследованиях углеродного следа, так как они позволяют провести объективную оценку деятельности и подтверждают экологические преимущества природного газа, поддерживая имидж компании на мировом рынке.

## Список литературы

1. Расчетная инструкция (методика) по инвентаризации выбросов загрязняющих веществ автотранспортными средствами в атмосферный воздух. – М.: НИИАТ, 2008. – С. 56–59.
2. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2014 году». – М.: Минприроды России, 2015. – С. 45–49.
3. Ишков А.Г. Экологическая эффективность автотранспортного комплекса в регионах России при переводе на природный газ / А.Г. Ишков, К.В. Романов, Р.В. Тетеревлев и др. // Транспорт на альтернативном топливе. – 2016. – № 2 (50). – С. 15–25.
4. Ишков А.Г. Газомоторное топливо: экобезопасность и качество жизни / А.Г. Ишков // Природно-ресурсные ведомости. – 2016. – № 3 (426), март.
5. Critical evaluation of default values for the GHG emissions of the natural gas supply chain: final report. – DBI GUT, 2016.
6. Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas: final report. – Exergia, 2015.

## Ecological efficiency of production and application of natural gas on the basis of its full life cycle estimation

O.Ye. Aksyutin<sup>1</sup>, A.G. Ishkov<sup>1</sup>, K.V. Romanov<sup>1</sup>, N.B. Pystina<sup>2\*</sup>, G.S. Akopova<sup>2</sup>, Ye.V. Kosolapova<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Gazprom PJSC, Bld. 2A, Pulkovo-Skay business center, Vnukovskaya street, St. Petersburg, 196210, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: N\_Pystina@vniigaz.gazprom.ru

**Keywords:** life cycle, hydrocarbon trace, toxic trace, ecological efficacy, specific emission of contaminants, greenhouse gases.

**Abstract.** On example of life cycle estimation for natural gas and other hydrocarbon fuels the paper presents a procedure for assessment of carbonic traces together with evaluation of other not less important issues such as impact to human health, protection of environment and biological diversification. In course of studying the relative components of the production life cycle for hydrocarbon fuel – from extraction of raw hydrocarbons to a stage of fuel application – consumption of energy and mineral resources, losses of raw hydrocarbons and potential negative impact to environment are analyzed. Comparative assessment of ecological challenges by criteria characterizing ecological efficacy of motor fuels within their life cycles shows the absolute advantages of natural gas used as motor fuel. Besides, the paper reveals the main procedural approaches to detection of carbonic traces in Russian natural gas being supplied by the export routes to the EU countries.

## References

1. *Calculation instruction (procedure) on inventory of free air emission of contaminants by motor vehicles* [Расчетная инструкция (методика) по инвентаризации выбросов загрязняющих веществ автотранспортными средствами в атмосферный воздух]. Moscow: Scientific and Research Institute of Motor Transport (NIAT), 2008, pp. 56–59. (Russ.).

2. MINISTRY OF NATURAL RESOURCES AND ENVIRONMENT OF THE RUSSIAN FEDERATION. *On state and protection of Russian Federation environment in 2014* [O sostoyanii i ob okhrane okruzhayushchey sredy Rossiyskoy Federatsii v 2014 gody]: state report. Moscow, 2015, pp. 45–49. (Russ.).
3. ISHKOV, A.G., K.V. ROMANOV, R.V. TETEREVLEV et al. Environmental efficacy of a motor transport complex in the regions of Russia at its conversion to natural gas [Ekologicheskaya effektivnost avtotransportnogo kompleksa v regionakh Rossii pri perevode na prirodny gaz]. *Transport na alternativnom toplive*. 2016, no. 2(50), pp. 15–25. ISSN 2073-1329. (Russ.).
4. ISHKOV, A.G. Gas fuel: ecological safety and life quality [Gazomotornoye toplivo: ekobezопасnost i kachestvo zhizni]. *Prirodno-resursnyye vedomosti*. March, 2016, no. 3(426). (Russ.).
5. DBI GUT. *Critical evaluation of default values for the GHG emissions of the natural gas supply chain*: final report, 2016.
6. EXERGIA. *Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas*: final report, 2015.

УДК 622.276:504

## Вклад газовой отрасли в формирование энергетической модели на основе водорода

О.Е. Аксютин<sup>1</sup>, А.Г. Ишков<sup>1</sup>, К.В. Романов<sup>1</sup>, Р.В. Тетеревлев<sup>1</sup>, Е.А. Пыстина<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup> ПАО «Газпром», Российская Федерация, 196210, г. Санкт-Петербург, ул. Внуковская, д. 2, лит. А, БЦ «Пулково-Скай»

<sup>2</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: E\_Pystina@vniigaz.gazprom.ru

### Ключевые слова:

водород, водородная энергетика, метано-водородное топливо, метано-водородная смесь, декарбонизация, низкоуглеродная экономика, адиабатическая конверсия метана, изменение климата, токсичные выбросы.

**Тезисы.** В статье представлен обзор энергетической модели на основе водорода, ее преимущества и перспективы, а также вклад газовой отрасли в ее формирование. Рассмотрена наиболее экономичная технология получения водорода и метано-водородной смеси (МВС) с высоким содержанием водорода посредством адиабатической конверсии метана.

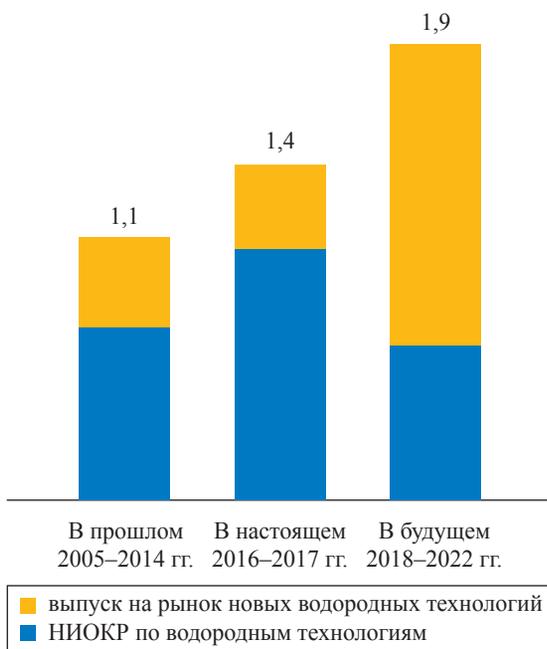
Самым перспективным рынком использования МВС является топливно-энергетический комплекс. Стимулами к развитию данного направления может стать применение водорода и МВС в производственных процессах газовой отрасли в целях повышения ее эффективности; нефте- и газохимии для получения различной продукции без выбросов CO<sub>2</sub>; транспортном, промышленном и жилищно-коммунальном секторах с несомненным снижением нагрузки на окружающую среду, в том числе в целях сохранения климата.

Уникальные свойства водорода обеспечивают возможность повышения КПД тепловых двигателей, причем реальный цикл двигателя при работе на водороде существенно ближе к теоретическому, чем на любом углеводородном топливе. Применение метано-водородного топлива способствует снижению токсичности выбросов, объема выбросов парниковых газов, эксплуатационного расхода топлива и повышению экономичности промышленных процессов. Рассмотрены преимущества использования возобновляемых источников энергии для получения водорода из природного газа и использования в дальнейшем метано-водородной смеси.

В настоящее время изменение климата – один из самых актуальных вопросов в мировой политической повестке дня. В конце 2015 г. более 150 глав государств и правительств приняли участие в работе Климатической конференции ООН в Париже, в рамках которой страны согласовали новое международное соглашение в данной области (вступило в силу 04.11.2016). Парижское климатическое соглашение формально является рамочным документом, так как не вводит каких-либо квот, налогов, и действия стран называются не обязательствами, а вкладами, определяемыми на национальном уровне. Однако данное соглашение стало в некотором роде «знаком», указывающим на смену парадигмы развития цивилизации и начало низкоуглеродного тренда, т.е. развитие с минимальным количеством выбросов парниковых газов.

Для решения задач сохранения климата 13 ведущих энергетических, транспортных и промышленных компаний, таких как ENGIE, Royal Dutch Shell, Total, Alstom, Linde Group, Toyota, BMW Group, Daimler, Honda, Hyundai Motor, Kawasaki, Air Liquide, Anglo American, объединили усилия для запуска новой энергетической модели на основе водорода. В этих целях 17.01.2017 в г. Давосе был учрежден Водородный совет (Hydrogen Council) [1]. Данная инициатива заключается в инвестировании дополнительных средств в ускоренное развитие и коммерциализацию водородных технологий (рис. 1). В настоящее время ежегодные инвестиции данных компаний в разработки водородной тематики составляют 1,4 млрд евро в год и будут значительно увеличены в последующем.

Водород является надежным и универсальным источником чистой энергии, обладая большим потенциалом как инструмент реализации перехода к устойчивой



**Рис. 1. Объемы планируемых капиталовложений участников Водородного совета, млрд евро/год**

низкоуглеродной экономике, выполняет семь функций в декарбонизации крупнейших секторов экономики [1]:

1. Позволяет осуществить эффективную интеграцию возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергосистему.

Существуют два пути увеличения гибкости и эффективности энергетической системы с большим количеством разнообразных ВИЭ при помощи водородных технологий:

- водород, получаемый методом электролиза, используя излишки электроэнергии в период перепроизводства, позволяет либо монетизировать электроснабжение в других секторах экономики (на транспорте, в промышленном производстве, при обогреве жилых зданий), либо сохранить эту электроэнергию для последующего использования. Таким образом, водород потенциально позволит улучшить показатели экономической рентабельности капиталовложений в возобновляемую энергетику и увеличить надежность электроснабжения. Водород также может использоваться в специализированных топливных элементах установок совместного производства тепла и электроэнергии как в промышленности, так и в жилищном секторе;

- водород может выступать в качестве резервного источника энергии в период дефицита

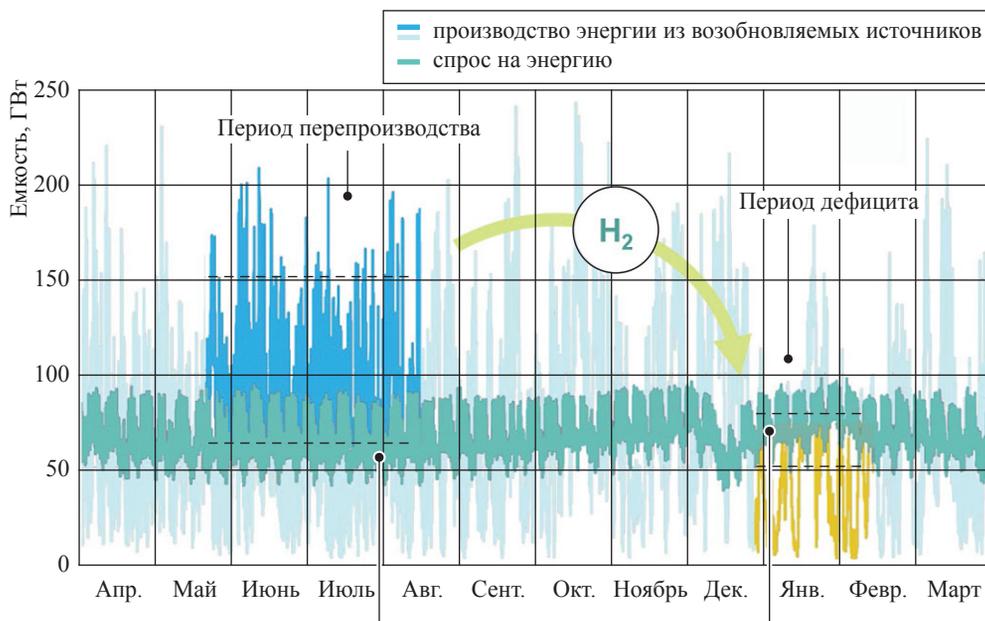
ее поставок или долгосрочного безуглеродного источника энергии сезонного хранения с тем, чтобы получать энергию тогда, когда производство ее из ВИЭ снижается, а спрос растет (например, зимой на европейском континенте) (рис. 2 и 3). Подземное хранение больших объемов водорода уже является общепринятой практикой в промышленности и не представляет никаких технических сложностей.

2. Обеспечивает распределение энергии между различными отраслями экономики и регионами.

Поскольку водород и его соединения отличаются высокой энергетической плотностью и их можно легко транспортировать, он содействует эффективному и гибкому распределению энергии. Перевозка водорода морским или автомобильным транспортом, а также его перекачка по трубопроводам позволяют эффективно перераспределять энергию как на региональном, так и международном уровнях. Это преимущество использования водорода становится с экономической точки зрения привлекательным решением задачи транспортировки больших объемов энергии на значительные расстояния или в тех секторах экономики, где технологические и/или экономические факторы препятствуют прямой электрификации. Сегодня наиболее распространенными формами транспортировки водорода и его смесей (в том числе метано-водородных) являются трубопроводы (практически 100%-ная эффективность) и трейлеры для перевозки баллонов с водородом в газообразном или сжиженном виде. По мере роста объемов использования водорода в течение ближайших 15 лет затраты на его сжижение и транспортировку, как ожидается, упадут на 30–40 %.

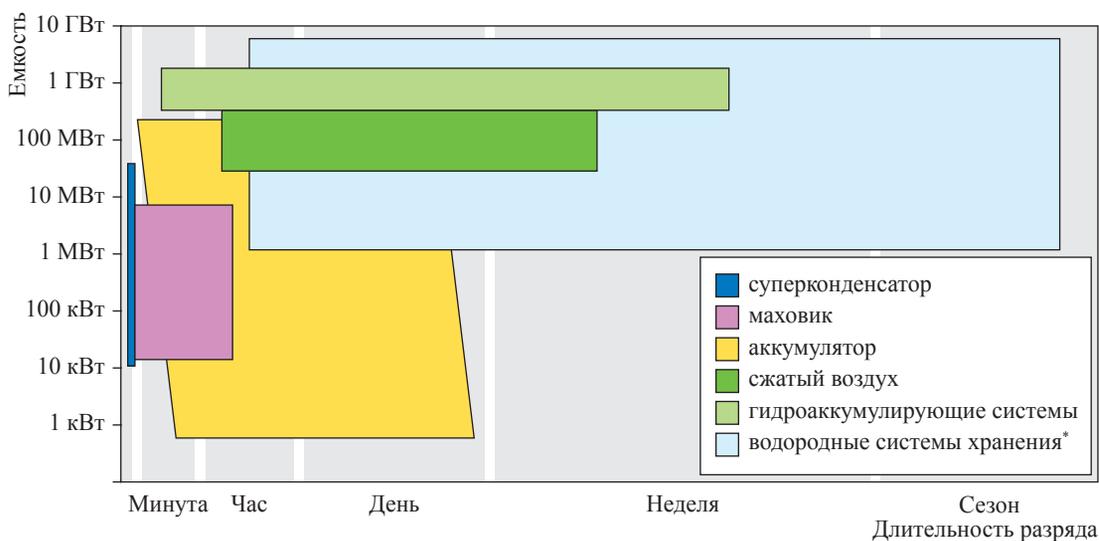
3. Действует в качестве буферного элемента для повышения устойчивости энергосистемы.

Высокая энергетическая плотность водорода, его пригодность для хранения в течение длительного времени, а также самые разнообразные варианты его использования делают водород перспективным буферным элементом, в том числе с точки зрения формирования стратегического запаса. Наиболее эффективной формой создания резервов было бы сочетание различных энергоносителей (ископаемые виды топлива, биотопливо/биомасса/синтетическое топливо и водород), которые могут использоваться по своему целевому назначению напрямую или после определенной трансформации.



Спрос на энергию зимой выше, а ее производство за счет возобновляемых источников меньше

**Рис. 2. Механизм использования водорода с целью его сезонного хранения в качестве резервного источника энергии. Модель процесса: Германия, 2050 г.**



\* Данные МЭА были актуализированы с учетом недавно начавшегося массового строительства резервуаров для хранения водорода на 1 МВт.

**Рис. 3. Область применения безуглеродных технологий хранения энергии**  
(Источник: Дорожная карта энергетических технологий МЭА. Водород и топливные элементы. Отчет по научным и политическим вопросам Объединенного исследовательского центра, 2013 г.)

4. Содействует декарбонизации транспортного сектора.

Декарбонизация транспорта потребует повсеместного внедрения транспортных средств с нулевыми выбросами, например автомобилей на водородных топливных элементах (FCEV). Использование водорода в топливных

элементах позволяет избежать выбросов в атмосферу, а также получить бесшумные двигатели. При этом FCEV имеют ряд других существенных преимуществ. Во-первых, они могут пройти значительное расстояние без необходимости дозаправки (уже более 500 км). Во-вторых, дозаправка не занимает много

времени: 3–5 мин, т.е. практически столько же, сколько у современных бензиновых/дизельных автомобилей. В-третьих, благодаря более высокой энергетической плотности водородного топливного элемента (по сравнению с аккумулятором) влияние количества аккумулируемой энергии (кВт·ч) на стоимость и вес силового агрегата FCEV минимально. Наконец, инфраструктура для FCEV может быть создана на основе уже существующей сети автозаправочных станций, что является преимуществом с точки зрения затрат, а также позволяет сохранить рабочие места и внеоборотные активы.

5. Содействует декарбонизации промышленного сектора.

Промышленный сектор нуждается в повышении энергоэффективности (в том числе путем рекуперации отработанного тепла). Технологии парового электролиза могут превратить отработанное тепло в водород. Промышленности также необходимо декарбонизировать источники тепла для технологических нужд, в том числе тепла низкого и высокого потенциала.

В промышленности существует несколько способов декарбонизировать тепло низкого потенциала. Там, где водород является побочным продуктом химической промышленности и вследствие этого легко доступен, или там, где требуются не только тепло, но и непрерывное электроснабжение, водород, безусловно, будет являться самым лучшим решением благодаря сочетанию топливных элементов с топливно-энергетической установкой (ТЭУ), печами или модифицированными газовыми турбинами. Топливные элементы обладают большей эффективностью, чем печи, так как одновременно дают и тепло, и электричество, но их внедрение требует существенных капиталовложений. С другой стороны, для перевода печей на водород требуется лишь некоторая модификация уже имеющегося оборудования.

Тепло высокого потенциала (свыше 400 °С) декарбонизировать сложнее. Здесь, в зависимости от условий, водородные печи могут использоваться в дополнение к электрическим нагревателям.

Сжигание водорода не приводит к выбросу оксидов серы и других твердых частиц, практически отсутствуют выбросы оксидов азота.

6. Содействует декарбонизации нефте- и газохимических отраслей.

При применении технологий улавливания и использования углекислого газа (УИУ) (в качестве альтернативы хранению CO<sub>2</sub>) потребуются водород, чтобы превращать собранный углерод в полезные химические вещества, такие как метанол, метан, муравьиная кислота или мочевины. Подобное использование водорода сделает технологии УИУ жизнеспособной альтернативой для тех отраслей, декарбонизация которых представляет особую сложность, например производство цемента и стали, а также будет способствовать декарбонизации определенных частей газо- и нефтехимической производственно-сбытовой цепочки.

Химические свойства водорода также позволяют использовать его в качестве сырья для химических процессов, в том числе для производства аммиака и метанола.

7. Способствует декарбонизации жилищно-коммунального сектора.

При отоплении зданий водород может использоваться непосредственно в качестве топлива или в составе водородных технологий. Однако предпочтительнее всего было бы использовать их комбинацию, например микро-ТЭУ на топливных элементах в качестве конвертера энергии. Такие установки позволяют вести эффективное производство тепла и электрической энергии (> 90 %). Для домов, подсоединенных к газовой сети, переход на отопление на основе технологий сжигания водорода может дать возможность использования существующей газовой сети. При весьма небольшой модификации и капиталовложениях такая сеть позволит безопасно перекачивать смесь водорода и природного газа.

### **Промышленные способы получения водорода**

В настоящее время в мире существует несколько промышленных способов получения водорода. Причем производство водорода может осуществляться вообще без углеродного следа при соблюдении определенных условий. Например, глубокая переработка природного газа, осуществляемая с использованием плазмохимических механизмов его конверсии (в закрытом плазмохимическом реакторе проточного типа при низком давлении), реализуется без использования кислорода и, соответственно, без каких-либо выбросов. В этом случае сопутствующим водороду продуктом является

чистый углерод с относительно высоким содержанием ценных компонентов – фуллеренов (рис. 4).

В Европейском союзе формируется позиция о том, что только водород из ВИЭ может быть использован для получения «зеленого» газа, что может незаслуженно ограничить возможности других производителей водорода, в том числе в части его добавления в европейскую газотранспортную сеть. Вместе с тем, учитывая актуальность климатической тематики, именно природный газ является основой переходного периода к водородной энергетике.

Наиболее доступным и дешевым способом получения водорода считается паровая конверсия метана. Новая технология адиабатической конверсии метана (АКМ), разработанная в России, существенно упрощает промышленный процесс получения метано-водородной смеси (МВС), поскольку не требует производства кислорода, происходит при более низких температурах (до 680 °С), не требует энерго- и капиталозатратного электролиза воды и построена на отработанных в крупнотоннажной химии технологических решениях, режимах и катализаторах. Данный процесс является наиболее экономичным способом получения водорода и в будущем может стать базовым для водородной энергетике на основе природного газа.

Наиболее перспективным рынком использования МВС является топливно-энергетический комплекс. Стимулом для развития данного направления может стать применение МВС для внутренних нужд газовой промышленности в целях повышения эффективности деятельности как при добыче, так и при транспортировке природного газа. МВС может быть использована в качестве топлива для газоперекачивающих агрегатов (ГПА).

Интеграция технологий утилизации тепла отходящих газов и низкотемпературной АКМ позволит создать газотурбинную установку нового типа на метано-водородном топливе с высокими энергетическими и экологическими показателями.

В настоящее время применение технологий получения МВС на промыслах может рассматриваться прежде всего в целях нормализации газового сырья и повышения эффективности использования на месторождениях так называемых «жирных газов» (газа стабилизации, попутного газа с малодобитных, труднодоступных и низконапорных месторождений), транспортировка которых оказывается нерентабельной.

Применение технологии АКМ для получения МВС на промыслах позволит не только обеспечить вовлечение водорода в традиционную энергетику, но и в значительной мере избавит от необходимости предварительного отбензинивания и фракционирования природного газа на весьма сложных и капиталозатратных установках, позволит создать малотоннажные производства метанола.

На рис. 5 представлена схема технологического процесса АКМ. После смешения природного газа с водяным паром образовавшаяся парогазовая смесь (ПГС) поступает на нагрев в высокотемпературный технологический теплообменник (ВТТ), а затем с температурой 640–680 °С направляется в двухсекционный адиабатический реактор, заполненный катализатором. После реактора МВС с водяными парами поступает в котел-утилизатор для удаления влаги. На выходе из котла-утилизатора получается очищенная метано-водородная смесь. В некоторых случаях, например в описанной ниже схеме «тандем», МВС с водяными

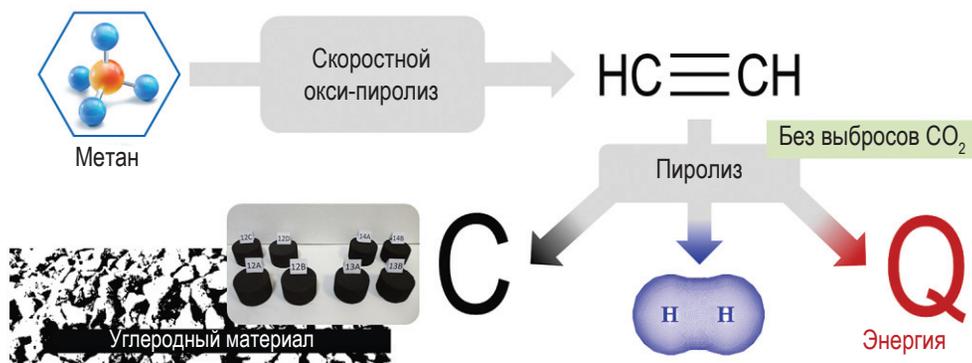


Рис. 4. Принцип пиролиза метана

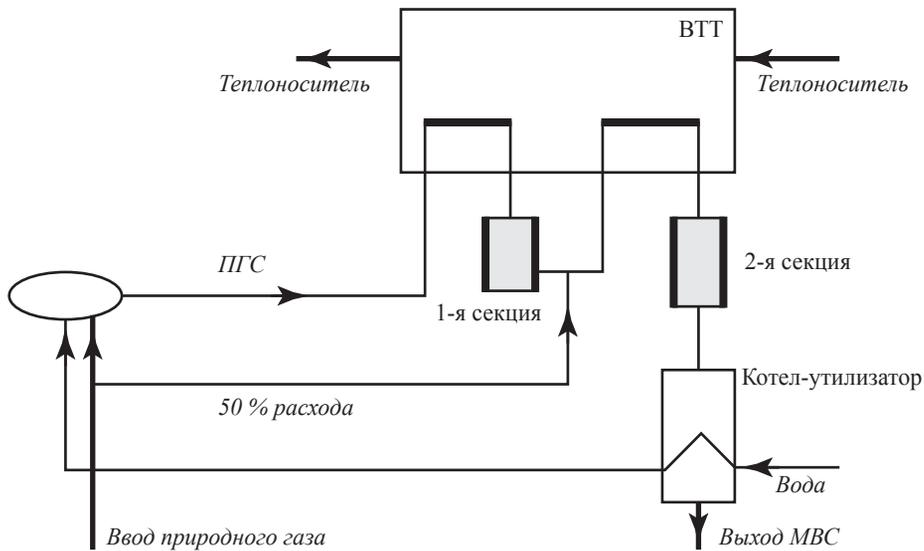


Рис. 5. Технологическая схема адиабатической конверсии метана

парами без удаления влаги направляется в камеру сгорания газотурбинной установки [2, 3].

В настоящее время в ПАО «Газпром» создана опытная установка по получению МВС производительностью 1000  $\text{нм}^3/\text{ч}$  (рис. 6). Температура нагрева парогазовой смеси в установке не превышает  $700\text{ }^\circ\text{C}$ , что позволяет получать МВС с высоким содержанием водорода.

Сконструированный блок по производству метано-водородной смеси превосходит мировые аналоги подобных установок по всем основным показателям (производительность, содержание водорода в смеси, удельный расход

энергоресурсов, количество вредных выбросов). Разработка позволяет повысить степень конверсии метана, снизить тепловые затраты, продлить срок использования катализатора адиабатического реактора.

Исследования, проведенные в 2016 г., показали, что применение МВС, полученной на установке, позволит существенно улучшить эмиссионные показатели газотурбинных установок с выходом при высоких значениях коэффициента избытка воздуха на низкие значения токсичных выбросов  $\text{NO}_x$  ( $11\text{ мг}/\text{м}^3$ ) с одновременным резким снижением  $\text{CO}$  ( $20\text{ мг}/\text{м}^3$ ).

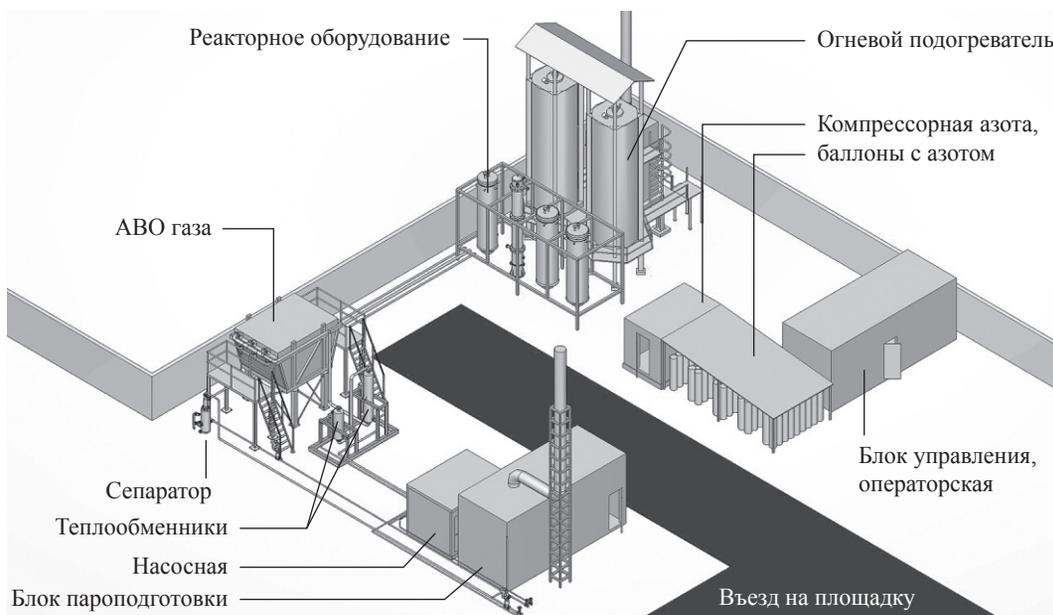


Рис. 6. Общий вид установки производства метано-водородной смеси (АВО – аппарат воздушного охлаждения)

При этом выбросы  $\text{CO}_2$ , основного парникового газа, снижаются на 30 %. Так, при использовании метана в качестве топливного газа ГПА (с нагнетателем НЦ16-76/1.44) объем выбросов  $\text{CO}_2$  составит 6,2 т на один миллион кубометров перекачиваемого газа, а при использовании МВС с тем же нагнетателем – 4,4 т (рис. 7). Наличие водорода в основном контуре горелки существенно (примерно в два раза) расширяет диапазон устойчивой работы по скорости воздуха в горелке, а также по применению газа с относительно высоким содержанием водяного пара.

Для тиражирования указанной технологии планируется изготовить объединенный экспериментальный комплекс, состоящий из трехгорелочного отсека камеры сгорания газотурбинного двигателя, соединенного с блоком по производству метано-водородного топлива, с целью проведения цикла исследований всех эксплуатационных режимов камеры сгорания, приближенных к условиям перекачки природного газа по магистральным газопроводам.

Необходимо отметить, что при создании на компрессорных или электрических станциях блоков утилизации тепла к современным газотурбинным установкам, работающих на основе АКМ, эффективность установок может быть повышена на 50 %, а при подключении тепловых отопительных нагрузок полезное использование газа может быть доведено до 60–62 % при резком снижении эмиссионных показателей ниже 10 ppm по  $\text{NO}_x$ .

Использование МВС в газохимии для получения различной продукции может оказаться

перспективным в случае применения способа и установок адиабатической конверсии метана для производства синтез-газа как основы газохимических процессов. Особенно эффективен этот путь при создании централизованных сетей транспортировки МВС от источников с низкой себестоимостью получения энергии.

На транспорте опытная эксплуатация автомобилей на МВС показала перспективность их перевода на данное топливо с содержанием водорода 5–10 % по весу (20–40 % по объему). При этом токсичность выбросов снижается более чем в 2–4 раза по сравнению с природным газом, а эксплуатационный расход топлива сокращается на 35–40 %.

Учитывая современные тенденции развития ВИЭ, газовая отрасль уже взяла на себя роль по обеспечению устойчивости энергообеспечения, нивелируя неравномерность работы ВИЭ. Но природный газ также имеет дополнительные перспективы по аккумулярованию электроэнергии, произведенной ВИЭ. Так, в последнее время в европейских странах, в частности в Германии, появились пилотные проекты по производству водорода путем электролиза воды за счет энергии ВИЭ с последующим добавлением полученного водорода в газотранспортную сеть, в частности технология «Power-to-Gas». Разработаны нормативы безопасного использования водорода совместно с природным газом, что также создает базу для развития водородной энергетики. Однако технология «Power-to-Gas» остается дорогой и нерентабельной и может быть оптимизирована за счет использования энергии ВИЭ

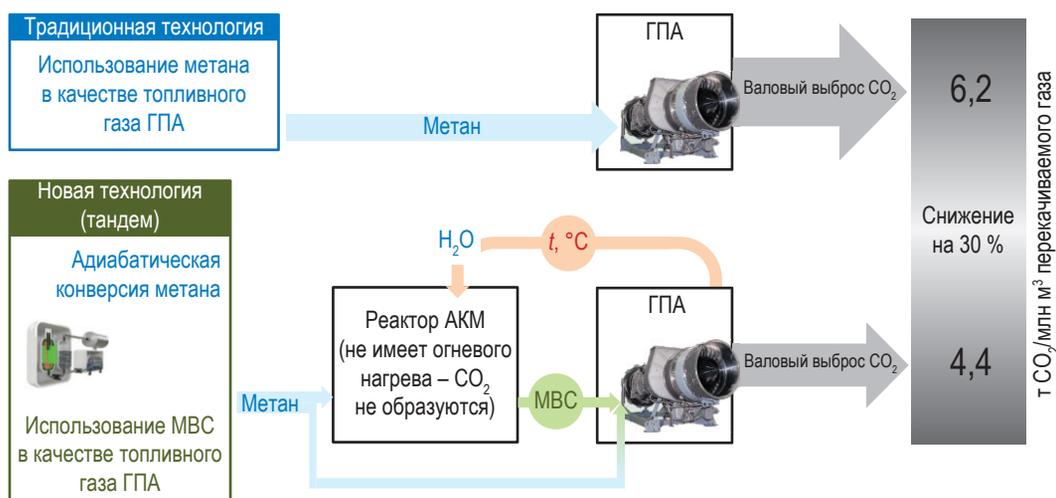
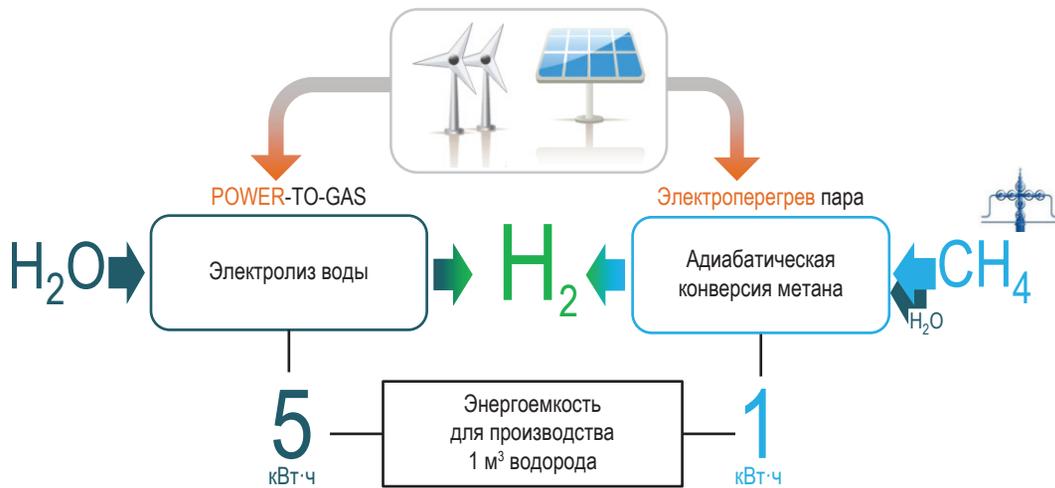


Рис. 7. Адиабатическая конверсия метана: сравнение выбросов  $\text{CO}_2$  при использовании различных видов топливного газа на ГПА (16 МВт)



- Большие капитальные затраты и себестоимость производства водорода
- Высокие массогабаритные характеристики оборудования
- Повышение производительности по водороду в 4–5 раз (на 1 кВт·ч)
- Гибкость поставок сырья (метана)

**Рис. 8. Энергоемкость производства водорода при адиабатической конверсии метана в сравнении с электролизом**

для получения водорода из природного газа. Данное решение позволит снизить энергоемкость процесса получения водорода в 5 раз и, следовательно, представляется как экономически, так и технически более эффективным, позволит получить значимый синергетический эффект в целях устойчивого развития энергетического сектора (рис. 8).

\*\*\*

Водородная энергетика – это одно из основных решений для перехода к устойчивой низкоуглеродной экономике. Водород позволяет осуществить эффективную интеграцию ВИЭ в энергосистему, способен обеспечивать распределение энергии между различными отраслями экономики и регионами, выступать в качестве буферного элемента для повышения устойчивости всей энергетической системы, перспективен в целях декарбонизации транспортного, промышленного и жилищно-коммунального секторов.

Возможными шагами на пути перехода к водородной энергетике являются:

- частичное замещение углеводородов, потребляемых в различных сферах деятельности, МВС;
- использование МВС в качестве топлива;

- использование МВС в качестве высоко-технологического энергоносителя для экспорта.

Для России и ПАО «Газпром» производство и применение водорода и МВС является перспективным направлением диверсификации и повышения эффективности использования природного газа.

В Российской Федерации разработана технология АКМ, производящая метановодородное топливо с содержанием водорода до 48 %. Данная технология существенно упрощает промышленный процесс получения водорода, поскольку не требует производства кислорода и происходит при более низких температурах (до 680 °С).

Интеграция технологий утилизации теплоты уходящих газов и низкотемпературной АКМ позволит создать газотурбинную установку нового типа с высокими энергетическими и экологическими показателями.

Интеграция ВИЭ и низкотемпературной АКМ позволит снизить энергоемкость процесса получения водорода в 5 раз в сравнении с энерго- и капиталозатратным процессом электролиза воды.

Технология адиабатической конверсии метана является наиболее экономичным способом получения водорода и в будущем может

стать базовой для новой энергетической модели на основе водорода, а метано-водородное топливо – одним из основных элементов этой модели. Кроме того, учитывая актуальность

климатической тематики в современной политической повестке дня, метан может служить основой для перехода к низкоуглеродной экономике.

### Список литературы

1. How hydrogen empowers the energy transition / Hydrogen Council. – January, 2017. – <http://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2017/01/20170109-HYDROGEN-COUNCIL-Vision-document-FINAL-HR.pdf>.
2. Аксютин О.Е. Потенциал метано-водородного топлива в условиях перехода к низкоуглеродной экономике / О.Е. Аксютин, А.Г. Ишков, К.В. Романов и др. // Газовая промышленность. – 2017. – № 1/750: спецвыпуск. – С. 82–85.
3. Aksyutin O. New methane-hydrogen fuel technology and its potential application in the gas industry / O. Aksyutin, A. Ishkov, K. Romanov at al. // Report of the International Gas Union. – April – September, 2016. – P. 74–76.

---

## Gas industry impact to designing of a hydrogen-based energy pattern

O.Ye. Aksyutin<sup>1</sup>, A.G. Ishkov<sup>1</sup>, K.V. Romanov<sup>1</sup>, R.V. Teterevlev<sup>1</sup>, Ye.A. Pystina<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Gazprom PJSC, Bld. 2A, Pulkovo-Skay business center, Vnukovskaya street, St. Petersburg, 196210, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: E\_Pystina@vniigaz.gazprom.ru

**Keywords:** hydrogen, hydrogen economy, methane-hydrogen fuel, methane-hydrogen mixture, decarbonization, low-carbon economics, adiabatic conversion of methane, climate changing, toxic emissions.

**Abstract.** This is a review of a hydrogen-based energy model. Its advantages and prospects are revealed, as well as the contribution of gas industry to construction of the named pattern. The most promising technique for production of hydrogen and a methane-hydrogen mixture with high concentration of hydrogen by means of the adiabatic methane conversion is presented.

The very perspective market for the methane-hydrogen mixtures is the fuel and energy industry. To stimulate this trend, the hydrogen and methane-hydrogen mixtures must be applied in the correspondent industrial processes at gas facilities rising their efficacy; as well as in petroleum and gas chemistry for getting different CO<sub>2</sub>-emission free products; in transport, housing and communal services etc. These applications will obviously reduce environmental loads including climate protection.

The unique properties of hydrogen could improve performance of heat engines, and a real cycle of a hydrogen engine is quite closer to a theoretical one than in case of any hydrocarbon-based engine. Application of methane-hydrogen fuel provides reduction of toxic extras and emission of the greenhouse gases, decreases fuel consumption and increases industrial profitability. In particular, the paper reveals advantages of the renewable energy sources for hydrogen extraction from the natural gas and further usage of the methane-hydrogen mixtures.

### References

1. HYDROGEN COUNCIL. *How hydrogen empowers the energy transition* [online]. January, 2017. Available from: <http://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2017/01/20170109-HYDROGEN-COUNCIL-Vision-document-FINAL-HR.pdf>
2. AKSYUTIN, O.Ye., A.G. ISHKOV, K.V. ROMANOV et al. Potential of a methane-hydrogen fuel in conditions of transition to a low-carbon economics [Potensial metano-vodorodnogo topliva v usloviyakh perekhoda k nizkouglernodnoy ekonomike]. *Gazovaya promyshlennost*. 2017, no. 1(750): spec. iss., pp. 82–85. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. AKSYUTIN, O.Ye., A.G. ISHKOV, K.V. ROMANOV et al. New methane-hydrogen fuel technology and its potential application in the gas industry. In: *Report of the International Gas Union*. April–September, 2016, pp. 74–76.

УДК 622.279:620.9

## Роль газовой промышленности России в снижении национальных выбросов парниковых газов

В.Х. Бердин<sup>1</sup>, Г.М. Юлкин<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> Международный центр устойчивого энергетического развития под эгидой ЮНЕСКО, Российская Федерация, 117292, г. Москва, ул. Кедрова, д. 8, стр. 2

\* E-mail: yulkin@isedc-u.com.

**Тезисы.** В статье рассмотрен вклад природного газа, используемого для энергетических нужд, в формирование валовых выбросов парниковых газов в энергетическом секторе России. Опираясь на данные проекта Энергетической стратегии развития России на период до 2035 г. и Национальный доклад о кадастре выбросов парниковых газов, авторы выявили изменения в структуре выбросов CO<sub>2</sub> от сжигания топлива в России с 1990 г.

Большое внимание уделено достигнутым успехам предприятий газовой промышленности в области снижения собственных выбросов парниковых газов, углеродного следа газового топлива на примере ПАО «Газпром».

Принятое в 2015 г. Парижское соглашение свидетельствует о достижении компромисса между политическими и социально-экономическими интересами с целью развития международного сотрудничества по снижению рисков, связанных с изменением климата. Ратификация этого документа свидетельствует не только о приверженности принципам, заложенным в Рамочной конвенции ООН об изменении климата (РКИК), но и осознании необходимости принятия решительных мер по адаптации к последствиям этих изменений, а также снижению антропогенной нагрузки на глобальный климат посредством удержания концентрации парниковых газов в атмосфере на уровне, не допускающем повышения средней температуры на планете выше 2 °С.

Являясь стороной РКИК, Российская Федерация полностью поддерживает стремление мирового сообщества сократить антропогенные выбросы парниковых газов, чтобы смягчить изменение климата и сократить связанные с этим неблагоприятные последствия. Россия в соответствии с предполагаемым национальным определенным вкладом намерена сократить выбросы к 2020 г. на 25 % и к 2030 г. – на 25–30 % по сравнению с уровнем 1990 г.

В соответствии с Национальным кадастром выбросов парниковых газов основные источники антропогенных выбросов сосредоточены в секторе энергетики (82,8 %) [1], что составляет чуть больше 4 % мировых выбросов парниковых газов. В рамках данной статьи остановимся более подробно на роли газовой промышленности в снижении выбросов парниковых газов в России.

Для лучшего понимания вклада газовой промышленности необходимо отметить, что основные выбросы сектора энергетики связаны со сжиганием топлива. В 2015 г. на их долю пришлось 65,1 %, а в 1990 г. – 74,4 %. Достигнутые успехи по данному показателю во многом связаны с реализуемыми в нашей стране мерами в области энергосбережения и повышения эффективности использования энергии на всех уровнях национальной экономики. Далеко не последнюю роль в этом сыграл природный газ, на долю которого приходится более половины внутреннего потребления первичных энергоресурсов в России (около 52 %) (таблица).

Помимо своей экономической доступности в России природный газ является наименее углеродоемким видом ископаемого топлива, т.е. при его сжигании для энергетических нужд образуется меньше парниковых газов, чем при сжигании жидких углеводородов и угля. Эти свойства придали данному виду углеводородного топлива особую привлекательность после вступления в силу Киотского протокола. Только

**Ключевые слова:**  
устойчивое развитие энергетического сектора, выбросы парниковых газов, углеродный след топлива, декарбонизация экономики.

### Структура потребления первичной энергии в России, млн т у.т. [2]

Показатели	2008 г. факт	2014–2016 гг. по ЭС-2030	2014 г. отчет
Внутреннее потребление первичной энергии, в том числе:	998	1008–1107	1011,0
• нефть	237	232–239	295,1
• газ	577	608–671	549,9
• твердое топливо	184	168–197	166,0

с 2008 по 2012 г. в соответствии со ст. 6 о проектах совместного осуществления для реализации было утверждено 15 проектов по переводу промышленного топливоиспользующего оборудования на газ и организации энергогенерации за счет парогазовых установок с расчетным объемом сокращения выбросов парниковых газов около 27 млн т CO<sub>2</sub>-экв<sup>1</sup>.

Поэтому с 1990 г. в структуре выбросов диоксида углерода (основного компонента продуктов сгорания топлива) вклад сектора энергетики от сжигания природного газа увеличился пропорционально своей доле в первичном энергопотреблении (рис. 1) [1].

Обладая большими запасами углеводородного сырья, Россия является стратегическим партнером в удовлетворении перспективного глобального спроса на энергию. В среднесрочном планировании решение этой задачи без использования традиционной энергетики видится затруднительным. При этом обязательным условием является использование топлив с наименьшим углеродным следом от скважины до конечного использования, поэтому важна не только сравнительно невысокая углеродоемкость сжигания природного газа, но и экологически чистые технологии его производства и поставки.

По результатам исследования, выполненного германским институтом DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, углеродный след российского природного газа, поставляемого в Центральную Европу, составляет в среднем 12,2 кг CO<sub>2</sub>-экв./ГДж [3].

Данное обстоятельство свидетельствует о комплексности подхода к снижению выбросов парниковых газов основного оператора проекта газификации регионов России – ПАО «Газпром», применяющего передовую практику управления своими выбросами парниковых газов, соответствующую международным стандартам. Это позволило компании

накопить суммарный объем сокращений около 30 млн т CO<sub>2</sub>-экв. за последние 4 года (рис. 2) [4].

Пик развития газовой промышленности пришелся на период повышенного внимания к проблеме глобального изменения климата

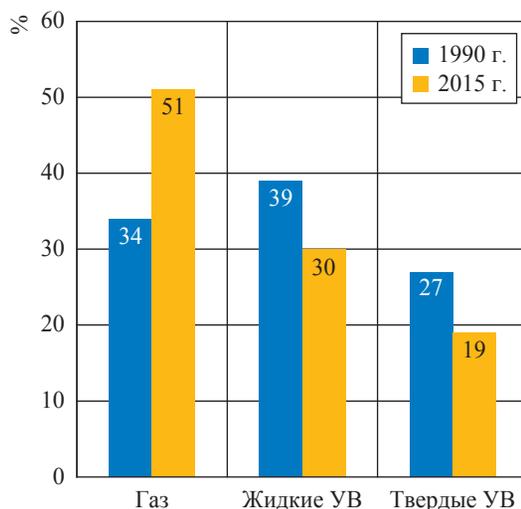


Рис. 1. Структура выбросов CO<sub>2</sub> от сжигания топлива в России

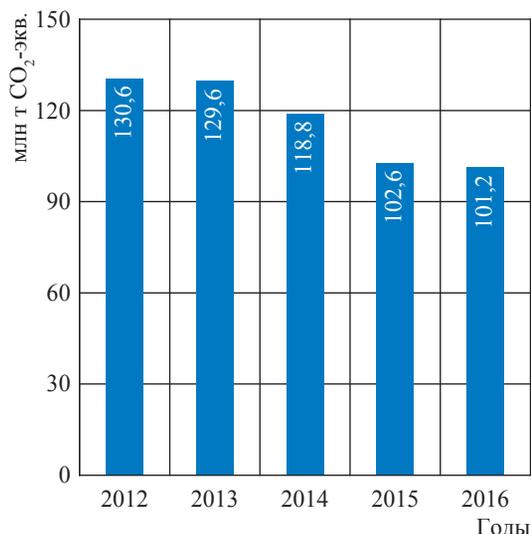


Рис. 2. Выбросы парниковых газов ПАО «Газпром»

<sup>1</sup> [http://ji.unfccc.int/JI\\_Parties/DB/6DRH120BQZA26Q78VQ5FDCS7FTPQIU/viewDFP](http://ji.unfccc.int/JI_Parties/DB/6DRH120BQZA26Q78VQ5FDCS7FTPQIU/viewDFP)

и сокращения антропогенных выбросов парниковых газов. Поэтому, по признанию экспертов мирового уровня, природный газ в тандеме с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ) должен стать основой «нового энергетического баланса» на долгосрочную перспективу. Это позволит обеспечить декарбонизацию и глобальную конкурентоспособность экономики Европы и России.<sup>2</sup>

Среди компаний газового сектора России уже имеется опыт эффективного применения ВИЭ для обеспечения автономного энергоснабжения технологических объектов, в том числе за полярным кругом. Внедрение энергонезависимых систем позволяет отказаться от строительства линии электропередач для электрификации оборудования, исключить текущие производственные расходы, связанные с их эксплуатацией, и потребление электроэнергии из стационарных систем энергоснабжения. Традиционный подход подразумевает выработку электроэнергии собственной газотурбинной электростанцией, поэтому наличие электрогенерации на основе ВИЭ приводит к экономии газа, отбираемого на собственные нужды, а значит, к снижению выбросов парниковых газов, в частности углеродного следа газового топлива, в целом. Так, трубопровод «Северный поток» начинается на п-ове Ямал, где ПАО «Газпром» реализовало проект энергонезависимой системы телемеханизации неэлектрифицированных кустов газовых скважин на основе маломощных солнечных батарей и ветровых турбин. Поэтому следует отметить, что благодаря реализации подобных инновационных решений углеродный след, посчитанный DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH для поставок через «Северный поток», ниже, чем для других маршрутов – 9,3 кг CO<sub>2</sub>-экв./ГДж [3].

Необходимо также отметить и активную роль компаний газового сектора России в переходе на принципы наилучших доступных технологий (НДТ) в энергетике. В данный момент в разработке находятся шесть справочников НДТ по секторам топливно-энергетического комплекса (ТЭК), три из которых представляют повышенный интерес для газовой промышленности. В данном контексте особое внимание уделяется вопросам обеспечения баланса в решении задач защиты окружающей среды, в том числе снижению антропогенного воздействия

на климат и недопущению избыточной нагрузки на предприятия ТЭК.

На заседаниях рабочей группы по разработке справочника по добыче природного газа обсуждаются и решения энергоснабжения технологических объектов на основе ВИЭ, применяемые в ПАО «Газпром».

Таким образом, природный газ играет важную роль в сдерживании роста парниковых газов в России и углеродоемкости национальной экономики. В планировании своей деятельности российские компании газовой промышленности учитывают текущие тенденции и применяют современные подходы к обеспечению устойчивого развития энергетического сектора страны и декарбонизации национальной экономики.

### Список литературы

1. Нахутин А.И. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990–2015 гг. / А.И. Нахутин, М.Л. Гитарский, А.А. Романовская и др. – М.: ИГКЭ Росгидромета и РАН, 2017.
2. Проект энергостратегии Российской Федерации на период до 2035 года (ред. от 01.02.2017) / Министерство энергетики РФ. – <https://minenergo.gov.ru/node/1920>
3. Müller-Syring G. Critical evaluation of default values for the GHG emissions of the natural gas supply chain / G. Müller-Syring, C. Große. – Leipzig: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016.
4. Внутренняя сила: экологический отчет ПАО «Газпром» за 2016 год. – <http://www.gazprom.ru/nature/environmental-reports>

<sup>2</sup> <http://www.gazo.ru/events/4471>

## A role of Russian gas industry in reduction of national emission of the greenhouse gases

V.Kh. Berdin<sup>1</sup>, G.M. Yulkin<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> International Sustainable Energy Development Centre under the auspices of UNESCO, Bld. 8, Est. 2, Kedrova street, Moscow, 117292, Russian Federation

\* E-mail: yulkin@isedc-u.com

**Keywords:** sustainable development of power industry, emission of the greenhouse gases, carbonic trace of a fuel, decarbonization of economy.

**Abstract.** The paper describes a contribution of natural gas applications to gross emission of the greenhouse gases in the power industry of Russia. Basing on the Draft Power Strategy of Russia up to 2035, and to the National report on the 1990–2015 Cadaster of anthropogenic emissions, the authors revealed structural changes in CO<sub>2</sub> emission due to burning of fuel in Russia since 1990.

The achievements of gas companies in reduction of own greenhouse gas extras and carbonic traces in fuel are shown on example of the Gazprom PJSC activities.

### References

1. NAKHUTIN, A.I., M.L. GITARSKIY, A.A. ROMANOVSKAYA et al. *National report on the 1990–2015 Cadaster of anthropogenic emissions from the sources, and on absorption of the greenhouse gases being not regulated by the Montreal Protocol* [Natsionalnyy doklad o kadastre antropogennykh vybrosov iz istochnikov i absorbtzii poglotitelyami antropogennykh gazov, ne reguliruyemykh Monreal'skim protokolom, za 1990–2015 gg.]. Moscow: Institute of Global Climate and Ecology of Roshydromet and RAS, 2017. (Russ.).
2. MINENERGO OF RUSSIA. *Draft power strategy of Russian Federation for the period up to 2035* [Proyekt energostrategii Rossiyskoy Federatsii na period do 2035 goda]. Version dated February 01, 2017. [online]. Available from: <https://minenergo.gov.ru/node/1920>. (Russ.).
3. MÜLLER-SYRING, G. and C. GROSSE. *Critical evaluation of default values for the GHG emissions of the natural gas supply chain*. Leipzig, Germany: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016.
4. GAZPROM PJSC. Internal power [Vnutrennyaya sila]: ecological report for 2016 [online]. Available from: <http://www.gazprom.ru/f/posts/13/830510/gazprom-ecology-report-2016-ru.pdf>. (Russ.).

УДК 332.142.6

## Повышение экономической эффективности природоохранных мероприятий при внедрении наилучших доступных технологий в газовой промышленности

Е.В. Варфоломеев<sup>1</sup>, О.И. Богданов<sup>1\*</sup>, Д.А. Быков<sup>1</sup>, С.А. Гильдерман<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «НИИгазэкономика», Российская Федерация, 105066, Россия, г. Москва, ул. Ст. Басманная, д. 20, стр. 8

\* E-mail: O.Bogdanov@econom.gazprom.ru

**Тезисы.** В статье проведен экономический анализ международной практики отнесения технологий к категории наилучших доступных, рассмотрены существующие механизмы экономического стимулирования внедрения наилучших доступных технологий (НДТ) в Российской Федерации.

Исследования показали, что международные подходы к оценке экономической целесообразности внедрения НДТ соответствуют принятой в российской корпоративной практике методике моделирования денежных потоков с учетом всех стадий жизненного цикла технологии. Экономический эффект от внедрения НДТ формируется как за счет учета льгот и санкций, предусмотренных в федеральном природоохранном законодательстве, так и за счет прочих факторов эффективности (сокращения энергопотребления, экономии трудозатрат и/или капитала и т.д.), обусловленных внедрением данной технологии. При низких показателях экономической эффективности, посчитанных традиционным методом денежных потоков, целесообразно использовать метод реальных опционов.

Под термином «наилучшая доступная технология» (НДТ) за рубежом и в современной отечественной практике понимается технология, относящаяся к наиболее эффективным новейшим разработкам для различных видов деятельности, процессов и способов функционирования, которые свидетельствуют о практической целесообразности использования конкретных технологий в качестве базы для установления разрешений на выбросы (сбросы) загрязняющих веществ в окружающую среду (ОС) с целью предотвращения загрязнения или, когда предотвращение практически невозможно, минимизации воздействия на ОС в целом<sup>1</sup>.

В зарубежной практике перечни НДТ (BREF) применительно к различным отраслям промышленности содержатся в рекомендательных справочных документах, подготовленных и регулярно обновляемых специально созданным для этих целей Европейским бюро с участием представителей профильных органов власти, отраслевых компаний и ассоциаций, специалистов по охране окружающей среды. Справочными документами не предписывается использование какой-либо одной технологии, а предлагается диапазон уровней выбросов (сбросов), которые можно достичь путем применения различных наилучших технологий, имеющихся на рынке и оказывающих наименьшее воздействие на ОС, с учетом технических характеристик рассматриваемой установки, ее географического положения и местных экологических условий [1].

В настоящее время в ЕС в рамках выполнения требований Директивы 96/61/ЕС и реализации принципа НДТ Европейским бюро по комплексному предотвращению и контролю загрязнения окружающей среды разработано 33 справочных документа: из них 26 справочников являются так называемыми «вертикальными» и рассматривают конкретные отрасли промышленности, а 7 носят «горизонтальный» характер, т.е. действуют для многих видов деятельности.

**Ключевые слова:** наилучшие доступные технологии, метод дисконтированных денежных потоков, негативное воздействие на окружающую среду, экономические критерии, природоохранные мероприятия, реальные опционы.

<sup>1</sup> См. Директиву 96/61/ЕС «О комплексном предотвращении и контроле загрязнений» (в последней редакции 2008/1/ЕС от 15.01.2008).

Методология оценки комплексного воздействия технологий на ОС включает четыре основных этапа [2]:

- определение области применения и идентификация альтернативных технологий: первый этап в процессе определения границ рассмотрения альтернативных технологий и их идентификации с учетом того, что эти технологии являются доступными и могут быть внедрены;
- инвентаризация выбросов, сбросов, отходов, потребления сырья и энергии;
- учет эффектов, связанных с воздействием технологий на различные компоненты ОС. На данном этапе проводится анализ воздействия на ОС каждого из загрязняющих веществ с учетом семи приоритетных экологических проблем (токсичности для человека, глобального потепления, токсичности для водных объектов, закисления/кислотных осадков, эвтрофикации, истощения озонового слоя, образования тропосферного озона);
- интерпретация взаимовлияния и противоречий при оценке воздействия на различные компоненты ОС. Это заключительный этап в комплексной оценке воздействия технологий на окружающую среду, в процессе которого рассматривается, как пользователь может применять полученные результаты взаимовлияния и воздействия технологий на различные компоненты ОС.

После того как возможные варианты технологий были ранжированы в соответствии с утвержденными экологическими показателями, вариант с наименьшим воздействием на ОС, скорее всего, и будет наилучшим. Однако следует понимать, что это возможно только в том случае, если такой вариант доступен с экономической точки зрения.

Далее может потребоваться сравнение затрат на внедрение рассматриваемых технологий. Для объективной оценки альтернатив важно, чтобы информация о затратах, которая может быть получена из различных источников, была собрана и обработана одинаково. Методологию расчета затрат устанавливает алгоритм, позволяющий собрать и проанализировать данные о капитальных и эксплуатационных затратах для технологии, сооружения или установки. Использование последовательного (поэтапного) подхода позволяет сравнить альтернативные варианты даже в том случае, если данные были получены из различных

компаний, отраслей промышленности, регионов или стран.

В соответствии с [2] методология оценки затрат на внедрение НДТ основана на пяти основных принципах:

- определение области применения и идентификация альтернативных технологий;
- сбор и проверка правильности (валидации) данных о затратах на внедрение технологий;
- определение структуры затрат. Этот принцип устанавливает состав затрат, которые должны быть включены в оценку или исключены из нее. При оценке результатов этот принцип полезен для лица, принимающего решение, тем, что помогает понять структуру затрат и статьи, на которые затраты были отнесены: капитальные или эксплуатационные затраты;
- обработка и представление информации о затратах. Этот принцип излагает процедуры по обработке и представлению информации о затратах. Здесь необходимо принять во внимание норму дисконтирования и годовую процентную ставку, срок полезного использования оборудования и ценность лома, образующегося в конце жизненного цикла оборудования. Там, где это возможно, затраты должны быть представлены в виде ежегодных затрат;
- определение затрат, относящихся к охране окружающей среды. Этот принцип устанавливает различия между затратами на охрану ОС и другими затратами, например на модернизацию или повышение эффективности технологии.

На стадии определения области применения и идентификации альтернативных технологий должны быть описаны преимущества с точки зрения охраны ОС, которые будут достигнуты при внедрении технологических и технических решений. Сравнение этих экологических преимуществ проводится с базовым случаем или ожидаемой эффективностью технологии. Показатели экологической эффективности могут быть представлены в виде показателей выбросов/сбросов для базового варианта или показателей выбросов/сбросов для установки вместе с процентной эффективностью для технологии или в виде технических характеристик (выбросов/сбросов или параметров выбросов/сбросов) установки после проведения мероприятий. Описание технологий проводится с достаточной детализацией данных, исключающей неопределенности, так как

характеристики методов и оборудования используются для сбора данных о затратах.

Поскольку существует много источников, из которых могут быть получены данные о затратах, их применимость, актуальность и обоснованность могут отличаться друг от друга в зависимости от источника информации. Поэтому цель принципа сбора и проверки достоверности данных о затратах состоит в том, чтобы определить используемые источники данных и предложить, как поступать с данными, относительно которых существует какая-либо неопределенность.

Возможными источниками получения данных о затратах являются:

- промышленность (например, проектная и разрешительная документация);
- поставщики оборудования (например, каталоги, коммерческие предложения, конкурсы);
- органы власти (например, процесс выдачи разрешения (для нового или актуализированного разрешения));
- эксперты или консультанты;
- исследовательские группы (например, демонстрационные программы);
- опубликованная информация (например, доклады, отчеты, журналы, веб-сайты, материалы конференций);
- объекты-аналоги, а также проекты в других отраслях промышленности.

Для облегчения процесса сравнения затрат должна быть четко установлена их принадлежность (капитальные или эксплуатационные). Все затраты должны оцениваться по отношению к альтернативному варианту (технологии). В качестве альтернативного варианта (технологии) обычно выступает существующая ситуация или базовый вариант, так называемый вариант «без проекта».

Для более четкого отображения затрат должна быть предусмотрена достаточно высокая степень детализации данных в разрезе капитальных вложений, эксплуатационных затрат, а также доходов и предотвращенных издержек. Например:

- затраты на строительство сооружений и установку оборудования:
  - техническое задание, разработка проекта, планирование работ;
  - закупка земли;
  - общая подготовка участка;
  - здания и сооружения (включая фундамент (опоры) монтаж, электросети,

трубопроводы, изоляцию, отделку и т.д.);

- инженерные коммуникации, строительство и расходы на инженерные изыскания;
- стоимость выбора подрядчика и оплата его работы;
- испытание оборудования;
- затраты на запуск;
- оборотные средства;
- затраты на вывод из эксплуатации;
- затраты на оборудование, снижающее негативное воздействие на окружающую среду:
  - оборудование для контроля (улавливание, извлечение) первичных загрязняющих веществ (образующихся в технологическом процессе);
  - вспомогательное (запасное) оборудование;
  - аппаратура и инструменты;
  - плата за перевозку оборудования;
  - модификации другого оборудования;
- непредвиденные расходы.

В состав оценки капитальных затрат иногда включаются непредвиденные расходы, чтобы покрыть затраты, которые не могут быть точно оценены. Сюда относятся те расходы, о которых известно, что они возникнут, но определить их детально и добавить в смету затрат не представляется возможным.

Эксплуатационные затраты включают:

- затраты на энергоносители:
  - электроэнергия;
  - нефтепродукты;
  - природный газ;
  - уголь или другие виды твердого топлива;
- материалы и услуги:
  - замена деталей;
  - вспомогательные средства, например, химические вещества, вода;
  - услуги в области охраны окружающей среды, например, обращение с отходами;
- оплату труда:
  - персонал, работающий с технологическим оборудованием, руководящие сотрудники, обслуживающий персонал;
  - обучение персонала.

В случае когда затраты на оплату труда не известны, они (включая накладные расходы, рассмотренные ниже) могут быть оценены

как процент от стоимости закупки оборудования и связанных с этим затрат. Министерство жилищного строительства, планирования землепользования и охраны окружающей среды Нидерландов (VROM) предлагает числовой показателем, равный 3–5 %, в докладе Союза конфедераций промышленников и работодателей Европы (UNICE) приводится показатель, равный 20–25 %;

- фиксированные эксплуатационные расходы и расходы на ремонт:

- страховые премии;
- лицензионные платежи;
- резерв на непредвиденные случаи и аварийные работы;
- другие общие накладные расходы (например, административные).

Если известны трудовые затраты, эксплуатационные расходы и расходы на ремонт, то накладные расходы могут быть оценены как процент от затрат на оплату труда; например, VROM предлагает численный показатель, равный 10–20 % от затрат на оплату труда, в докладе UNICE приводится показатель, равный 50 %. Это опять же очень приблизительные величины, и в оценке должно быть ясно заявлено обоснование выбранного процента;

- последующие затраты.

Внедрение новой технологии или технического решения может привести к изменениям в процессе производства или технологического процесса, которые могут повлечь увеличение затрат из-за понижения эффективности системы или снижение качества выпускаемой продукции.

Если рассматриваемые альтернативные варианты могут дать также выгоды и доходы «неэкологического» характера или могут привести к экономии некоторых затрат, то они должны быть указаны отдельно от капитальных затрат или затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание.

Примеры доходов, прибылей и предотвращенных издержек (European Environment Agency, 1999):

- доходы:
  - от продажи очищенных сточных вод;
  - произведенной электроэнергии;
  - отходов, например для производства строительных материалов;
  - остаточная стоимость оборудования;

- предотвращенные издержки, т.е. экономия:

- сырьевых материалов;
- вспомогательных материалов (химических реагентов, воды) и услуг;
- энергоносителей;
- трудовых затрат;
- затрат на мониторинг выбросов/ сбросов.

Рекомендуется также указывать эти дополнительные выгоды в физических показателях, например:

- количество сэкономленной энергии;
- количество утилизированных и проданных полезных побочных продуктов;
- количество сэкономленных человеко-часов.

В отдельных случаях в связи с отсутствием данных о затратах для определения капитальных и эксплуатационных затрат в зарубежной практике используются объекты-аналоги. Для этого применяются коэффициенты масштабирования. Метод коэффициентов масштабирования может использоваться для масштабного повышения (или масштабного понижения) по определенной шкале затрат как для отдельных установок и цехов завода, так и для завода в целом.

Оценка затрат на создание производственного объекта или установки на основе объектов-аналогов производится в соответствии с формулой

$$C_y = C_x \left[ \frac{y}{x} \right]^e, \quad (1)$$

где  $C_y$  – затраты на установку производительностью  $y$ ;  $C_x$  – затраты на установку производительностью  $x$ ;  $e$  – укрупненный коэффициент приближения.

Величина показателя  $e$  меняется от одного объекта к другому так же, как от одного типа оборудования к другому. Однако усредненное значение коэффициента приближения для общих затрат на объект, включающих разнообразные установки и оборудование, составляет 0,6, если в качестве параметра расчета (масштаба) используется производительность (это справедливо для большинства нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов).

В случае если производительность объекта повышается в результате увеличения мощности основной технологической линии, приемлемые

значения показателя  $e$  будут находиться в диапазоне от 0,6 до 0,7.

Для очень крупных объектов, где различные линии дублируются для увеличения производительности, показатель степени может быть выше. Например, если выпуск продукции возрастает в результате увеличения количества производственных единиц, то значение коэффициента приближения будет находиться в диапазоне от 0,8 до 1.

После того как информация о затратах была собрана, ее необходимо обработать, при этом зачастую может потребоваться рассмотрение таких вопросов, как различные эксплуатационные сроки службы альтернативных технологий (оборудования), годовая процентная ставка, кредитные платежи, влияние инфляции, а также валютный курс.

Информация о затратах должна быть обработана и представлена в соответствии со следующими основными пунктами:

- выразить исходные данные о затратах в ценах базового года по формуле

$$C_{\text{пр}} = C_{\text{исх}} K_{\text{кор}}, \quad (2)$$

где  $C_{\text{пр}}$  – затраты, приведенные к ценам базового года;  $C_{\text{исх}}$  – затраты исходные;  $K_{\text{кор}}$  – коэффициент корректировки цен по формуле

$$K_{\text{кор}} = \frac{I_6}{I_{\text{исх}}}, \quad (3)$$

где  $I_6$  – индекс цен базового года;  $I_{\text{исх}}$  – индекс цен исходного года;

- ясно обозначить ставку дисконтирования или годовую процентную ставку.

Стоимость капитала дифференцирована для разных инвесторов, поэтому ставки дисконтирования могут варьировать в зависимости от того, кто вкладывает инвестиции или обеспечивает финансовую поддержку. Различные годовые процентные ставки также обычно применяются для того, чтобы покрыть всевозможные риски, связанные с проектом; более высокие годовые процентные ставки применяются при более рискованных инвестициях. Также рекомендуется, чтобы использовались реальные годовые процентные ставки – это ставки, которые были скорректированы для удаления воздействия ожидаемой или фактической инфляции. Альтернативой является использование номинальных годовых процентных ставок, т.е. не скорректированных для удаления

воздействия ожидаемой или фактической инфляции. Какой бы тип годовых процентных ставок не был выбран, это должно быть ясно заявлено в оценке и применяться последовательно в течение всего анализа;

- использовать реальные ставки дисконтирования;
- при оценке затрат рекомендуется использовать реальные цены (неизменные цены), т.е. такие цены, которые были скорректированы с учетом инфляции. В противоположность им номинальные цены установлены без учета инфляции. Реальные цены могут быть пересчитаны из номинальных с помощью общего индекса цен, такого как дефлятор валового внутреннего продукта или индекс потребительских цен;
- следует объяснить применение основных использованных ставок, а также сделанные любые другие основные допущения. Если фактическая использованная ставка характерна для государства в целом, то для отрасли промышленности или отдельной компании это должно быть указано, а также упомянут источник заимствования;

- обеспечить возможность применения ставки дисконтирования и годовой процентной ставки в рамках любого налогового периода;
- обеспечить расчет и представление данных в виде ежегодных затрат.

Очевидно, что результаты расчетов общих годовых затрат могут сильно различаться в зависимости от величин, использованных в уравнениях. В ежегодных отчетах о затратах использованный подход для получения ежегодных затрат должен быть детализирован наряду со всеми основными допущениями, включая:

- срок службы оборудования, используемый в расчетах;
- период времени, требуемый для монтажа оборудования;
- использованную ставку дисконтирования;
- уместные составляющие затрат, включая все допущения, сделанные при обработке данных по остаточной стоимости.

Несмотря на то что наиболее предпочтительно было бы выражать данные в виде ежегодных затрат при оценке промышленных систем регулирования и контроля загрязнений, также имеются и другие традиционные и полезные способы выражения этих данных, например:

- затраты на единицу продукции. Подход может оказаться полезным при анализе

доступности оборудования при сравнении с рыночной ценой за произведенные товары. Затраты на единицу продукции могут быть рассчитаны из ежегодных затрат, разделенных на лучшую среднегодовую норму производства в течение рассматриваемого периода;

- затраты на единицу предотвращения образования или сокращения выброса (сброса) загрязняющего вещества. Это может оказаться полезным в качестве основы при анализе рентабельности оборудования технологии.

В процессе обработки данных о затратах должны быть разграничены финансовые ресурсы, использованные на оборудование, применяемое исключительно в целях снижения негативного воздействия на окружающую среду, от ресурсов на процессы и оборудование, которое может применяться в других целях. То есть определяются затраты, относящиеся именно к охране ОС.

Общие инвестиционные расходы на технологии и оборудование «на конце трубы», включая эксплуатационные затраты и затраты на техническое обслуживание, могут расцениваться как затраты на охрану ОС.

Основные трудности возникают при оценке затрат на мероприятия, затрагивающие весь процесс производства, и могут преследовать другие цели в дополнение к снижению негативного воздействия на окружающую среду. В этом случае общий объем финансовых ресурсов не может быть отнесен исключительно к охране ОС, поскольку имеются другие выгоды. Если эти выгоды приводят к экономии, превышающей составляющую затрат на охрану ОС, то сначала рассматривается период окупаемости этих мероприятий. Если период окупаемости составляет менее трех лет, то проект считается экономически привлекательным. Следовательно, в контексте определения затрат, относящихся к охране ОС, считается, что приоритетность проекта продиктована не экологическими соображениями (European Environment Agency, 1999).

Суммируя вышесказанное, можно сделать вывод о том, что международная практика учета экономических аспектов при внедрении НДТ практически полностью соответствует порядку оценки экономической эффективности новой техники в отечественной корпоративной практике оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в виде капитальных вложений. При этом используется

метод дисконтированных денежных потоков с учетом данных о затратах и эффектах, связанных с внедрением техники (в данном случае – технологии) за весь жизненный цикл. Обоснование существенных аспектов такой оценки, например, коэффициента дисконтирования, порядка учета инфляции и т.д., идентично тому, которое применяется при оценке экономической эффективности инвестиционных проектов.

### Наилучшие доступные технологии в России

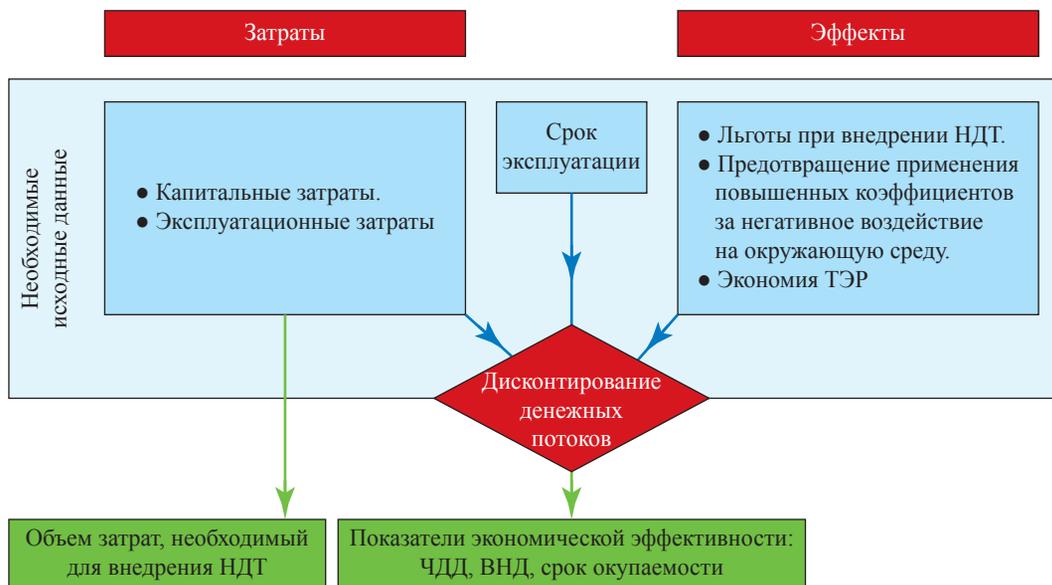
Понятие НДТ появилось в советской нормативной базе<sup>2</sup> в 1978 г. Соответствующие технологии служили основой временно согласованных выбросов до обеспечения предельно допустимых значений. Вторично это понятие уже в виде «наилучших существующих технологий» появилось в постсоветской России в конце 1990-х гг. как европейское заимствование. К середине 2000-х гг. НДТ стали рассматриваться в качестве новой системы нормирования воздействия на окружающую среду. В утвержденном в 2014 г. комплексе мер<sup>3</sup>, имеющем целью отказ от использования устаревших и неэффективных технологий, НДТ уже рассматривается не только как инструмент нормирования, но и как локомотив технологического развития.

Долгое время понятие НДТ в Российской Федерации сводилось к списку наилучших существующих технологий, в лучшем случае – к способам выделения таковых из множества доступных на рынке технологий.

В то же время опыт стран ЕС по разработке и внедрению НДТ показывает, что применение НДТ должно обеспечиваться финансово и организационно, поддерживаться государством (посредством принятой системы мер экономического стимулирования), подкрепляться программами по разработке и внедрению новых технологий экологически чистого производства и сопровождаться системой соответствующих нормативно-методических документов.

<sup>2</sup> См. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.

<sup>3</sup> См. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 19.03.2014 № 398-р «Об утверждении комплекса мер, направленных на отказ от использования устаревших и неэффективных технологий, переход на принципы наилучших доступных технологий и внедрение современных технологий».



### Использование критериев экономической эффективности при разработке НДТ (ЧДД – чистый дисконтированный доход; ВНД – внутренняя норма доходности)

С учетом текущих экономических условий хозяйствования особое внимание в процессе оценки и выбора НДТ следует уделить анализу затрат и выгод модернизируемых предприятий и секторов экономики, поскольку именно на реальную выгоду должна опираться мотивация экономических субъектов. То есть чтобы внедрение НДТ было эффективно, необходимо, чтобы выгоды от реализации экологической политики превышали затраты.

При сопоставлении затрат и эффектов от внедрения НДТ (рисунок) необходимо учитывать все дополнительные притоки, возникающие в связи с внедрением в отечественную практику механизма экономического стимулирования.

#### Механизмы экономического стимулирования внедрения НДТ

Внедрение системы нормирования воздействия на окружающую среду на основе НДТ находится на начальном этапе. В настоящее время в рамках разработки информационно-технических справочников по НДТ определяется и научно обосновывается достаточный и необходимый перечень наилучших и доступных технологий, а также связанный с ними уровень негативного воздействия на ОС. Следовательно, в сложившейся ситуации для предприятий газовой отрасли важно провести оценку экономических

последствий от перехода на принципы НДТ. Поэтому актуальной задачей является совершенствование методических подходов по оценке экономических последствий для предприятия от внедрения системы нормирования по НДТ с учетом разных уровней технологических нормативов и принятой системы мер государственного стимулирования.

Система нормирования воздействия на окружающую среду на основе НДТ является механизмом, стимулирующим развитие новых технологий и модернизацию промышленных предприятий. Так, в Федеральном законе от 21.07.2014 № 219 в целях стимулирования промышленных предприятий к проведению природоохранных мероприятий и внедрению НДТ при исчислении платы за негативное воздействие на окружающую среду к ставкам платы с 01.01.2020 будут применяться стимулирующие коэффициенты. В Налоговом кодексе<sup>4</sup> Российской Федерации также предусмотрены меры стимулирования внедрения мероприятий, направленных на снижение негативного воздействия на окружающую среду, в том числе внедрение НДТ, к которым относятся инвестиционный налоговый кредит и ускоренная амортизация внедряемого оборудования.

<sup>4</sup> См. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть первая) от 31.07.1998 № 146-ФЗ (с изменениями и дополнениями от 28.12.2013).

Меры государственного стимулирования внедрения НДТ разделяются на две категории:

- льготы:
  - инвестиционный налоговый кредит: возмещение процентной ставки по кредиту в счет налога на прибыль;
  - ускоренная амортизация оборудования НДТ: применение дополнительного коэффициента, равного 2, при начислении амортизации на оборудование НДТ по утвержденному перечню;
  - корректировка платы за негативное воздействие: зачет платы в счет инвестиций до 100 %;
  - отказ от взимания платы за негативное воздействие после внедрения НДТ: применение понижающего коэффициента, равного 0 (с 01.01.2020);
- санкции:
  - рост платежей до размеров, сравнимых с затратами на очистку выбросов, сбросов в случае недостижения технологических нормативов: увеличение повышающих коэффициентов платы за временно разрешенное воздействие  $K = 25$ , за воздействие, превышающее разрешенное,  $K = 100$  (с 01.01.2020);
  - штрафные санкции: введение новых составов административных правонарушений, увеличение размеров штрафов.

Важно отметить, что до настоящего времени мероприятия, направленные на сокращение негативного воздействия на ОС, далеко не всегда оказываются экономически эффективными. Поэтому реализация механизмов стимулирования внедрения НДТ должна существенным образом повлиять на денежные потоки компаний, осуществляющих инвестиции в природоохранные мероприятия и технологии. При этом следует учитывать, что промышленный капитал обладает инертностью, и невозможно в короткие сроки провести замену старых технологий на новые даже при условии, что они обладают более высокими показателями экономической эффективности.

Как уже было отмечено, принцип нормирования на основе НДТ в Российской Федерации в настоящее время только внедряется, и информационно-технические справочники НДТ в газовой отрасли находятся на стадии разработки. Поэтому для принятия обоснованных

управленческих решений на предприятиях отрасли необходима оценка экономического эффекта от перехода на новый принцип нормирования. Для этого разрабатываются методические подходы по оценке экономической эффективности внедрения НДТ в отрасли, которые учитывают альтернативные варианты и существующую систему мер государственного стимулирования. Порядок такой оценки включает в себя четыре основных блока (этапа) [3]:

- сбор и анализ технологических, экологических и экономических данных о технологиях, внедренных в настоящее время в производственный процесс;
- разработка технологических нормативов отнесения технологий к категории НДТ;
- моделирование денежных потоков (финансовые притоки и оттоки, образующиеся в процессе внедрения НДТ), включая механизмы экономического стимулирования внедрения системы НДТ;
- оценка капитальных вложений и показателей экономической эффективности перехода на систему НДТ (с учетом варианта оплаты штрафов в случае отказа от внедрения НДТ на определенных объектах).

Недостатком метода дисконтированных денежных потоков является то, что неопределенности, присущие проекту, учитываются только как негативные факторы (через ставку дисконтирования). Этому недостатку лишен один из современных методов определения экономической эффективности проектов – метод реальных опционов (таблица). Этот метод в газовой промышленности постепенно развивается и распространяется на сферу природоохранных мероприятий (ПОМ).

Метод реальных опционов позволяет применять в области реальных инвестиций математические подходы, разработанные для фондового рынка, а также на этапе оценки проекта учесть экономический эффект от различных (как негативных, так и позитивных) возможностей, которые могут быть реализованы в процессе управления проектом, например: отсрочка проекта, отказ от проекта, оперативное изменение структуры и стоимости капитала [4, 5]. Это дает возможность управлять рисками и неопределенностями, возникающими при реализации природоохранных мероприятий, благодаря чему можно достичь снижения затрат.

Учет стоимости реальных опционов в оценке экономической эффективности реализации

### Основные виды реальных опционов при оценке экономической эффективности природоохранных мероприятий

Название опциона	Описание опциона	Примеры применения опциона в ПОМ
На расширение проекта	Возможность увеличить объемы деятельности в рамках ПОМ в определенный момент в будущем	Внедрение технологии очистки выхлопных газов ГПА, осуществляемое в рамках «проекта совместного осуществления», в соответствии с Киотским протоколом
На тиражирование опыта	Возможность повторить данное мероприятие в том же или другом дочернем обществе в определенные моменты в будущем	Тиражирование в различных дочерних обществах мероприятия по установке емкостей сбора пластовой жидкости, выбрасываемой при продувках водосборников, по итогам опытной эксплуатации
На изменение технологии	Возможность изменить технологию (или технологии), используемые в ПОМ в определенный момент в будущем	Проведение обследования ЛЧ МГ по обнаружению свищей и утечек газа с применением лазерных приборов на базе вертолетов или (в качестве альтернативной технологии) на базе беспилотных летательных аппаратов
На отсрочку или временную остановку проекта	Возможность осуществить отсрочку начала или приостановку проведения ПОМ до определенного момента, в котором ожидается поступление дополнительной информации	Отсрочка или временная приостановка мероприятия по приобретению и внедрению установки по обезвреживанию нефтесодержащих отходов до момента принятия на государственном уровне решения об увеличении сверхлимитных платежей
На выход из проекта	Возможность продать активы, приобретенные в рамках ПОМ, по определенной цене в определенный момент в будущем	Продажа приобретенного в рамках ПОМ оборудования (например, мобильных компрессорных станций) в случае реализации пессимистического сценария (например, при отсутствии ожидаемых изменений в природоохранном законодательстве РФ)
На сокращение проекта	Возможность сократить объемы деятельности в рамках ПОМ в определенный момент в будущем	Сокращение объемов закупок у сторонних организаций услуг по перекачке газов с помощью мобильных компрессорных станций в случае получения негативного результата их опытной эксплуатации в условиях Крайнего Севера

ПОМ может осуществляться несколькими способами в зависимости от содержания рассматриваемого опциона.

В большинстве случаев учет стоимости реальных опционов осуществляется путем корректировки ЧДД природоохранного мероприятия, определенного традиционным методом, на оценочную сумму стоимости реальных опционов, содержащихся в ПОМ.

Для оценки экономической эффективности ПОМ с учетом стоимости реальных опционов рекомендуется применять формулу

$$\text{ЧДД}_{\text{PO}} = \text{ЧДД} + \sum_{i=0}^N \text{PO}_i, \quad (4)$$

где  $\text{ЧДД}_{\text{PO}}$  – чистый дисконтированный доход по ПОМ с учетом стоимости реальных опционов, руб.;  $\text{ЧДД}$  – чистый дисконтированный доход по ПОМ без учета стоимости реальных опционов, рассчитанный традиционными методами, руб.;  $\text{PO}$  – стоимость реального опциона, руб.;  $i$  – порядковый номер реального опциона, связанного с ПОМ;  $N$  – общее количество реальных опционов, учитываемых при оценке экономической эффективности ПОМ, шт.

Для расчета стоимости реальных опционов ПОМ целесообразно использовать следующие основные подходы:

- метод прироста ожидаемой чистой текущей стоимости проекта [5];
- метод оценки, основанный на модели Блэка – Шоулза, предполагающий непрерывное изменение цены базового актива [5, 6];
- биномиальный метод оценки стоимости опционов и его развитие многопериодной моделью Кокса, Росса и Рубинштейна [7].

*Метод прироста ожидаемой чистой текущей стоимости проекта* является наиболее простым и наглядным, однако требует знания вероятностей осуществления сценариев проекта. Эти вероятности в большинстве случаев определяются экспертно, что снижает точность метода. Для преодоления этого недостатка может использоваться риск-нейтральный подход, однако он основан на допущении существования эффективного рынка, на котором торгуется базовый актив, что не вполне соответствует реальным активам.

Применение данного метода основано на сценарном подходе, который наиболее

актуален в тех случаях, когда количество сценариев развития проекта ограничено, и вероятности реализации данных сценариев известны. В случае если проект допускает рассмотрение большего количества сценариев, для использования данного метода рекомендуется снизить их количество до двух.

*Метод оценки, основанный на модели Блэка – Шоулза*, наиболее предпочтительно применять для опционов, предполагающих непрерывную, а не дискретную неопределенность. Примерами такого рода неопределенности могут служить: изменение рыночной стоимости актива, используемого в ПОМ (например, здания), изменение рыночной цены единицы сокращенных выбросов парниковых газов, реализуемых в рамках проектов совместного осуществления, предусмотренных Киотским протоколом.

*Биномиальный подход* был впервые предложен в 1979 г. Д. Коксом, С. Россом, М. Рубинштейном. В основе биномиальной модели оценки опционов (*англ.* binomial option pricing model) лежит допущение, что стоимость базового актива в любой период времени может принимать одно из двух возможных значений с определенной вероятностью. Для реальных опционов под стоимостью базового актива подразумевается приведенная стоимость денежных потоков проекта в момент принятия решения без учета инвестиций.

В основе биномиального метода лежит задача построения биномиального дерева, отражающего изменения значения стоимости базового актива. Данная модель применима в тех случаях, когда изменение стоимости базового актива происходит в определенные моменты времени. При построении такого дерева

требуется учет значительного количества временных периодов для получения более точного результата. В отличие от модели Блэка – Шоулза, которая предполагает изменение значений стоимости актива, описываемое движением Броуна, биномиальная модель рассматривает изменение цены актива с точки зрения цепи Маркова. Движение Броуна непрерывно, в то время как цепь Маркова является последовательностью событий. Следовательно, результат, получаемый при использовании биномиальной модели при бесконечно большом количестве временных периодов, стремится к результату, получаемому при использовании модели Блэка – Шоулза.

\*\*\*

Таким образом, современное состояние методических подходов к оценке экономической эффективности внедрения НДТ можно охарактеризовать следующими особенностями:

- международные подходы к оценке экономической целесообразности внедрения НДТ соответствуют принятой в российской корпоративной практике методике моделирования денежных потоков с учетом всех стадий жизненного цикла технологии;
- экономический эффект от внедрения НДТ складывается как за счет учета льгот и санкций, предусмотренных в федеральном природоохранном законодательстве, так и за счет прочих факторов эффективности (сокращения энергопотребления, экономии трудозатрат и/или капитала и т.д.), обусловленных внедрением данной технологии;
- при низких показателях экономической эффективности, посчитанных традиционным методом денежных потоков, целесообразно использовать метод реальных опционов.

## Список литературы

1. Ребрик И.И. Наилучшие доступные технологии: планы и реальность. Концепция перехода к нормированию негативного воздействия на окружающую среду на основе наилучших доступных технологий / И.И. Ребрик, А.Ю. Кочешков, И.А. Борисовская // ЭКО-Бюллетень ИнЭКА. – 2009. – № 3 (134).
2. Reference document on economics and cross-media effects / European Commission. – 2006. – Июль. – [http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/ecm\\_bref\\_0706.pdf](http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/ecm_bref_0706.pdf). – (Integrated Pollution Prevention and Control).
3. Варфоломеев Е.В. Совершенствование методов оценки экономической эффективности природоохранных мероприятий в газовой промышленности с учетом внедрения наилучших доступных технологий / Е.В. Варфоломеев, О.В. Марьин, О.И. Богданов // Технологическое нормирование окружающей среды и экономическая эффективность НДТ: сб. матер. засед. Круглого стола 20.09.2016. – М.: АСМС, 2017. – С. 61–69.

4. Марьин О.В. Применение метода реальных опционов для оценки экономической эффективности природоохранных мероприятий в ОАО «Газпром» / О.В. Марьин, Д.А. Быков // Газовая промышленность. – 2015. – № 8 (726). – С. 25–29.
5. Лимитовский М.А. Инвестиционные проекты и реальные опционы на развивающихся рынках: учеб.-практ. пособие / М.А. Лимитовский. – М.: Юрайт, 2011.
6. Гусев А.А. Реальные опционы в оценке бизнеса и инвестиций / А.А. Гусев. – М.: РИОР, 2009.
7. Cox J.C. Option pricing: A simplified approach / J.C. Cox, S.A. Ross, M. Rubinstein // J. of Financial Economics. – 1979. – Is. 2. – P. 229–263.

## Rising economic performance of environmental measures at implantation of the best available technologies in gas industry

Ye.V. Varfolomeyev<sup>1</sup>, O.I. Bogdanov<sup>1\*</sup>, D.A. Bykov<sup>1</sup>, S.A. Gilderman<sup>1</sup>

<sup>1</sup> NIIGazeconomika LCC, Est. 20, Bld. 8, Staraya Basmannaya street, Moscow, 105066, Russian Federation

\* E-mail: O.Bogdanov@econom.gazprom.ru

**Keywords:** best available technology, discounted cash flow method, negative environmental impact, economic criteria, environmental measures, real options.

**Abstract.** The paper presents economic analysis of international experience in attributing technologies as the best available ones. The existent ways to entail the implementation of the best available technologies (BAT) in Russian Federation are examined.

Research works showed that customary foreign procedures of economic feasibility studies in respect to BAT implementation correspond to domestic corporate technique of cash flow modelling on account of all stages of a technology life cycle. Economic effect of BAT adoption in industry forms owing to account of benefits and sanctions provided by federal environmental legislation, and due to other factors of efficacy (cutting down of power consumption, saving of labor costs and/or capital etc.). If the economic efficiency indices calculated using the traditional cash flow method are low, it is reasonable to apply a method of real options.

### References

1. REBRIK, I.I., A.Yu. KOCHESHKOV, I.A. BORISOVSKAYA. The best available technologies: plans and reality. Concept for transition to standardization of negative influence to environment on the basis of the best available technologies [Nailuchshiyе dostupnyye tekhnologii. Kontseptsiya perekhoda k normirovaniyu negativnogo vozdeystviya na okruzhayushchuyu sredy na osnove nailuchshikh dostupnykh tekhnologiy]. *Ekobyulleten InEka*. 2009, no. 3 (134). ISSN 2411-7374. (Russ.).
2. EUROPEAN COMMISSION. *Integrated Pollution Prevention and Control. Reference document on economics and cross-media effects* [online]. Available from: [http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/ecm\\_bref\\_0706.pdf](http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/ecm_bref_0706.pdf)
3. VARFOLOMEYEV, Ye.V., O.V. MARIN, O.I. BOGDANOV. Perfection of methods for estimation of economic efficacy of the environmental measures in gas industry on account of implementation of the best available technologies [Sovershenstvovaniye metodov otsenki ekonomicheskoy effektivnosti prirodookhrannykh meropriyatiy v gazovoy promyshlennosti s uchetom vnedreniya nailuchshikh dostupnykh tekhnologiy]. In: *Technological standardization of environment and economic efficiency of the Best Available Technologies* [Tekhnologicheskoye normirovaniye okruzhayushchey sredy i ekonomicheskaya effektivnost NDT]: proc. of the round table discussion on September 20, 2016. Moscow: Academy for Standardization and Metrology, 2017, pp. 61–69. (Russ.).
4. MARIN, O.V. and D.A. BYKOV. Application of the real options method for estimation of economic efficacy of the environmental measures in the Gazprom OJSC [Primeneniye metoda realnykh optsiyonov dlya otsenki ekonomicheskoy effektivnosti prirodookhrannykh meropriyatiy v ОАО “Газпром”]. *Gazovaya promyshlennost*. 2015, no. 8(726), pp. 25–29. ISSN 0016-5581. (Russ.).
5. LIMITOVSKIY, M.A. *Investment projects and real options at the developing markets* [Investitsionnyye proyekty i realnyye optsiyny na razvivayushchikhsya rynkakh]: manual. Moscow: Yurayt, 2011. (Russ.).
6. GUSEV, A.A. *Real options in evaluation of business and investments* [Realnyye optsiyny v otsenke biznesa i investitsiy]. Moscow: RIOR, 2009. (Russ.).
7. COX, J.C., S.A. ROSS, M. RUBINSTEIN. Option pricing: A simplified approach. *J. of Financial Economics*. 1979, is. 2, pp. 229–263. ISSN 0304-405X.

УДК 622.279.012

## Обоснование сопоставимых условий сравнения показателей энергоэффективности на примере промышленных дожимных компрессорных станций

М.А. Воронцов<sup>1\*</sup>, Г.А. Хворов<sup>1\*\*</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: M\_Vorontsov@vniigaz.gazprom.ru

\*\* E-mail: G\_Khvorov@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** показатели энергетической эффективности, дожимная компрессорная станция, сопоставимые условия сравнения энергоэффективности.

**Тезисы.** Рассмотрены вопросы сравнения показателей энергоэффективности и энергоемкости промышленных дожимных компрессорных станций (ДКС). Конкретизировано понятие «сопоставимые условия сравнения показателей энергоэффективности» для компрессорных станций.

В статье представлены методические принципы выявления сопоставимых условий сравнения показателей энергоэффективности для технологических объектов. Приводится пример обоснования сопоставимых условий работы для ДКС. Показано, что сопоставимыми условиями сравнения показателей энергоэффективности ДКС являются условия равенства отношений давлений, начальной температуры процесса сжатия и производительности.

Вопросы энергосбережения в газодобывающих обществах приобретают все большую актуальность на фоне повышения себестоимости добычи газа вследствие перехода крупных месторождений в стадию падающей добычи, увеличения ставки НДС и т.п. [1]. Кроме того, добыча газа в ПАО «Газпром» является вторым по энергоемкости видом деятельности Группы Газпром.

Энергоемкость газодобывающих организаций изменяется в процессе жизненного цикла месторождений, при этом энергетическая эффективность всей организации в основном определяется эффективностью процесса компримирования газа на дожимной компрессорной станции (ДКС) [1]. В качестве примера на рис. 1 представлен график изменения удельного расхода топливного газа ДКС ООО «Газпром добыча Ноябрьск» на единицу товарного газа за десять лет.

Из графика следует, что показатель удельного расхода топливного газа ДКС по мере выработки месторождения в основном возрастает, т.е. энергоэффективность

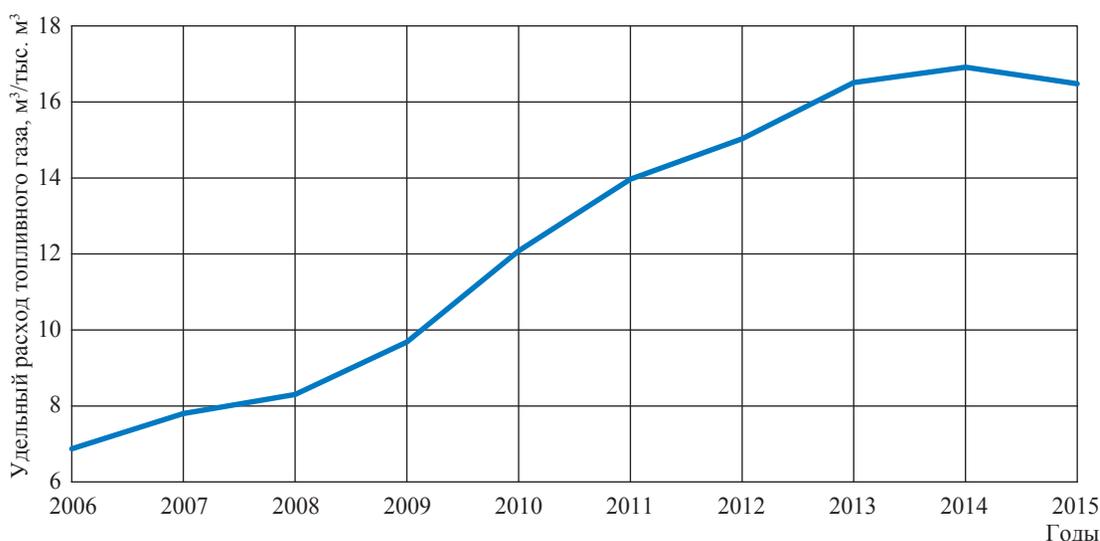


Рис. 1. Динамика удельного расхода топливного газа ДКС ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

компримирования газа ДКС непрерывно снижается.

На рис. 2 показаны графики удельного расхода топливного газа на ДКС Комсомольского газового промысла (ГП) ООО «Газпром добыча Ноябрьск» по месяцам в 2010 и 2011 гг.

Представленные данные иллюстрируют важные особенности газодобывающего общества – наличие тенденции увеличения удельного показателя расхода топливного газа (рис. 1) и его зависимость от внешних эксплуатационных условий (рис. 2, 3), поэтому для практики эксплуатации технологических объектов важно не только формальное фиксирование информации об изменениях показателей энергоэффективности, но и оперативное выявление

причин произошедших изменений. Понимание причин необходимо для объективной оценки работы эксплуатационных служб в области энергосбережения и определения возможных способов поддержания показателей энергоэффективности на проектном уровне и/или их кардинального улучшения.

Для объективной оценки причин изменения и выявления способов улучшения энергоэффективности необходимы специализированные методические подходы, позволяющие оценивать степень влияния на показатели энергоэффективности двух групп параметров – внешних и внутренних по отношению к технологической системе. Это обусловлено тем, что эксплуатационный персонал имеет

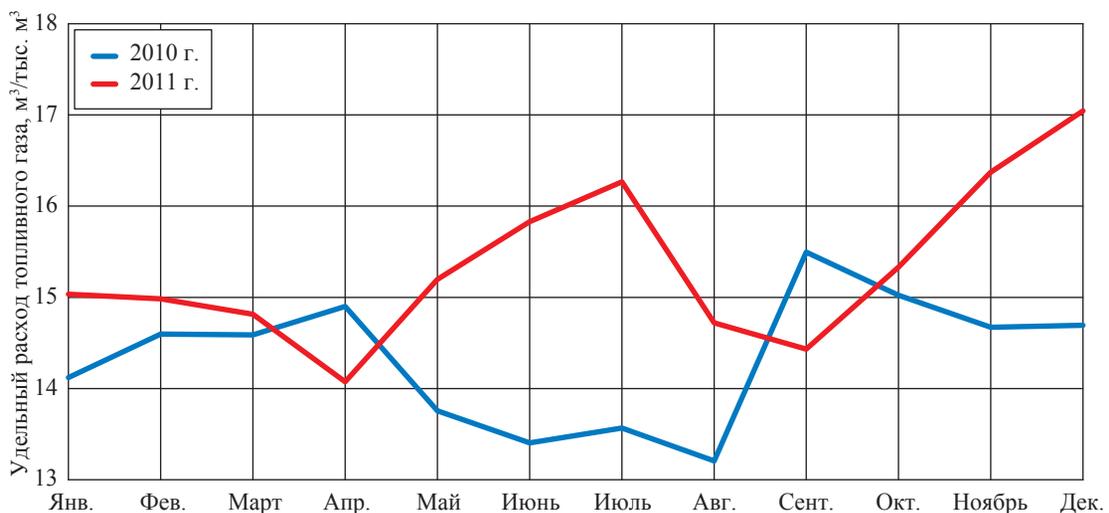


Рис. 2. Динамика удельного расхода топливного газа ДКС Комсомольского ГП на единицу компримируемого газа в 2010 и 2011 гг.

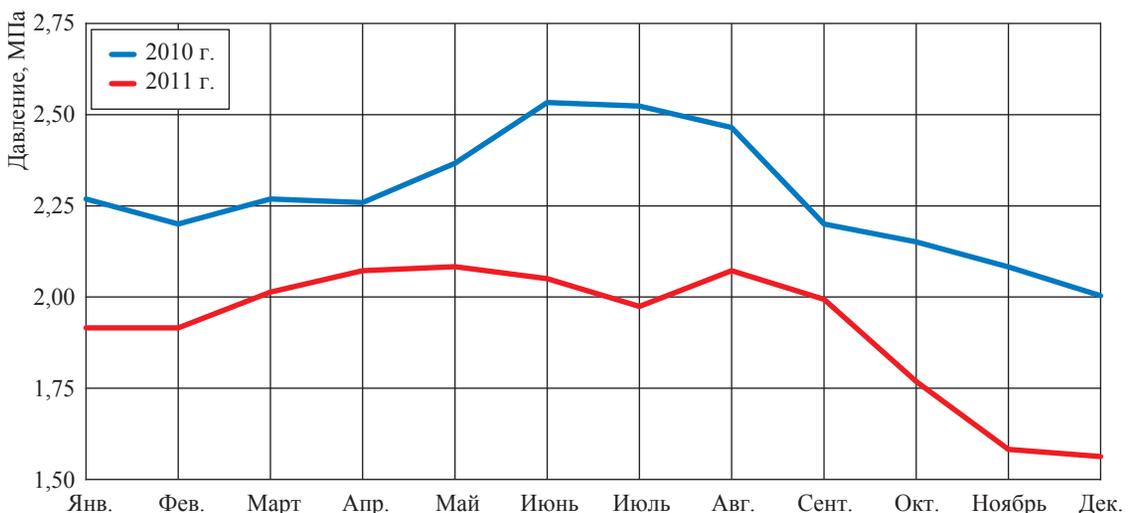


Рис. 3. Динамика изменения давления газа на входе ДКС Комсомольского ГП в 2010 и 2011 гг.

возможность непосредственно воздействовать только на внутренние параметры технической системы, в то время как значения внешних параметров обусловлены изменением окружающей среды (например, температура и давление атмосферного воздуха) и решениями, принимаемыми на более высоком управленческом уровне (объемы продукции, сроки и т.п.). Оценка степени влияния каждого из параметров системы на ее энергоэффективность позволит оценить вклад изменения внешних условий эксплуатации, определить наличие возможности улучшения показателей расхода топливно-энергетических ресурсов путем воздействия на внутренние параметры и таким образом сделать вывод об эффективности работы эксплуатационных служб и о потенциале повышения энергоэффективности.

Такой подход основывается на принципе сравнения показателей энергоэффективности технических объектов в сопоставимых условиях эксплуатации, который уже принят для оценки расхода ресурсов государственными (муниципальными) учреждениями.<sup>1</sup> Это актуально и для промышленных технологических объектов, особенно для технологических объектов добычи газа, условия функционирования которых существенно изменяются в течение всего периода эксплуатации.

Для практического применения данного подхода необходимо разработать методику количественной оценки влияния каждого отдельно взятого эксплуатационного параметра на показатель энергоэффективности, а также конкретизировать понятие «сопоставимые условия работы» (СУР) технологического объекта.

Оценка степени влияния каждого из параметров системы определяется по результатам факторного анализа, который может осуществляться комбинированием статистических и аналитических методов. Применение только статистических методов оправдано в том случае, когда не известны физические законы функционирования системы. Статистические методы позволяют обобщить фактическую информацию, выявить закономерности процессов, реализованных в истекший период, но крайне ограниченно подходят для прогнозирования.

На практике целесообразно совместное использование статистических и аналитических методов. Для действующих объектов газовой добычи известны основные закономерности и функциональные зависимости между параметрами, на практике требуется учитывать индивидуальные особенности объектов – техническое состояние, особенности компоновки оборудования, его изготовления и т.п. Статистические данные о фактических режимах работы позволяют уточнять аналитические зависимости, что повышает точность технологических расчетов.

Независимо от принятого способа проведения факторного анализа для разработки методики сравнения показателей энергоэффективности требуется предварительно обосновать перечень СУР.

В нормативном документе<sup>2</sup> ПАО «Газпром» принято следующее определение СУР: «...совокупность значений параметров технологического процесса (в том числе выход продукции) и/или диапазона их изменения в базовом периоде эксплуатации, обуславливающих уровень энергопотребления оборудования». Под СУР будем понимать совокупность таких эксплуатационных показателей, которые оказывают влияние на величину энергопотребления и при этом обусловлены внешними причинами, не зависящими от эксплуатационных служб. Влияние факторов, на которые эксплуатационные службы не имеют возможности оперативно воздействовать, следует учитывать отдельно, когда требуется оценить работу персонала. Как правило, это внешние параметры по отношению к рассматриваемой технологической системе, и для каждого объекта перечень таких параметров будет зависеть от особенностей технологического процесса.

Обоснование сопоставимых условий для каждого технологического объекта может быть осуществлено в три этапа:

- 1) обозначение основного показателя энергоэффективности процесса;
- 2) установление факторов, определяющих энергопотребление с учетом особенностей самого процесса и работы основного технологического оборудования;
- 3) выявление показателей эксплуатации, определяющихся внешними условиями.

<sup>1</sup> См. Приказ Министерства экономического развития РФ от 24.10.2011 № 591 «О порядке определения объемов снижения потребляемых государственным (муниципальным) учреждением ресурсов в сопоставимых условиях».

<sup>2</sup> См. Р Газпром 2-1.20-819-2014. Методика расчета величины экономии расхода топливно-энергетических ресурсов при внедрении энергосберегающих мероприятий в дочерних обществах.

Далее представим процесс обоснования СУР для основного потребителя ТЭР на промысле – дожимной компрессорной станции. Особенности данного объекта указывают на целесообразность сравнения показателей энергоэффективности в сопоставимых условиях. Так, показатели эксплуатации ДКС непрерывно изменяются в ходе разработки месторождения, причем удельный показатель энергозатрат на единицу объема добываемого газа непрерывно увеличивается по мере снижения пластового давления [1]. При этом ухудшение показателей энергоэффективности во многом обусловлено динамикой внешних показателей. Эксплуатационные службы могут только снизить темп роста удельного показателя расхода топливного газа по мере снижения давления газа на входе ДКС (увеличение отношения давлений ступени сжатия). В работах [1, 2] обосновано, что кардинально изменить такую ситуацию в условиях промысла не представляется возможным. Объективная оценка работы эксплуатационных служб в области энергосбережения может быть решена при сравнении показателей энергоэффективности в сопоставимых условиях [1].

Рассмотрим три этапа выявления и обоснования сопоставимых условий работы для ДКС.

На *первом этапе* осуществляется выбор основных показателей энергоемкости процесса для компримирования – это политропная работа сжатия (ПРС) газового потока. Данный параметр правомерно считать основным показателем энергоемкости процесса сжатия, так как при расчете полной политропной работы учитываются и производительность, и уровень повышения давления (напорность) промышленной технологической системы.

На *втором этапе* детально анализируется показатель энергоемкости, определенный на первом этапе. В общем случае политропная работа сжатия ДКС ( $L_{\text{ПРС}}^{\text{ДКС}}$ , кВт·ч) определяется как сумма ПРС отдельных ступеней:

$$L_{\text{ПРС}}^{\text{ДКС}} = \sum_{i=1}^{m_{\text{ст}}} L_{\text{ПРС},i}^{\text{ст}}, \text{ где } m_{\text{ст}} - \text{ количество ступеней}$$

сжатия; работа каждой ступени рассчитывается по формуле<sup>3</sup>

$$L_{\text{ПРС}}^{\text{ст}} = 320,25 \cdot Q_{\text{компр}}^{\text{ст}} T_{\text{н}}^{\text{ст}} Z_{\text{н}}^{\text{ст}} (\epsilon_{\text{ст}}^{m_v} - 1), \quad (1)$$

где  $Q_{\text{компр}}^{\text{ст}}$  – объемы газа, поступающие в ступень для компримирования, млн м<sup>3</sup>;  $T_{\text{н}}^{\text{ст}}$  – температура газа на входе ступени сжатия ДКС, К;  $Z_{\text{н}}^{\text{ст}}$  – коэффициент сжимаемости газа при термобарических условиях входа в ступень сжатия ДКС;  $\epsilon_{\text{ст}}$  – отношение давлений на входе ( $P_{\text{вх}}^{\text{ст}}$ , МПа) и на выходе ( $P_{\text{вых}}^{\text{ст}}$ , МПа) ступени сжатия,

$$\epsilon_{\text{ст}} = \frac{P_{\text{вых}}^{\text{ст}}}{P_{\text{вх}}^{\text{ст}}}; m_v - \text{объемный показатель политропы.}$$

Далее проведем анализ показателя. Для этого представим (1) в виде

$$L_{\text{ПРС}}^{\text{ст}} = G_{\text{компр}}^{\text{ст}} H_{\text{п}}^{\text{ст}} = \frac{4 \cdot Q_{\text{компр}}^{\text{ст}}}{R} H_{\text{п}}^{\text{ст}}, \quad (2)$$

где  $G_{\text{компр}}^{\text{ст}}$  – массовый расход газа, кг/с;  $H_{\text{п}}^{\text{ст}}$  – политропная работа ступени ДКС, необходимая для сжатия одного килограмма газа (удельная), кДж/кг;  $R$  – газовая постоянная, кДж/(кг·К).

Таким образом,  $L_{\text{ПРС}}^{\text{ст}}$  является результатом произведения массового расхода и удельной политропной работы, затрачиваемой на сжатие одного килограмма газа, и по физическому смыслу  $L_{\text{ПРС}}^{\text{ст}}$  – политропная работа, затрачиваемая для компримирования всего потока газа. Далее для удобства будем называть  $L_{\text{ПРС}}^{\text{ст}}$  полной ПРС и  $H_{\text{п}}^{\text{ст}}$  – удельной ПРС, которую рассчитывают по формуле для политропной работы центробежного компрессора

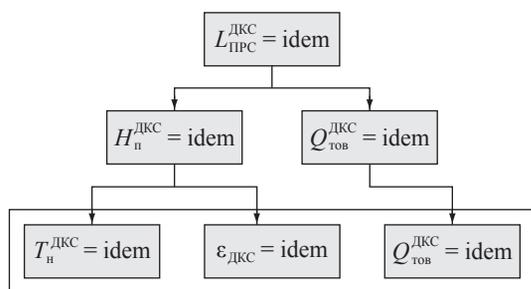
$$H_{\text{п}}^{\text{ст}} = R \frac{Z_{\text{н}}^{\text{ст}}}{m_v} T_{\text{н}}^{\text{ст}} (\epsilon_{\text{ст}}^{m_v} - 1). \quad (3)$$

Правомерно использовать понятие удельной ПРС для ДКС в целом –  $H_{\text{п}}^{\text{ДКС}}$ . Ее значение определяется аналогично значению  $L_{\text{ПРС}}^{\text{ДКС}}$  как сумма удельных ПРС отдельных ступеней:

$$H_{\text{п}}^{\text{ДКС}} = \sum_{i=1}^{m_{\text{ст}}} H_{\text{п},i}^{\text{ст}}; H_{\text{п},i}^{\text{ст}} - \text{ работа каждой ступени.}$$

Хотя полная политропная работа сжатия является комплексным показателем энергоемкости процесса компримирования газа, неверно принимать условие равенства полных политропных работ компрессорных станций для обоснования СУР для ДКС. При условии  $L_{\text{ПРС}}^{\text{ДКС}} = \text{idem}$  не будут учтены особенности физики процесса сжатия. Так, на величину КПД газового компрессора помимо конструктивного совершенства влияют его производительность и отношение давлений, поэтому условие  $L_{\text{ПРС}}^{\text{ДКС}} = \text{idem}$  необходимо дополнить условием равенства сомножителей

<sup>3</sup> См. СТО Газпром 2-1.20-114-2007. Методика энергоаудита газотранспортной системы.



**Рис. 4. Сопоставимые условия сравнения показателей энергоэффективности промысловых ДКС**

формулы (2):  $Q_{\text{компр}}^{\text{ДКС}} = \text{idem}$ ,  $H_{\text{компр}}^{\text{ДКС}} = \text{idem}$ . Используя аналогичные рассуждения с учетом формулы (3) и физики процесса сжатия, условие  $H_{\text{компр}}^{\text{ДКС}} = \text{idem}$  требуется уточнить в виде  $\epsilon_{\text{ДКС}} = \text{idem}$ ;  $T_{\text{н}}^{\text{ДКС}} = \text{idem}$ . Так, с точностью до состава компримируемого газа СУР для сравнения показателей энергоэффективности ДКС определяются тремя условиями:  $\epsilon_{\text{ДКС}} = \text{idem}$ ;  $T_{\text{н}}^{\text{ДКС}} = \text{idem}$ ;  $Q_{\text{компр}}^{\text{ДКС}} = \text{idem}$ .

Условия равенства полной и удельной политропной работ уточняются условиями равенства показателей эксплуатации. Структурно это представлено на рис. 4.

На *третьем этапе* из ранее обоснованного перечня СУР выделяются параметры, на которые эксплуатационный персонал не оказывает влияния. Для ДКС производительность, температура на входе и отношение давлений определяются внешними условиями эксплуатации (темпы падения давления и план добычи, температура пластового газа и окружающего воздуха), на которые эксплуатационный персонал станции не может оказывать оперативно-воздействия. При наличии теплообменного аппарата на входе ДКС (аппарата воздушно-охлаждения газа или рекуперативного аппарата) возможность влияния на начальную температуру компримирования газа на ДКС будет ограничена температурой окружающей среды.

Таким образом, все три ранее обоснованных условия ( $\epsilon = \text{idem}$ ;  $T_{\text{н}}^{\text{ДКС}} = \text{idem}$ ;  $Q_{\text{компр}}^{\text{ДКС}} = \text{idem}$ ) зависят от внешних условий эксплуатации, являются СУР для ДКС и основой для разработки методики сравнения показателей энергоэффективности в сопоставимых условиях работы.

\*\*\*

При рассмотрении показателей энергоэффективности технических систем, работающих при непрерывном изменении эксплуатационных условий, необходимо отдельно оценивать влияние внешних и внутренних параметров эксплуатации. Это позволяет оперативно определять целесообразность и способ воздействия на объект для оптимизации энергоэффективности, объективно оценивать работу эксплуатационного персонала в сфере энергосбережения.

Методической основой такой системы является сравнение показателей энергоэффективности в сопоставимых условиях эксплуатации. Понятие «сопоставимые условия» необходимо обосновывать для каждого типа технологического объекта. Общим методическим подходом для такого обоснования является анализ формул для расчета основных энергетических показателей технологического (рабочего) процесса.

На основании результатов анализа структуры формулы для расчета полной политропной работы сжатия обосновано, что сопоставимыми условиями сравнения энергоэффективности процесса компримирования являются условия равенства отношений давлений ДКС ( $\epsilon_{\text{ДКС}} = \text{idem}$ ), начальной температуры процесса сжатия на ДКС ( $T_{\text{н}}^{\text{ДКС}} = \text{idem}$ ) и объемов газа, поступающего после ДКС ( $Q_{\text{компр}}^{\text{ДКС}} = \text{idem}$ ) потребителю или на другие промышленные объекты. При равенстве данных условий корректно сравнивать показатели энергоэффективности различных ДКС и исходя из них приводить показатели энергоэффективности в различные периоды эксплуатации к сравнению в сопоставимых условиях.

### Список литературы

1. Воронцов М.А. Методические подходы к оценке энергоэффективности технологических процессов добычи газа / М.А. Воронцов, Г.А. Хворов, С.А. Нурдинова и др. // Вести газовой науки: Охрана окружающей среды, энергосбережение и охрана труда в нефтегазовом комплексе: инновации, технологии, перспективы. – 2017. – Спецвыпуск. – С. 44–51.
2. Кононов А.В. Ключевые факторы, определяющие расход и потери природного газа в процессе его добычи / А.В. Кононов, С.А. Нурдинова // Газовая промышленность. – 2015. – № 4. – С. 35–37.

## Substantiation of equitable terms for comparison of energy efficiency indices on example of the field booster compressor stations

G.A. Khvorov<sup>1</sup>, M.A. Vorontsov<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: M\_Vorontsov@vniigaz.gazprom.ru

**Keywords:** indices of energy efficiency, booster compressor station, equitable terms for comparison of energy efficiency.

**Abstract.** Issues on comparing energy-efficiency and energy-content indices for field booster compressor station (BCS) are studied. A concept of “equitable terms for comparison of energy efficiency” is concretized for booster compressors.

The article presents methodical principals for revealing correspondent equitable terms in respect to engineering facilities. There are the examples of substantiating such equitable terms for BCSs. It is shown that in case of BCSs the terms of equality of ratios for values of pressure, initial compression temperature and productivity are comparable.

### References

1. VORONTSOV, M.A., G.A. KHVOROV, S.A. Nurdinova et al. Procedural approach to estimation of energy efficiency for gas production technologies [Metodicheskiye podkhody k otsenke energoeffektivnosti tekhnologicheskikh protsessov dobychi gaza]. *Vesti gazovoy nauki*. – 2017. – Spec. is.: Environmental and labor protection, power saving in the oil-gas industry: innovations, technologies, outlooks [Okhrana okruzhayushchey sredy, energosberezheniye i okhrana truda v neftegazovom komplekse: innovatsii, tehnologii, perspektivy], pp. 44–51. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. KONONOV, A.V. and S.A. NURDINOVA. Key factors determining consumption and losses of natural gas in course of its production [Klyuchevyye factory, opredelyayushchiye raskhod i poteri prirodnogo gaza v protsesse yego dobychi]. *Gazovaya promyshlennost*. 2015, no. 4, pp. 35–37. ISSN 0016-5581. (Russ.).

УДК 622.279.012

## Методические подходы к оценке энергоэффективности технологических процессов добычи газа

М.А. Воронцов<sup>1\*</sup>, Г.А. Хворов<sup>1\*\*</sup>, С.А. Нурдинова<sup>2</sup>, В.А. Маришкин<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

<sup>2</sup> ООО «Газпром добыча Ноябрьск», Российская Федерация, 629806, Тюменская обл., ЯНАО, г. Ноябрьск, ул. Республики, д. 20

\* E-mail: M\_Vorontsov@vniigaz.gazprom.ru

\*\* E-mail: G\_Khvorov@vniigaz.gazprom.ru

### Ключевые слова:

энерго-эффективность, газодобывающее общество, дожимная компрессорная станция, удельные показатели расхода ТЭР.

**Тезисы.** Показатели энергоэффективности газодобывающего общества (ГДО) во многом зависят от изменения (снижения) пластового давления и объемов добычи. Данные условия во многом определяют режим работы основного технологического оборудования, при этом у эксплуатационных служб практически отсутствует возможность воздействия на них. Основной особенностью ГДО является увеличение удельных затрат топливного газа на компримирование по мере снижения пластового давления. При этом повышение энергоэффективности возможно в результате оптимизации отборов газа по объектам разработки, режимов работы оборудования.

Проблема оценки энергоэффективности ГДО рассмотрена на примере ООО «Газпром добыча Ноябрьск». В результате анализа фактических данных установлено, что увеличение удельного расхода топливного газа на единицу объемов добычи по ГДО обусловлено тем, что энергоэффективность предприятия в основном определяется энергоэффективностью существующих дожимных компрессорных станций (ДКС). При этом удельный расход топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на единицу производительности ДКС растет при снижении пластового давления, так как при этом увеличивается удельная политропная работа сжатия процесса компримирования. Обосновывается необходимость оценки удельных показателей затрат ТЭР с учетом изменения условий эксплуатации в сравниваемых периодах и представлены подходы для разработки соответствующих методик. Полученные выводы являются общими для всех ГДО.

В настоящее время в ПАО «Газпром» принят порядок оценки показателей энергоэффективности (ПЭ) технологических объектов добычи газа по значению удельных расходов энергопотребления на собственные нужды (СН) и технологические потери (ТП). При этом работа эксплуатационных служб в области энергосбережения оценивается по изменению удельных показателей расхода топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Эффективной считается работа, в результате которой обеспечено снижение удельного показателя в рассматриваемый (текущий) период относительно предыдущего. Официально регламентирован минимальный необходимый уровень снижения удельного расхода газа на собственные нужды – на 1,2 % в год [1].

Данный подход несколько осложняет объективную оценку энергоэффективности газодобывающего общества (ГДО), поскольку удельные показатели во многом зависят от изменения (снижения) пластового давления и объемов добычи, при этом у эксплуатационных служб практически отсутствует возможность воздействия на них. Причем по мере снижения пластового давления неизбежно происходит увеличение удельных затрат топливного газа на компримирование, поэтому некорректно делать вывод об эффективности работы эксплуатационных служб в области энергосбережения только по изменению значений удельных показателей энергопотребления. Этот вывод подтверждается результатами анализа фактических данных. На рис. 1 представлены относительные изменения объемов добычи и удельного расхода газа на СН и ТП (отношение потребления газа, затраченного на СН и ТП к объемам добычи) на объектах ООО «Газпром добыча Ноябрьск» в период 1988–2008 гг.

Из анализа графиков рис. 1 следует, что динамика удельного показателя расхода ТЭР в основном определяется вводом месторождений и технологических объектов, газовых промыслов (ГП) и дожимных компрессорных станций (ДКС). Так, моменты

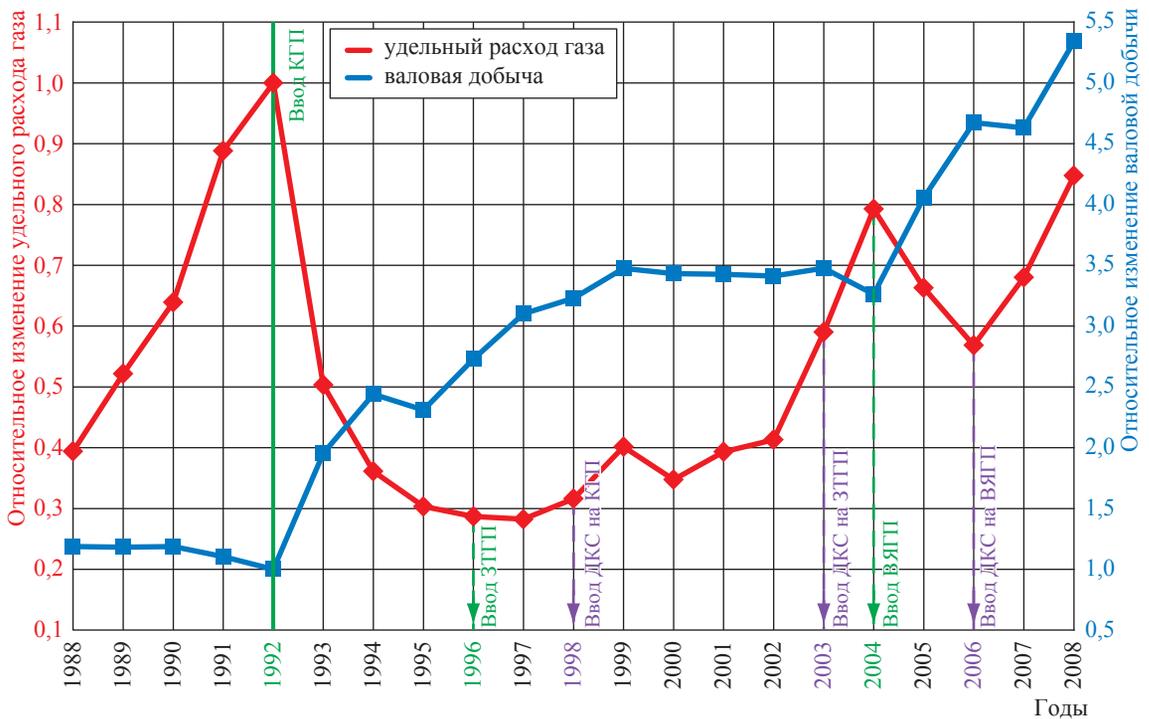


Рис. 1. Динамика относительных изменений объемов добычи и удельного расхода газа на единицу объема добычи ООО «Газпром добыча Ноябрьск» в 1988–2008 гг., где 1992 г. – базовый (КГП – Комсомольский ГП, ВЯГП – Вынгаяхинский ГП, ЗТПП – Западно-Таркосалинский ГП)

ввода в эксплуатацию Комсомольского ГП (1992 г.) и ДКС (1998 г.) определили, что до 1992 г. удельный показатель возрастал, а после снижался до 1997 г. Причем снижение показателя происходило на фоне роста объемов добычи, поскольку разработка осуществлялась без ДКС, в 1998 г. показатель удельного расхода снова начал возрастать после начала компрессорного периода разработки.

Аналогично прослеживается снижение удельного расхода ТЭР с 1996 г. после ввода Западно-Таркосалинского ГП и с 2004 г. – Вынгаяхинского ГП. Также рост удельных показателей происходит в 2003 и 2007 гг., соответственно после ввода ДКС на Западно-Таркосалинском и Вынгаяхинском ГП.

Результаты анализа (см. рис. 1) показывают, что в ряде случаев динамика показателей энергоэффективности ГДО обусловлена внешними условиями:

- повышение энергоэффективности (снижение удельного расхода ТЭР на СН) происходит при вводе новых объектов добычи газа до начала компрессорного периода разработки, и при этом не проводятся специализированные мероприятия для повышения энергоэффективности;
- снижение энергоэффективности (возрастание удельного расхода ТЭР на СН) проис-

ходит после ввода ДКС, при этом данная тенденция в основном сохраняется.

Таким образом, без анализа причин изменений удельных показателей в рассматриваемый период времени нельзя сделать вывод об эффективности мероприятий, проводимых ГДО в области энергосбережения.

Для того чтобы осуществить объективную оценку, требуется рассматривать динамику показателей энергоэффективности (ПЭ) совместно с изменением условий эксплуатации промышленных технологических систем. При этом следует количественно оценивать влияние на изменение ПЭ как внутренних параметров технологической системы, так и условий ее эксплуатации. Для реализации данных принципов оценки на практике требуется разработать методический подход, обеспечивающий сравнение удельных показателей в различные периоды эксплуатации с учетом их приведения к сопоставимым условиям.

Важно отметить, что принципы<sup>1</sup> сравнения в сопоставимых условиях установлены

<sup>1</sup> См. Приказ Министерства экономического развития РФ от 24.10.2011 № 591 «О порядке определения объемов снижения потребляемых государственным (муниципальным) учреждением ресурсов в сопоставимых условиях».

Министерством экономического развития РФ для оценки эффективности эксплуатации котельных установок государственных (муниципальных) учреждений, где предписывается сравнивать в сопоставимых условиях показатели расхода тепловой энергии. В газовой промышленности идея разработки аналогичных методических инструментов рассматривалась применительно к магистральному транспорту газа [2].

Для условий эксплуатации технологических объектов газовых промыслов характерна неравномерность режимных показателей, которые существенно превышают аналогичные неравномерности газотранспортных систем, откуда логично следует необходимость разработки методических подходов для сравнения энергетических показателей ГДО в сопоставимых условиях.

Рассмотрим влияние показателей эксплуатации на энергоэффективность основного потребителя ТЭР на промыслах – дожимной компрессорной станции. Энергоэффективность промыслов определяет в основном энергоэффективность ДКС [3] – расход топливного газа на компримирование для ГДО составляет более 90 % от общего объема затрат ТЭР (рис. 2), а переход на компрессорную добычу даже на одном промысле существенно влияет на динамику ПЭ всего ГДО (см. рис. 1).

Существуют два вида удельных показателей расхода топливного газа<sup>2</sup>:

- удельный расход топливного газа на единицу товарного газа

$$E_{\text{ТГ}} = \frac{Q_{\text{ТГ}}}{Q_{\text{тов}}}; \quad (1)$$

- удельный расход топливного газа на единицу политропной работы сжатия

$$E_{\text{ПРС}} = \frac{Q_{\text{ТГ}}}{L_{\text{ПРС}}}, \quad (2)$$

где  $Q_{\text{ТГ}}$  – объем топливного газа, млн м<sup>3</sup>;  $Q_{\text{тов}}$  – объем товарного газа, млн м<sup>3</sup>;  $L_{\text{ПРС}}$  – полная политропная работа сжатия (ППРС) газового потока, млн кВт·ч.

Динамика показателей энергоэффективности компримирования природного газа на Комсомольском ГП совместно с показателями эксплуатации в период с 2000 по 2014 гг. представлена на рис. 3 и 4.

Из анализа графиков на рис. 3 и 4 следует:

- удельный показатель расхода топливного газа на единицу компримируемого газа и удельный показатель на единицу политропной работы относительно постоянен;
- затраты топливного газа изменяются пропорционально объемам добычи;
- политропная работа, затрачиваемая для сжатия одного килограмма природного газа, непрерывно возрастает по мере снижения давления на входе в ДКС, а ППРС коррелируется с изменением объемов добычи.

Тенденции изменения удельных показателей на рис. 3, 4 являются одинаковыми для всех ГДО, это следует из опыта разработки месторождений и анализа расчетов (1) и (2). Преобразуем их с учетом формул для расхода<sup>2</sup> ТГ и ППРС [4]:

$$E_{\text{ТГ}} = \frac{14,4 \cdot 10^3 \cdot H_{\text{п}}}{\eta_{\text{ГПА}} \cdot R \cdot Q_{\text{п}}^{\text{н}}}; \quad (3)$$

$$E_{\text{ПРС}} = \frac{3,6 \cdot 10^3}{\eta_{\text{ГПА}} \cdot Q_{\text{п}}^{\text{н}}}, \quad (4)$$

где  $H_{\text{п}}$  – удельная политропная работа сжатия, кДж/кг;  $\eta_{\text{ГПА}}$  – КПД ГПА;  $Q_{\text{п}}^{\text{н}}$  – низшая теплота сгорания топливного газа, кДж/м<sup>3</sup>;  $R$  – газовая постоянная, кДж/(кг·К).

Из формул (3) и (4) становится очевидным, что удельный показатель  $E_{\text{ТГ}}$  пропорционален значению  $E_{\text{ПРС}}$  и обратно пропорционален КПД ГПА, в то время как на значение  $E_{\text{ПРС}}$  и  $H_{\text{п}}$  не оказывает влияния, и значение показателя зависит только от эффективности работы ГПА (КПД). Так, при наступлении компрессорного периода разработки месторождения будет происходить устойчивое увеличение  $E_{\text{ТГ}}$ , обусловленное повышением  $H_{\text{п}}$  из-за падения пластового давления (см. рис. 3). При этом показатель  $E_{\text{ПРС}}$  более стабилен, поскольку в меньшей степени зависит от внешних показателей, чем  $E_{\text{ТГ}}$ : влияние внешних условий на величину  $E_{\text{ПРС}}$  проявляется через  $Q_{\text{п}}^{\text{н}}$  (зависит от состава газа) и через изменение КПД при смене режимов работы ГПА по мере увеличения значения отношения давлений и изменения производительности ДКС.

Таким образом, динамика показателей эксплуатации ДКС (снижение входных давлений, изменения производительности) предопределяет снижение энергоэффективности газотурбинных ГПА с центробежными компрессорами

<sup>2</sup> См. СТО Газпром 2-1.20-122-2007. Методика проведения энергоаудита компрессорной станции, компрессорных цехов с газотурбинными и электроприводными ГПА.

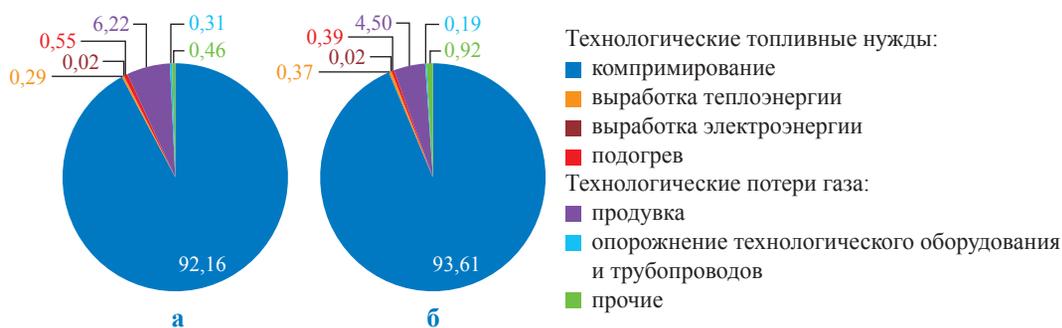


Рис. 2. Структура затрат природного газа на собственные нужды и технологические потери ООО «Газпром добыча Ноябрьск», %: а – 2007 г.; б – 2012 г.



Рис. 3. Графики входного давления, производительности и соответствующих показателей – полной и удельной политропной работ для ДКС Комсомольского ГП

(ЦБК) в течение всего компрессорного периода разработки:

- на начальном этапе и в период постоянной добычи снижение пластового давления приведет к росту величины отношения давлений ГПА ДКС и, соответственно, удельной политропной работы сжатия;
- на этапе падающей добычи дополнительно происходит снижение коэффициента загрузки единичной мощности ГПА и политропных КПД ЦБК (применение более напорных сменных проточных частей (СПЧ), изменение режимов работы и снижение технического состояния);

- уменьшение объемов добычи (сезонные, годовые) приводит к необходимости работы с перепуском (байпасированием) газа с выхода на вход газового ЦБК.

Способ повышения эффективности компрессорных станций с газотурбинными ГПА, отработанный для КС магистральных газопроводов, – обеспечение эффективной загрузки [5] за счет замены СПЧ или оперативного регулирования – в условиях ДКС приведет только к снижению темпов возрастания удельного показателя расхода газа, так как определяющим фактором будет являться увеличение политропной работы (см. (3)). Кроме того,

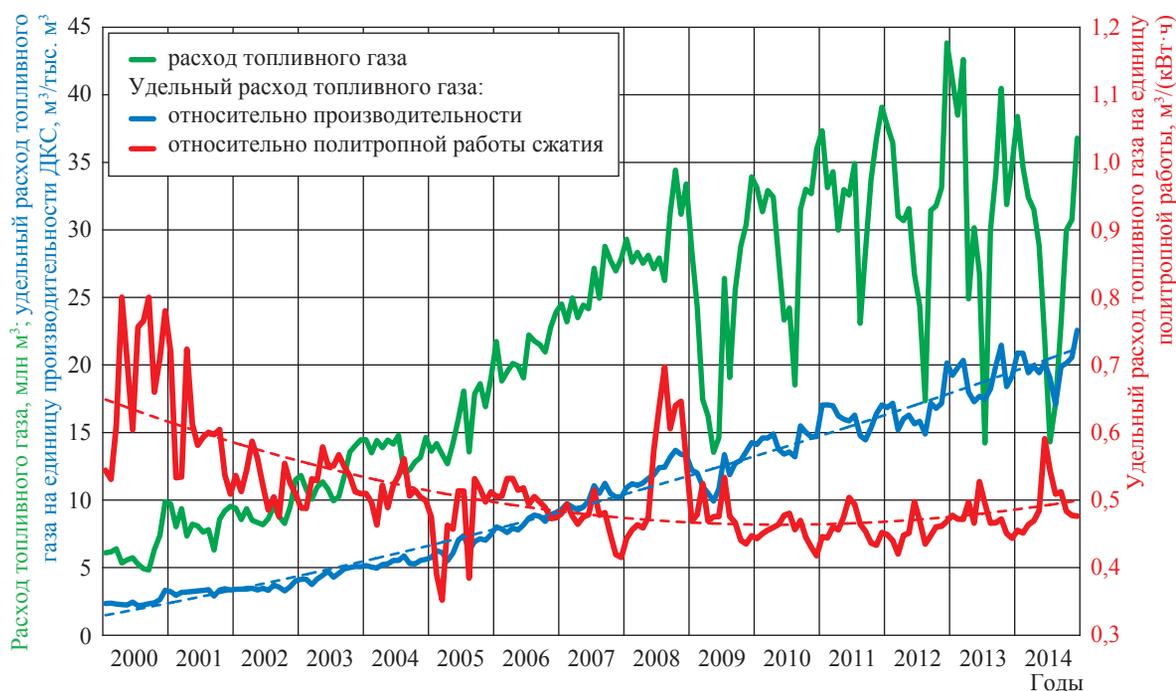


Рис. 4. Графики абсолютных и удельных показателей энергоэффективности процесса компримирования газа на ДКС Комсомольского ГП

в условиях ДКС замену СПЧ нельзя считать энергосберегающим мероприятием, поскольку это может обеспечить лишь кратковременное снижение удельного расхода топливного газа вследствие возможного изменения схемы компримирования (сокращения ступеней сжатия) или временную эффективную загрузку ГПА по мощности и т.п.

Из формулы (3) следует, что для снижения удельных показателей энергосберегающие мероприятия должны приводить к увеличению КПД ГПА, которое будет превышать скорость возрастания  $H_p$ , что затруднительно из-за снижения эффективности газоперекачивающего оборудования по мере ухудшения технического состояния и уменьшения политропных КПД ЦБК при замене СПЧ на более напорные.

Поскольку снижение энергоэффективности ДКС приводит к понижению энергоэффективности промыслов и ГДО в целом (см. рис. 1), целесообразно говорить не о снижении удельных показателей расхода ТЭР, а о нормировании темпов их роста. Для этого требуется разработать методику сравнения показателей энергоэффективности технологических объектов, принимая в расчет изменения ПЭ в сопоставимых условиях.

Процесс разработки методики должен осуществляться с учетом особенностей

рассматриваемого технологического объекта и включать два основных этапа:

- 1) разработку классификации ПЭ по принципу существования возможности воздействия на них эксплуатационных служб (регулируемые и нерегулируемые параметры);
- 2) непосредственно разработку алгоритма приведения и сравнения показателей энергопотребления в сопоставимых условиях.

Для промышленной ДКС нерегулируемыми параметрами являются климатические и плановые показатели: давление и температура атмосферного воздуха, план по объемам добычи, давление подачи газа потребителю (в магистральный газопровод, газоперерабатывающий завод и т.п.). К регулируемым параметрам в основном можно отнести КПД ГПА, на величину которого можно оказывать непосредственное влияние в ходе эксплуатации путем регулирования режимов работы ГПА, проведения технологического обслуживания и ремонтов и/или модернизации (например, замена СПЧ). Дополнительно к регулируемым можно отнести технологические параметры, позволяющие оптимизировать режим работы всей технологической системы «скважина – газосборная сеть – цех сепарации – ДКС – объекты подготовки газа – пункт передачи потребителю».

Расчетные соотношения для методики удобно получить с использованием математического аппарата метода малых отклонений (МО), который нашел широкое применение в технике (алгоритмы систем автоматического управления, доводка двигателей и т.п. [6]). Удобство метода МО заключается в возможности количественно оценить влияние каждого из показателей эксплуатации на эффективность технологических процессов в многопараметрических системах. Так, с использованием соотношений в виде МО можно рассчитать степень влияния показателей эксплуатации и эффективности оборудования на изменение удельных показателей энергоэффективности. Это позволит выявить влияние на изменения показателей энергоэффективности факторов, зависящих и не зависящих от эксплуатационных служб. Например, от эксплуатационного персонала не зависят снижение пластового давления (при условии поддержания проектных темпов снижения) и изменения объемов добычи.

Таким образом, для создания методики сравнения показателей энергопотребления в сопоставимых условиях нет принципиальных затруднений, она может быть создана с использованием надежных проверенных методов, применяемых в различных областях науки и техники. Использование метода МО для оценки показателей энергоэффективности промысловых систем компримирования рассматривалось в работе [7].

\*\*\*

Исследование фактических данных по эксплуатации газодобывающей организации показало следующее:

1. Энергоэффективность процесса компримирования в основном определяет энергоэффективность промыслов и ГДО в целом. Увеличение показателей удельного расхода газа на собственные нужды происходит после ввода в эксплуатацию ДКС, потребность в которой и ее мощность определяются внешними факторами: снижением пластового давления и изменением объемов добычи газа.

2. Увеличение удельных показателей энергопотребления ДКС обусловлено спецификой динамики показателей эксплуатации промысловых технологических объектов:

- снижение входного давления приводит к увеличению отношения давлений и удельной политропной работы сжатия ГПА, а также к снижению политропного КПД, так как необходимо применять более напорные СПЧ, политропный КПД которых, как правило, ниже КПД низконапорных модификаций;

- в период падающей добычи по мере снижения объемов газа, поступающих на ДКС для компримирования, снижается коэффициент загрузки единичной мощности привода газового компрессора и возникает необходимость перепуска части сжатого газа с выхода ступени сжатия на вход в нее (байпасирование газа).

3. Оценка энергоэффективности по разности значений удельных показателей энергопотребления для двух сравниваемых периодов не позволяет сделать объективный вывод об эффективности работы эксплуатационных служб в области энергосбережения. Такой подход не учитывает изменения условий работы промысла и ряда факторов, влияющих на энергоэффективность технологических процессов: изменение объемов добычи, снижение пластового давления и т.п.

4. Для газодобывающих обществ необходимо осуществлять сравнение показателей удельного энергопотребления в сопоставимых условиях. Это позволит объективно оценивать работу эксплуатационных служб по энергосбережению, скорректировать учетную политику расходов ТЭР (например, нормировать темпы роста удельных показателей), актуализировать систему мотивации за разработку и проведение энергосберегающих мероприятий в технологических процессах добычи, определять резервы повышения энергоэффективности промысловых технологических систем.

5. Разработка методик сравнения показателей энергоэффективности в сопоставимых условиях может быть разработана на основе методов системного подхода и малых отклонений.

## Список литературы

1. Концепция энергосбережения и повышения энергетической эффективности в ОАО «Газпром» на период 2011–2020 гг. – М.: Газпром, 2011. – 30 с.
2. Хворов Г.А. Методика сравнения показателей энергоэффективности в транспорте газа при приведении к одинаковым условиям / Г.А. Хворов // Газовая промышленность. – 2015. – № 3. – С. 36–39.
3. Кононов А.В. Ключевые факторы, определяющие расход и потери природного газа в процессе его добычи / А.В. Кононов, С.А. Нурдинова // Газовая промышленность. – 2015. – № 4. – С. 35–37.
4. Быков Г.А. Системный анализ и обобщение результатов стендовых испытаний газовых центробежных компрессоров / Г.А. Быков, О.Г. Быкова // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2006. – № 9. – С. 26–31.
5. Калинин А.Ф. Эффективность и регулирование режимов работы систем трубопроводного транспорта природного газа / А.Ф. Калинин. – М.: МПА-Пресс, 2004. – 168 с.
6. Черкез А.Я. Инженерные расчеты газотурбинных двигателей методом малых отклонений / А.Я. Черкез. – М.: Машиностроение, 1965. – 356 с.: ил.
7. Воронцов М.А. Энергоэффективность компримирования природного газа на промысле при неравномерности показателей эксплуатации основного газоперекачивающего оборудования: дис... канд. техн. наук; утв. 05.02.13/ Михаил Александрович Воронцов. – М., 2013. – 155 с.

## Procedural approach to estimation of energy efficiency for gas production technologies

M.A. Vorontsov<sup>1\*</sup>, G.A. Khvorov<sup>1\*\*</sup>, S.A. Nurdinova<sup>2</sup>, V.A. Marishkin<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom Dobycha Noyabrsk LLC, Bld. 20, Respublikiy street, Noyabrsk, 629806, Yamal-Nenets AO, Russian Federation

\* E-mail: M\_Vorontsov@vniigaz.gazprom.ru

\*\* E-mail: G\_Khvorov@vniigaz.gazprom.ru

**Keywords:** energy efficiency, gas producing company, booster compressor station, specific indices of fuel resource consumption

**Abstract.** Indices of energy efficiency for a gas producing company in many respects depend on changing (reduction) of pore pressure and production output. The named terms mostly determine operation modes of the main processing equipment; at the same time the operational services practically don't have means to affect them. The main feature of gas producing enterprises is the increase of specific consumption of gas fuel for compression as far as the pore pressure is dropping. At that, improvement of the energy efficiency is possible due to optimization of gas extraction by the subject facilities and modes of equipment operation.

Evaluation of energy efficiency at gas producing enterprises is examined on example of the Gazprom Dobycha Noyabrsk. Analysis of factual data showed: the reason for increase of specific gas fuel consumption for a unit of production output is that the energy efficiency of a company is determined by the energy efficiency of used booster compressors. Specific consumption of fuel and power resources for a unit of booster compressor performance grows at decreasing of the pore pressure because at that the specific polytropic compressor energy rises. Necessity to estimate the specific indices of fuel and power consumption is substantiated. It should be done on account of changing operational conditions with the equitable periods. The approaches to development of correspondent methods are presented.

Listed conclusions are common for all gas producing companies.

## References

1. GAZPROM PJSC. *Gazprom concept of power saving and improvement of energy efficiency in 2011–2020* [Kontseptsiya energosberezheniya i povysheniya energeticheskoy effektivnosti v OAO "Gazprom" na period 2011–2020 gg.]. Moscow, 2011. (Russ.).
2. KHVOROV, G.A. Procedure for comparing indices of energy efficiency in gas transport at reduction to equal terms [Metodika sravneniya pokazateley energoeffektivnosti v transporte gaza pri privedenii k odinakovym usloviyam]. *Gazovaya promyshlennost*. 2015, no. 3, pp. 36–39. ISSN 0016-5581. (Russ.).

3. KONONOV, A.V. and S.A. NURDINOVA. Key factors determining consumption and losses of natural gas in course of its production [Klyuchevyye factory, opredelyayushchiye raskhod i poteri prirodnogo gaza v protsesse yego dobychi]. *Gazovaya promyshlennost*. 2015, no. 4, pp. 35–37. ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. BYKOV, G.A. and O.G. BYKOVA. System analysis and generalization of results for the stand tests of gas radial flow compressors [Sistemnyy analiz i obobshcheniye rezultatov stendovykh ispytaniy gazovykh tsentrobezhnykh kompressorov]. *Khimicheskoye i neftegazovoye mashinostroyeniye*. 2006, no. 9, pp. 26–31. ISSN 0023-1126. (Russ.).
5. KALININ, A.Ф. *Efficiency and adjustment of operation modes for natural gas transport pipeline facilities* [Effektivnost i regulirovaniye rezhimov raboty system truboprovodnogo transporta prirodnogo gaza]. Moscow: MPA-Press, 2004. (Russ.).
6. CHERKEZ, A.Ya. *Engineering evaluation of gas rotor engines using a small deflection method* [Inzhenernyye raschety gazoturbinykh dvigateley metodom malykh otkloneniy]. Moscow: Mashinostroyeniye, 1965. (Russ.).
7. VORONTSOV, M.A. *Energy efficiency of natural gas compressing at a field facility in case of irregular factors of main gas-pumping equipment operation* [Energoeffektivnost komprimirovaniya prirodnogo gaza na promysle pri neravnomernosti pokazateley ekspluatatsii osnovnogo gazoperekachivayushchego oborudovaniya]: candidate of sc. thesis (engineering), Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow, 2013. (Russ.).

УДК 330.524:620.9

## Анализ реализации потенциала энергосбережения в магистральном транспорте газа ПАО «Газпром» за период 2011–2016 гг.

Г.А. Хворов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1  
E-mail: G\_Khvorov@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** потенциал энергосбережения, магистральный транспорт газа, виды энергетических ресурсов, энергетическая эффективность, программа энергосбережения.

**Тезисы.** В Концепции энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Газпром» на период 2011–2020 гг. был определен потенциал энергосбережения в основных видах деятельности (добыча газа, газового конденсата, нефти; магистральный транспорт газа; переработка газоконденсата, нефти; подземное хранение газа) – 27,6 млн т у.т. и поставлена задача его максимальной реализации. В статье проанализирован ход реализации потенциала энергосбережения за период 2011–2016 гг.; отмечено, что по основным энергоресурсам – природному газу и электроэнергии – реализовано 63,8 и 41,0 % соответственно.

Приведены приоритетные направления экономии природного газа и электроэнергии за рассматриваемый период. Проанализирован интегральный показатель энергоёмкости производства в магистральном транспорте газа – удельный расход топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), который снизился за рассматриваемый период на 15,7 %. Проведен факторный анализ и установлено, что основными факторами, влияющими на уменьшение удельного расхода ТЭР в магистральном транспорте газа, являются: снижение товаротранспортной работы; внедрение программ энергосбережения (реализация потенциала энергосбережения); структурные изменения (ввод новых газопроводов).

Сделан вывод о том, что для подготовки новой Концепции энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Газпром» на период 2021–2030 гг. следует выполнить комплекс работ по оценке потенциала энергосбережения дочерних обществ и организаций Общества с учетом имеющегося опыта реализации потенциала.

Политика энергосбережения ПАО «Газпром» представлена в Концепции энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Газпром» на период 2011–2020 гг. (далее – Концепция энергосбережения) [1] и осуществляется в соответствии с требованиями Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Начиная с 2009 г., после принятия Федерального закона № 261-ФЗ и по настоящее время, эти требования детализируются в распоряжениях и постановлениях Правительства Российской Федерации, приказах Минэнерго России и Федеральной службы по тарифам<sup>1</sup>. Этот фактор обуславливает повышенный уровень ответственности за разработку и внедрение современных программ энергосбережения Общества.

Стратегической целью энергосберегающей политики ПАО «Газпром» на период до 2020 г. является эффективное использование энергетических ресурсов для

<sup>1</sup> См. распоряжение Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 1830-р «Об утверждении плана мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в Российской Федерации, направленных на реализацию Федерального закона «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»; постановление Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»; приказ Минэнерго России от 30.06.2014 № 398 «Об утверждении требований к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства и муниципального образования, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности и отчетности о ходе их реализации»; приказ Федеральной службы по тарифам от 31.03.2015 № 587-э «Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности субъектов естественных монополий, оказывающих услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам».

устойчивого роста компании, повышения энергетической эффективности и конкурентоспособности, укрепления внешнеэкономических позиций [1].

Для достижения указанной цели в Концепции энергосбережения были поставлены задачи максимальной реализации потенциала энергосбережения во всех видах деятельности Общества на основе государственной поддержки энергосберегающей политики ПАО «Газпром» и совершенствования управления энергосбережением; повышения энергетической эффективности дочерних обществ и организаций на основе применения инновационных технологий и оборудования [1].

Для дальнейшего понимания сути вопроса приведем соответствующий термин и его определение: технический потенциал энергосбережения – «...максимальное количество энергоресурсов, которое возможно сэкономить в результате использования эффективных энергосберегающих мероприятий, в том числе за счет вовлечения в энергетический оборот вторичных и возобновляемых источников энергии, при условии снижения (стабилизации) уровня техногенного воздействия на окружающую среду»<sup>2</sup>.

Потенциал энергосбережения в ПАО «Газпром», согласно Концепции энергосбережения, составил 28,2 млн т у.т. (34 % от годового потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР)). Для сравнения отметим, что в Российской Федерации потенциал энергосбережения был оценен на уровне 40 % от годового потребления энергоресурсов<sup>3</sup>.

При оценке величины потенциала энергосбережения использовалось сравнение фактических показателей энергетической эффективности технологических процессов и оборудования с лучшими мировыми и отечественными аналогами. Такая оценка была необходима для исследования структуры энергосберегающей деятельности и определения целевых показателей энергетической эффективности производственно-технологических процессов в ПАО «Газпром» на период до 2020 г.

Реализация потенциала энергосбережения в ПАО «Газпром» осуществляется путем внедрения программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности. За прошедший период были внедрены две программы [2, 3]. В результате реализации потенциала энергосбережения в Обществе за период 2011–2016 гг. среднегодовая экономия ТЭР составила 2,5 млн т у.т., всего было сэкономлено 15,0 млн т у.т., в том числе:

- природного газа – 12 732,1 млн м<sup>3</sup>;
- электроэнергии – 1518,0 млн кВт·ч;
- тепловой энергии – 1259,6 тыс. Гкал.

На рис. 1 приведена динамика расхода ТЭР (природного газа, электроэнергии, тепловой энергии) и экономии энергоресурсов в ПАО «Газпром» за период с 2011 по 2016 гг. Анализ показал, что за указанный период произошло сокращение потребления ТЭР на собственные технологические нужды (СТН) на 17,9 %.

Максимальный вклад в потенциал энергосбережения ПАО «Газпром» вносит магистральный транспорт газа – 20,8 млн т у.т. [1]. Так, за период 2011–2016 гг. в результате реализации потенциала энергосбережения было сэкономлено 12,9 млн т у.т., в том числе:

- природного газа – 10 929,8 млн м<sup>3</sup>;
- электроэнергии – 1234,4 млн кВт·ч;
- тепловой энергии – 364,9 тыс. Гкал.

Основным видом энергоресурсов в магистральном транспорте газа является *природный газ*, потенциал экономии которого составляет 17131,0 млн м<sup>3</sup> [1]. Рассмотрим подробнее его реализацию за прошедший период. На рис. 2 отражена динамика годового потребления природного газа на СТН и величина экономии газа при транспортировке газа за период с 2011 по 2016 гг. Из приведенного графика видно, что за рассматриваемый период расход газа на СТН сократился с 45,2 до 32,3 млрд м<sup>3</sup>. Величина среднегодовой экономии газа составила 1821,6 млн м<sup>3</sup>. С учетом приведенных данных определено, что за указанный период в магистральном транспорте газа показатель реализации потенциала экономии газа составил 63,8 %.

Сведения о вкладе, в том числе долевом, в суммарную экономию газа по газотранспортным организациям за период 2011–2016 гг. содержатся в табл. 1.

Из таблицы видно, что наибольший вклад (около 90 %) в реализацию

<sup>2</sup> См. Р Газпром 2-1.20-742-2013. Методика определения потенциала энергосбережения технологических объектов.

<sup>3</sup> Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. (утв. распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-Р).

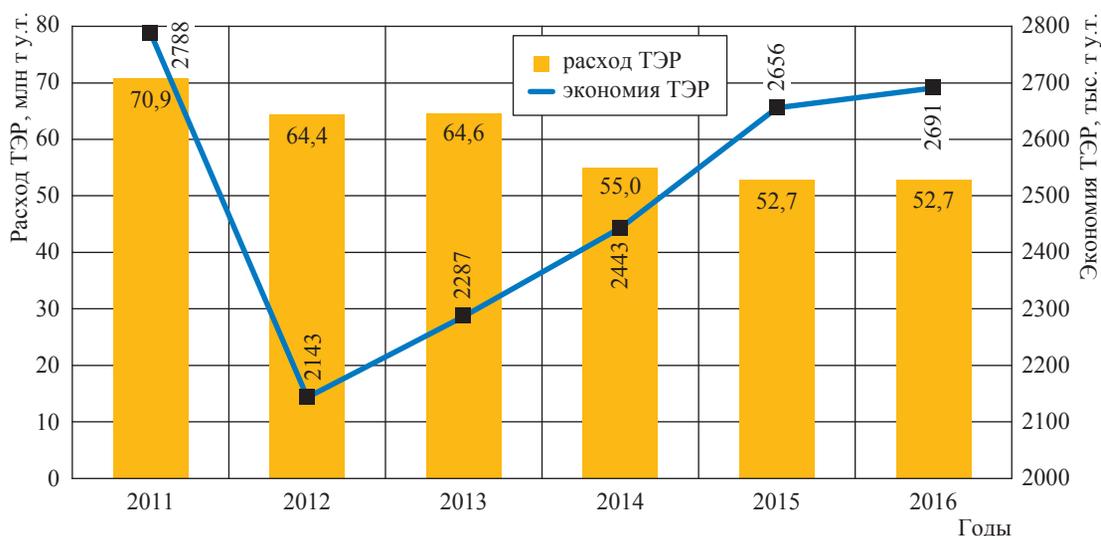


Рис. 1. Динамика потребления и экономии ТЭР в ПАО «Газпром» с 2011 по 2016 гг.

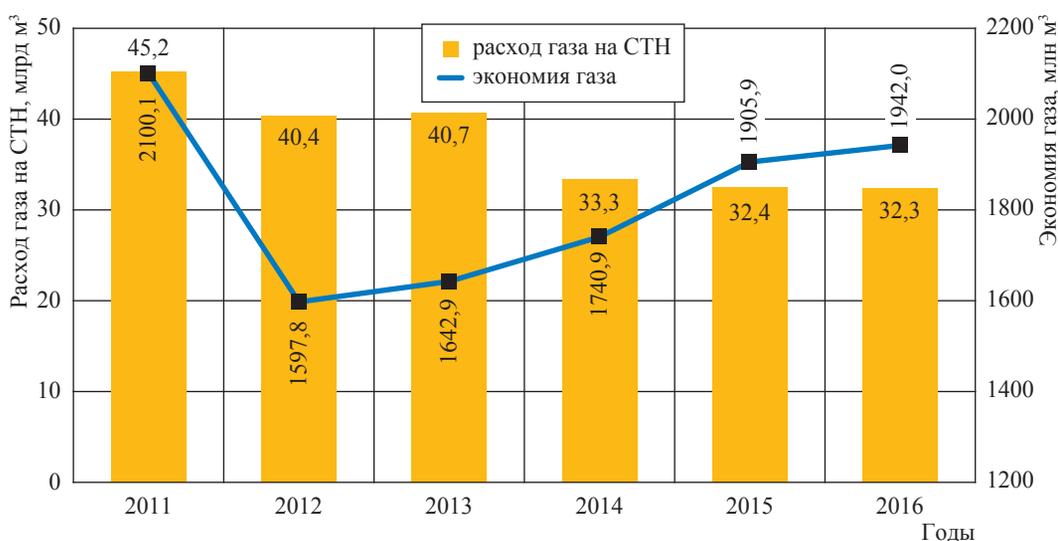


Рис. 2. Динамика потребления природного газа на СТН и экономии газа при его транспортировке за период с 2011 по 2016 гг.

потенциала экономии природного газа за этот период внесли: ООО «Газпром трансгаз Югорск», ООО «Газпром трансгаз Сургут», ООО «Газпром трансгаз Самара», ООО «Газпром трансгаз Ухта», ООО «Газпром трансгаз Москва», ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», ООО «Газпром трансгаз Чайковский».

Рассмотрим основные направления реализации потенциала экономии природного газа за период 2011–2016 гг. (табл. 2).

Анализ наиболее значимых направлений экономии природного газа за указанный

период позволил оценить их вклад в реализацию потенциала:

- сокращение объемов газа, стравливаемого при эксплуатации и ремонтах технологических объектов компрессорных станций (КС), линейных частей (ЛЧ), газораспределительных станций (ГРС), – 33,4 %;
- оптимизация режимов работы технологических объектов газотранспортной системы (ГТС) – 22,4 %;
- реконструкция и модернизация технологических объектов КС, ЛЧ, ГРС – 15,8 %;
- улучшение технического состояния газоперекачивающих агрегатов (ГПА) за счет ремонта – 15,0 %.

Таблица 1

Вклад газотранспортных организаций в экономию газа в 2011–2016 гг., млн м<sup>3</sup>

Газотранспортные организации	Годы						Всего за период	
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	млн м <sup>3</sup>	доля, %
Газпром трансгаз Югорск	1304,9	777,9	768,0	768,0	901,7	815,7	5336,2	48,82
Газпром трансгаз Сургут	104,7	145,5	141,7	153,0	177,9	152,6	875,3	8,01
Газпром трансгаз Самара	121,4	109,6	111,4	103,1	95,6	102,3	643,3	5,89
Газпром трансгаз Ухта	52,8	52,2	66,4	98,7	127,0	230,5	627,7	5,74
Газпром трансгаз Москва	87,6	104,6	91,9	128,4	113,5	99,6	625,7	5,72
Газпром трансгаз Екатеринбург	92,7	74,4	88,3	76,4	96,3	77,3	505,4	4,62
Газпром трансгаз Санкт-Петербург	65,3	69,1	65,4	83,5	76,0	66,2	425,5	3,89
Газпром трансгаз Нижний Новгород	55,3	69,6	69,8	75,9	56,1	93,7	420,3	3,85
Газпром трансгаз Чайковский	40,0	49,7	50,8	61,2	69,8	75,3	346,8	3,17
Газпром трансгаз Ставрополь	68,3	39,4	45,7	47,0	48,2	54,9	303,5	2,78
Газпром трансгаз Саратов	27,1	29,3	35,5	53,5	50,3	40,6	236,3	2,16
Газпром трансгаз Уфа	27,3	27,6	42,0	30,2	29,9	47,2	204,1	1,87
Газпром трансгаз Томск	25,4	20,1	27,5	22,6	22,0	39,8	157,2	1,44
Газпром трансгаз Казань	10,4	7,5	11,9	10,2	13,0	12,7	65,7	0,60
Газпром трансгаз Краснодар	6,8	11,4	10,8	13,3	9,3	8,9	60,5	0,55
Газпром трансгаз Волгоград	7,9	8,4	9,6	9,4	10,7	11,8	57,8	0,53
Газпром трансгаз Беларусь	–	–	4,8	5,4	5,8	9,4	25,5	0,23
Газпром трансгаз Махачкала	2,0	1,8	1,7	1,3	2,9	3,4	13,0	0,12
<b>Всего</b>	<b>2100,1</b>	<b>1597,8</b>	<b>1643,0</b>	<b>1740,9</b>	<b>1906,0</b>	<b>1942,0</b>	<b>10929,8</b>	<b>100,00</b>

Примечание: знак «–» обозначает, что в состав ПАО «Газпром» организация не входила.

Таблица 2

## Направления реализации потенциала экономии природного газа в 2011–2016 гг.

Направления	Величина экономии по годам, млн м <sup>3</sup>						Всего за период	
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	млн м <sup>3</sup>	доля, %
Сокращение объемов газа, стравливаемого при эксплуатации и ремонтах технологических объектов КС, ЛЧ, ГРС	587,1	646,6	540,2	596,1	603,9	681,8	3655,7	33,4
Оптимизация режимов работы технологических объектов ГТС	763,0	251,5	335,8	236,7	461,6	396,6	2445,1	22,4
Реконструкция и модернизация технологических объектов КС, ЛЧ, ГРС	363,3	247,4	282,6	285,9	261,0	281,4	1721,6	15,8
Улучшение технического состояния ГПА за счет ремонта	249,4	295,6	276,4	295,8	264,3	253,0	1634,4	15,0
Сокращение потерь газа на технологических объектах КС, ЛЧ, ГРС	60,5	85,3	84,1	200,3	222,1	204,2	856,6	7,8
Сокращение расхода газа на технологические нужды компрессорных цехов (КЦ), КС	40,7	39,3	47,8	80,7	49,9	51,1	309,5	2,8
Сокращение расхода газа на технологические нужды вспомогательного производства	27,6	22,8	57,0	15,7	11,1	54,8	189,0	1,7
Внедрение автоматических систем управления, телемеханики, совершенствование приборов учета газа	0,6	0,6	0,2	0,3	0,9	0,5	3,1	0,03
<b>Итого</b>	<b>2100,1</b>	<b>1597,8</b>	<b>1643,0</b>	<b>1740,9</b>	<b>1906,0</b>	<b>1942,0</b>	<b>10814,7</b>	<b>100,00</b>

За оставшееся время необходимо реализовать 36,2 % потенциала, т.е. в среднем по 1542 млн м<sup>3</sup> ежегодно. Для того чтобы эта задача была осуществлена, необходимо определить потенциал энергосбережения с учетом его экономической реализуемости. Следует отметить, что потенциал энергосбережения газотранспортной организации не является

постоянной величиной, так как происходит его постоянная реализация и он зависит от достигнутого уровня научно-технического прогресса. Для принятия эффективных управленческих решений в области энергосбережения следует провести оценку потенциала энергосбережения в каждой газотранспортной организации.

Анализ корпоративных нормативных документов<sup>4</sup> позволяет сделать вывод о том, что в последние годы в ПАО «Газпром» разработана методология оценки потенциала энергосбережения технологических объектов, основанная на практическом опыте внедрения программ энергосбережения. Данная методология прошла апробацию при определении потенциала энергосбережения в ООО «Газпром трансгаз Ухта» (исполнители: ОАО «Газпром промгаз» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ»). Результат показал, что технически реализуемый потенциал экономии газа в ГТС ООО «Газпром трансгаз Ухта» составляет около 30 % от уровня его потребления. В работе был определен экономически обоснованный потенциал энергосбережения, который существенно меньше величины технически реализуемого потенциала. Из полученных данных следует, что при существующем и доступном для использования уровне развития техники и технологий только 27,5 % от технически обоснованного потенциала экономически эффективно. Исследования показали целесообразность внедрения ряда уже применяемых, а также относительно новых для компании энергосберегающих мероприятий:

- эвакуация (утилизация) газа из отключаемых участков газопроводов с помощью мобильных компрессорных установок;
- оптимизация работы АВО газа компрессорных цехов: использование газа более глубокого охлаждения в увязке с развитием собственной генерации электроэнергии, в том числе с использованием современных технологий утилизации энергии выхлопных газов ГПА;
- повышение уровня рабочего давления в ГТС;
- внедрение технологии подогрева топливного газа ГПА с помощью теплообменников газ-масло от масла ГПА при исключении из работы подогревателя топливного газа;

<sup>4</sup> См. Р Газпром 2-1.20-742-2013; Р Газпром 2-1.20-728-2013. Методические указания по разработке программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности дочернего общества и организации; Р Газпром 2-1.20-819-2014. Методика расчета величины экономии расхода топливно-энергетических ресурсов при внедрении энергосберегающих мероприятий в дочерних обществах; СТО Газпром 2-1.20-601-2011. Методика расчета эффекта энергосбережения топливно-энергетических ресурсов, расходуемых на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа.

- внедрение регуляторов давления газа с теплогенератором при исключении из работы подогревателя газа на ГРС;
- замена ремонтируемых трубопроводов на трубопроводы с внутренним гладкостным покрытием с целью сокращения расхода топливного газа;
- оптимизация (сокращение) продолжительности ремонтных работ, связанных с отключением технологических объектов, в том числе ЛЧ газопроводов.

Вторым по значимости в магистральном транспорте газа является *потенциал экономии электроэнергии*, который составляет 3446 млн кВт·ч [1]. На рис. 3 приведена динамика годового потребления электроэнергии на СТН и экономии электроэнергии при транспортировке газа с 2011 по 2016 гг. За этот период расход электроэнергии на СТН сократился с 11,85 до 6,26 млрд кВт·ч. Среднегодовая экономия электроэнергии составила 205,7 млн кВт·ч.

На основе анализа приведенных данных определено, что за период с 2011 по 2016 гг. в магистральном транспорте газа показатель реализации потенциала экономии электроэнергии составил 35,8 %. Сведения о вкладе в экономию электроэнергии газотранспортными организациями за рассматриваемый период приведены в табл. 3.

Основной вклад (около 94 %) в реализацию потенциала экономии электроэнергии за рассматриваемый период внесли: ООО «Газпром трансгаз Югорск», ООО «Газпром трансгаз Самара», ООО «Газпром трансгаз Томск», ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», ООО «Газпром трансгаз Саратов», ООО «Газпром трансгаз Сургут».

Следует отметить, что для ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», ООО «Газпром трансгаз Чайковский», ООО «Газпром трансгаз Волгоград» полученные результаты в экономии электроэнергии свидетельствуют о недостаточном внимании к экономии этого энергоресурса при значительном его потреблении.

Направления экономии электроэнергии в магистральном транспорте газа за период 2011–2016 гг. приведены в табл. 4.

Анализ наиболее значимых направлений экономии электроэнергии за рассматриваемый

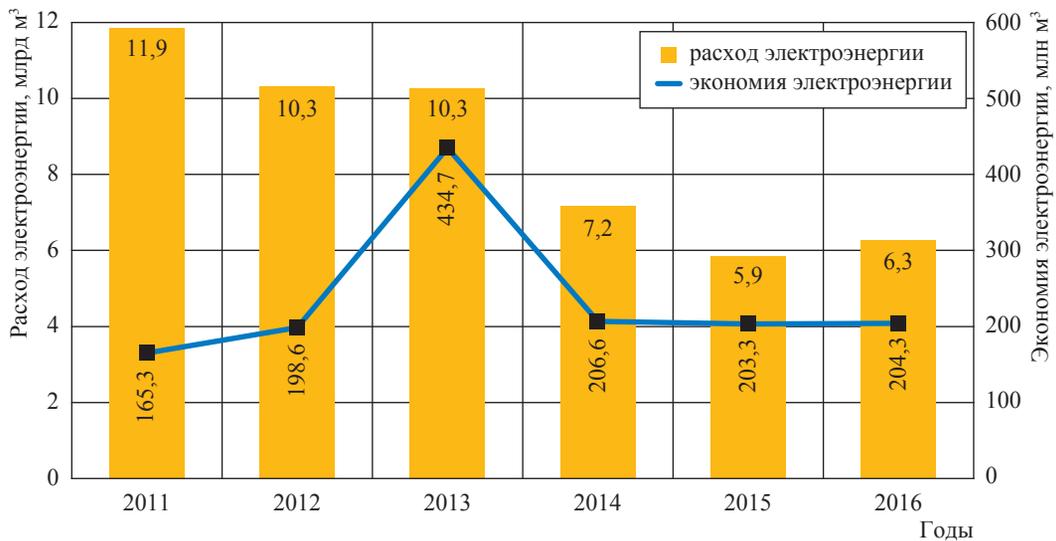


Рис. 3. Динамика потребления электроэнергии на СТН и экономии электроэнергии при транспортировке газа за период с 2011 по 2016 гг.

Таблица 3

**Вклад газотранспортных организаций в экономию электроэнергии в 2011–2016 гг.**

Газотранспортные организации	Величина экономии по годам, млн кВт·ч						Всего за период	
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	млн кВт·ч	доля, %
Газпром трансгаз Югорск	61,4	87,3	78,1	70,8	91,5	73,7	462,8	37,5
Газпром трансгаз Самара	46,8	45,3	46,5	34,3	29,8	40,4	243,1	19,7
Газпром трансгаз Томск	17,8	18,2	33,8	36,3	23,9	22,1	152,2	12,3
Газпром трансгаз Санкт-Петербург	4,2	12,8	19,6	19,6	19,2	23,2	98,7	8,0
Газпром трансгаз Екатеринбург	9,7	10,7	20,9	10,5	11,0	7,2	69,9	5,7
Газпром трансгаз Саратов	3,4	2,1	35,7	12,6	3,2	11,1	68,0	5,5
Газпром трансгаз Сургут	8,0	12,5	11,2	9,8	7,8	10,6	60,0	4,9
Газпром трансгаз Ставрополь	8,7	2,9	4,0	3,6	4,1	3,0	26,2	2,1
Газпром трансгаз Ухта	0,5	0,5	0,7	0,9	4,2	5,9	12,8	1,0
Газпром трансгаз Москва	1,6	2,5	1,7	2,0	2,1	2,1	12,0	1,0
Газпром трансгаз Уфа	1,4	1,6	1,5	1,2	1,3	1,2	8,2	0,7
Газпром трансгаз Краснодар	0,5	0,5	0,5	0,8	2,0	0,2	4,6	0,4
Газпром трансгаз Волгоград	0,7	0,7	0,7	1,1	1,1	1,1	5,4	0,4
Газпром трансгаз Чайковский	0,1	0,1	0,1	1,0	0,7	0,9	2,8	0,2
Газпром трансгаз Нижний Новгород	0,02	0,02	0,03	0,7	0,6	0,8	2,2	0,2
Газпром трансгаз Беларусь	–	–	1,0	0,9	0,5	0,2	2,7	0,2
Газпром трансгаз Казань	0,3	0,3	0,2	0,3	0,4	0,3	1,7	0,1
Газпром трансгаз Махачкала	0,2	0,4	0,2	0,2	0,1	0,1	1,1	0,1
<b>Всего</b>	<b>165,3</b>	<b>198,6</b>	<b>256,3</b>	<b>206,6</b>	<b>203,3</b>	<b>204,3</b>	<b>1234,4</b>	<b>100,0</b>

период позволил оценить их вклад в реализацию потенциала:

- оптимизация режимов работы оборудования – 45,1 %;
- организационно-технические мероприятия – 18,3 %;
- улучшение технического состояния оборудования за счет ремонта – 18,2 %;
- внедрение частотно-регулируемого привода (ЧРП) и мягкого пуска электродвигателей – 9,6 %.

В оставшееся время необходимо реализовать еще 64,2 % потенциала, т.е. в среднем по 553,1 млн кВт·ч ежегодно. Для решения этой достаточно сложной задачи необходимо провести оценку современного уровня потенциала экономии электроэнергии с учетом его технической и экономической реализуемости. Целесообразно обратить внимание на использование энергосберегающих технологий и мероприятий, дающих большой эффект, в том числе:

- внедрение электроприводных ГПА с ЧРП;

Таблица 4

## Направления экономии электроэнергии в магистральном транспорте газа в 2011–2016 гг.

Направления	Величина экономии по годам, млн кВт·ч						Всего за период	
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	млн кВт·ч	доля, %
Оптимизация режимов работы оборудования	84,3	77,9	107,1	103,5	82,2	102,0	557,0	45,1
Организационно-технические мероприятия	3,0	38,2	69,3	30,0	51,1	34,1	225,7	18,3
Улучшение технического состояния оборудования за счет ремонта	48,2	43,5	33,8	33,7	35,4	30,3	224,9	18,2
Внедрение ЧРП и мягкого пуска электродвигателей	22,3	20,8	17,2	18,8	18,3	21,4	118,8	9,6
Внедрение энергосберегающих систем освещения, отопления и вентиляции	3,6	5,9	8,7	17,1	12,5	15,7	63,5	5,1
Внедрение энергоэффективных электростанций собственных нужд	2,6	5,6	16,6	0,0	0,0	0,0	24,8	2,0
Внедрение автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии и усовершенствованных приборов учета электроэнергии	0,0	4,9	3,3	3,2	3,4	0,0	14,8	1,2
Реконструкция и модернизация оборудования на КС, ЛЧ, ГРС, ГИС	1,2	1,7	0,3	0,3	0,3	0,9	4,7	0,4
<b>Итого</b>	<b>165,3</b>	<b>198,6</b>	<b>256,3</b>	<b>206,6</b>	<b>203,3</b>	<b>204,3</b>	<b>1234,4</b>	<b>100,0</b>

- внедрение сменных проточных частей на электроприводных ГПА (эксплуатируемых без ЧРП);
- внедрение утилизационных энергетических комплексов на основе ОЦР-технологии, использующих энергию тепла уходящих газов ГПА на КС [4];
- внедрение турбодетандерных технологий, использующих энергию дросселирования газа на КЦ, ГРС [5];
- внедрение ЧРП для автоматического регулирования режимов работы электродвигателей аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа, АВО масла, насосных установок;
- совершенствование конструкции АВО газа и внедрение системы автоматического управления АВО газа;
- применение систем автоматического регулирования управления освещением в зависимости от уровня естественной освещенности на основе современных светодиодных технологий.

Третьим по значимости в магистральном транспорте газа является *потенциал экономии теплоэнергии*, который составляет 1300 тыс. Гкал [1]. На рис. 4 приведена динамика годового расхода и экономии теплоэнергии в транспорте газа с 2011 по 2016 гг. За этот период расход тепловой энергии на СТН сократился с 62,3 до 58,6 тыс. Гкал. Экономия тепловой энергии за рассматриваемый период составила 364,9 тыс. Гкал или 28,1 % от потенциала, что было достигнуто за счет следующих основных мероприятий:

- режимная наладка сетей теплоснабжения;

- ремонт теплоизоляции трубопроводов тепловых сетей;
- очистка (гидродинамическая промывка) сетей теплоснабжения и котлов-утилизаторов;
- оптимизация режимов работы теплового оборудования;
- внедрение энергии уходящих утилизаторов тепла работающих газоперекачивающих агрегатов;
- проведение тепловизионного обследования зданий и сооружений на выявление теплопотерь с их последующим устранением.

При реализации потенциала энергосбережения в газотранспортных организациях происходит изменение энергетической эффективности технологических процессов и оборудования. Согласно Концепции энергосбережения целевым показателем (индикатором) энергетической эффективности производственно-технологических процессов в ПАО «Газпром» на период 2011–2020 гг. является снижение удельных расходов природного газа на собственные технологические нужды и потери в основных видах деятельности Общества, не менее 11,4 %.

Интегральным показателем энергоёмкости газотранспортной организации ПАО «Газпром»<sup>5</sup> является  $E_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}}$  – удельный расход энергоресурсов ГТС на выполнение

<sup>5</sup> См. СТО Газпром 2-1.20-535-2011. Целевые показатели энергоэффективности работы дочерних обществ ОАО «Газпром» по добыче, транспортировке, подземному хранению, переработке и распределению газа.

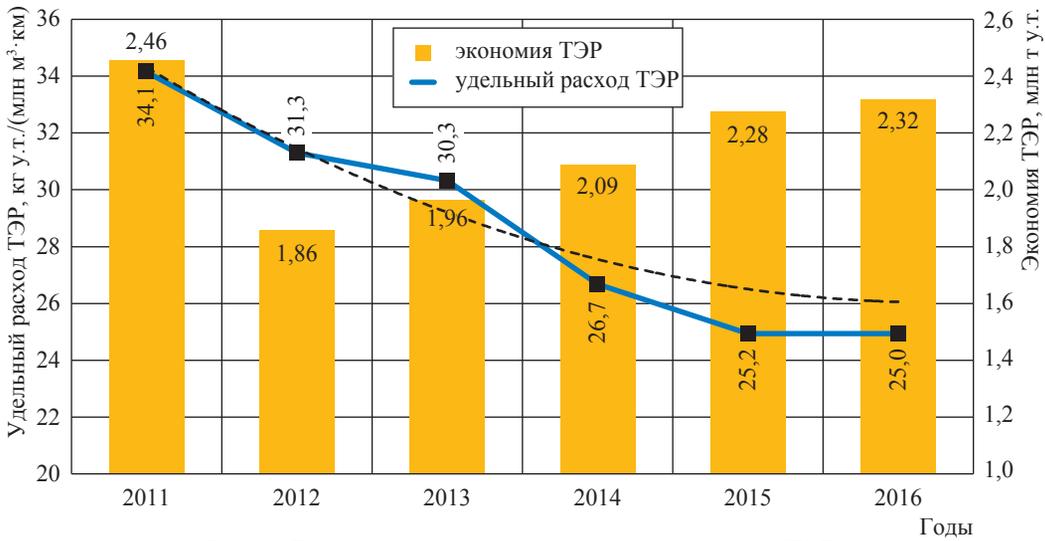


Рис. 4. Динамика удельного расхода и экономии ТЭР в магистральном транспорте газа ПАО «Газпром»

единицы товаротранспортной работы, кг у.т./млн м³·км):

$$E_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}} = \frac{B_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}}}{A_{\text{ТТР}}^{\text{ГТС}}}, \quad (1)$$

где  $B_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}}$  – количество энергоресурсов (газа и электроэнергии), потребляемых при транспортировке газа, т у.т.;  $A_{\text{ТТР}}^{\text{ГТС}}$  – товаротранспортная работа, млрд м³·км.

Для выполнения указанного целевого показателя (индикатора) в программах энергосбережения установлено требование о снижении величины показателя  $E_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}}$  не менее чем на 1,2 % по отношению к предыдущему году.

Анализируя выражение (1), следует отметить возможные тенденции снижения показателя  $E_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}}$ , т.е. повышение энергоэффективности технологического процесса возможно, если:

- величина  $B_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}}$  уменьшается (в том числе за счет реализации энергосберегающих мероприятий), при этом  $A_{\text{ТТР}}^{\text{ГТС}}$  не изменяется;
- величина  $A_{\text{ТТР}}^{\text{ГТС}}$  увеличивается (за счет роста объема транспортируемого газа), при этом расход ТЭР  $B_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}}$  либо остается неизменным, либо уменьшается;
- величины  $A_{\text{ТТР}}^{\text{ГТС}}$  и  $B_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}}$  уменьшаются, при этом темпы снижения  $B_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}}$  выше, чем темпы снижения ТТР.

Используя метод малых отклонений, из формулы (1) определим  $\delta E_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}}$  – относительное отклонение показателя  $E_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}}$ :

$$\delta E_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}} = \delta B_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}} - \delta A_{\text{ТТР}}^{\text{ГТС}}, \quad (2)$$

где  $\delta B_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}}$ ,  $\delta A_{\text{ТТР}}^{\text{ГТС}}$  – относительные отклонения  $B_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}}$  и  $A_{\text{ТТР}}^{\text{ГТС}}$  за рассматриваемый период.

С учетом вышеприведенных рассуждений можно утверждать, что критерием повышения энергоэффективности технологического процесса является условие

$$\delta E_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}} \leq 0. \quad (3)$$

Для анализа влияния энергоэффективности отдельной ГТС на  $E_{\text{ТЭР}}^{\text{ЕСГ}}$  – показатель суммарной энергоэффективности ЕСГ – используем соотношение

$$E_{\text{ТЭР}}^{\text{ЕСГ}} = \frac{B_{\text{ТЭР}}^{\text{ЕСГ}}}{A_{\text{ТТР}}^{\text{ЕСГ}}} = \sum_{i=1}^{\xi} k_{b_i} E_{\text{ТЭР}_i}^{\text{ГТС}}, \quad (4)$$

где  $k_{b_i}$  – весовой коэффициент, определяемый по формуле

$$k_{b_i} = \frac{A_{\text{ТТР}_i}^{\text{ГТС}}}{A_{\text{ТТР}}^{\text{ЕСГ}}}. \quad (5)$$

С учетом формул (4), (5) получим выражение для определения  $\delta E_{\text{ТЭР}}^{\text{ЕСГ}}$  – относительного отклонения показателя  $E_{\text{ТЭР}}^{\text{ЕСГ}}$ :

$$\delta E_{\text{ТЭР}}^{\text{ЕСГ}} = \sum_{i=1}^{\xi} K_{\text{вл}_i} \delta E_{\text{ТЭР}_i}^{\text{ГТС}}, \quad (6)$$

где  $E_{\text{ТЭР}_i}^{\text{ЕСГ}}$ ,  $E_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}}$  – средние за период величины,  $K_{\text{вл}_i}$  – коэффициент влияния энергоэффективности  $i$  ГТС:

$$K_{\text{вл}_i} = k_{b_i} \frac{E_{\text{ТЭР}_i}^{\text{ГТС}}}{E_{\text{ТЭР}}^{\text{ЕСГ}}}. \quad (7)$$

Для сложного комплекса объектов и систем газотранспортного общества абсолютный расход топливно-энергетических ресурсов ( $B_{ТЭР}$ ) зависит от многих факторов, в том числе от внешних условий эксплуатации, которые определяют загрузку оборудования. Основными факторами, влияющими на изменение  $B_{ТЭР}$ , являются:

- изменение производительности газопроводов;
- ввод новых газопроводов (энергоэффективного оборудования);
- изменение потоков газа и отключение (включение) параллельных участков при проведении ремонтных работ на ЛЧ газопроводов и в КЦ;
- стравливание газа из отключенных участков при проведении ремонтных работ на ЛЧ газопроводов;
- отклонение от оптимальных значений характеристик центробежных нагнетателей и привода;
- изменение гидравлического сопротивления ЛЧ газопроводов;
- изменение параметров газа на входе в ГТС, в том числе величин давления, температуры и физико-химического состава газа;
- изменение температурного режима транспортировки газа;

- изменение температуры наружного воздуха и температуры грунта;
- реализация энергосберегающих технологий и мероприятий согласно Программе энергосбережения.

Учет влияния вышеперечисленных факторов (факторный анализ) является достаточно сложной задачей, которая должна решаться на всех технологических уровнях газотранспортной организации. В рамках данной статьи оценим лишь общие тенденции влияния данных факторов.

Согласно данным рис. 4 за период с 2011 по 2016 гг. показатель удельного расхода ТЭР в магистральном транспорте газа снизился на 15,6 %. Проанализируем влияние изменений энергоэффективности ГТС газотранспортных организаций на изменение суммарной энергоэффективности ЕСГ.

В табл. 5 приведено изменение удельного расхода ТЭР по газотранспортным организациям. Для оценки влияния  $i$  ГТС на суммарную энергоэффективность ЕСГ использованы формулы (2)–(7).

Анализ изменения удельного расхода ТЭР показал, что наибольшее влияние на улучшение показателя суммарной энергетической эффективности ЕСГ оказали: ООО «Газпром

Таблица 5

## Динамика удельного расхода ТЭР по газотранспортным организациям

Газотранспортные организации	Удельный расход ТЭР по годам, кг у.т./млн м <sup>3</sup> ·км							Относительное отклонение за период			Коэфф. влияния
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	за период	$\delta A_{ГТР}$	$\delta B_{ТЭР}$	$\delta E_{ТЭР}$	
Газпром трансгаз Ухта	41,685	30,494	26,342	26,256	27,309	25,022	28,559	0,421	-0,026	-0,448	0,393
Газпром трансгаз Югорск	37,711	34,979	34,065	28,438	28,067	28,172	32,269	-0,120	-0,247	-0,127	0,320
Газпром трансгаз Нижний Новгород	31,798	29,257	29,335	24,001	22,427	24,609	27,319	-0,117	-0,241	-0,124	0,055
Газпром трансгаз Чайковский	28,974	27,699	27,783	23,984	22,698	24,417	26,163	-0,122	-0,207	-0,085	0,054
Газпром трансгаз Санкт-Петербург	24,966	22,442	24,804	26,111	16,812	17,214	20,836	0,610	0,343	-0,266	0,051
Газпром трансгаз Москва	23,377	21,121	20,848	16,498	12,978	15,365	18,855	-0,171	-0,332	-0,160	0,038
Газпром трансгаз Сургут	32,319	32,583	32,914	29,208	28,128	27,691	30,635	-0,076	-0,124	-0,048	0,022
Газпром трансгаз Ставрополь	47,229	48,733	40,954	31,209	28,635	36,040	39,273	-0,118	-0,266	-0,149	0,016
Газпром трансгаз Томск	30,995	28,990	25,542	22,885	20,008	19,138	24,370	0,164	-0,085	-0,249	0,012
Газпром трансгаз Волгоград	38,538	35,901	36,235	32,396	37,322	36,497	36,204	-0,096	-0,151	-0,055	0,010
Газпром трансгаз Самара	35,196	34,924	37,219	30,458	29,438	29,133	32,891	-0,068	-0,129	-0,061	0,010
Газпром трансгаз Екатеринбург	26,667	27,568	26,740	21,896	22,426	20,704	24,555	-0,107	-0,178	-0,071	0,008
Газпром трансгаз Казань	22,376	22,094	21,818	21,583	17,556	16,573	20,566	-0,132	-0,203	-0,070	0,006
Газпром трансгаз Саратов	33,734	32,326	32,003	32,231	32,377	30,792	32,282	-0,073	-0,113	-0,040	0,005
Газпром трансгаз Краснодар	34,883	28,668	27,943	31,938	30,832	36,293	31,760	-0,045	-0,131	-0,085	0,005
Газпром трансгаз Беларусь	—	—	23,618	23,950	20,229	21,355	22,325	-0,368	-0,403	-0,035	0,002
Газпром трансгаз Махачкала	7,595	7,572	6,641	6,043	4,720	10,012	7,038	-0,177	-0,238	-0,060	0,0001
Газпром трансгаз Уфа	34,881	33,807	38,109	37,979	37,266	36,264	36,346	-0,060	-0,021	0,039	-0,006
<b>Всего</b>	<b>34,147</b>	<b>31,298</b>	<b>30,329</b>	<b>26,676</b>	<b>25,173</b>	<b>25,003</b>	<b>28,958</b>	<b>-0,027</b>	<b>-0,175</b>	<b>-0,156</b>	<b>1,000</b>

Примечание: знак «—» свидетельствует об уменьшении параметра за период.

трансгаз Ухта» (39,3 %), ООО «Газпром трансгаз Югорск» (32,0 %), ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» (5,5 %), ООО «Газпром трансгаз Чайковский» (5,3 %), ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» (5,1 %), ООО «Газпром трансгаз Москва» (3,8 %), ООО «Газпром трансгаз Сургут» (2,1 %).

Проведенный анализ позволил сделать вывод о том, что на снижение показателя удельного расхода ТЭР повлияли структурные изменения, обусловленные вводом новых газопроводов (нового оборудования):

- Северо-Европейский: Бованенково – Ухта, Ухта – Грязовец, Грязовец – Портовая (ООО «Газпром трансгаз Ухта», ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»);
- Сахалин – Хабаровск – Владивосток (ООО «Газпром трансгаз Томск»).

За указанный период для таких организаций, как ООО «Газпром трансгаз Ухта», ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», ООО «Газпром трансгаз Томск», относительное отклонение показателя удельного расхода ТЭР составило 0,448; 0,266; 0,249 соответственно. Для Северо-Европейского газопровода повышение энергоэффективности обусловлено вводом КЦ с энергоэффективными ГПА (ГПА-32 «Ладога», ГПА-25М-03 «Урал», ГПА-25 «Урал» и др.), использованием труб с внутренним гладкостным покрытием, энергоэффективных АВО газа и другого оборудования. Для ООО «Газпром трансгаз Томск» в указанный период проведена замена всех ГПА с нерегулируемым электроприводом (ЭГПА СТД-4000) на электропривод с ЧРП (ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р), а также был введен новый газопровод Сахалин – Хабаровск – Владивосток с современным энергоэффективным оборудованием (ГПА-16М-10 «Урал»).

\*\*\*

В ПАО «Газпром» успешно осуществляется энергосберегающая политика, которая предполагает поэтапное повышение эффективности использования ТЭР на собственные технологические нужды в период 2011–2020 гг. Инструментом реализации потенциала энергосбережения в ПАО «Газпром» являются

программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Выполненная оценка уровня энергетической эффективности магистрального транспорта газа позволяет сделать вывод о том, что поставленные цели реализуются: за период с 2011 по 2016 гг. удельный расход ТЭР на выполнение товаротранспортной работы уменьшился на 15,6 %. Основная доля в этом процессе приходится на ООО «Газпром трансгаз Ухта», ООО «Газпром трансгаз Югорск», ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», ООО «Газпром трансгаз Чайковский», ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», ООО «Газпром трансгаз Москва» и ООО «Газпром трансгаз Сургут».

Следует отметить хорошие темпы реализации потенциала экономии газа – за период 2011–2016 гг. он составил 63,8 %. Однако показатель реализации потенциала экономии электроэнергии за рассматриваемый период составил всего 35,8 %, поэтому следует обратить внимание на повышение эффективности использования этого энергоресурса.

### Список литературы

1. Концепция энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Газпром» на период 2011–2020 гг. (утв. приказом ОАО «Газпром» от 28.12.2010 № 364).
2. Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Газпром» на период 2011–2013 гг. (утв. заместителем Председателя Правления ОАО «Газпром» 08.12.2010).
3. Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Газпром» на период 2014–2016 гг. (утв. заместителем Председателя Правления ОАО «Газпром» 22.12.2013).
4. Программа по внедрению утилизации тепла отходящих газов компрессорных станций (утв. заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым от 22.03.2016 № 03-41).
5. Программа по внедрению турбодетандерных установок на ГРС для получения сжиженного природного газа и для выработки электроэнергии (утв. заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым от 22.03.2016 № 03-42).

## Analysis of power saving potential realization in 2011–2016 for Gazprom PJSC gas mains

G.A. Khvorov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation  
E-mail: G\_Khvorov@vniigaz.gazprom.ru

**Keywords:** power saving potential, gas mains, main-line gas transportation, types of energy resources, energy efficiency, program of power saving.

**Abstract.** Gazprom Concept of Power Saving and Improvement of Energy Efficiency in 2011–2020 determined that the main categories of company activities (production of gas, oil and gas condensate, main-line gas transport, processing of gas condensate and oil, underground gas storing) have the power saving potential of  $27.6 \cdot 10^6$  t of equivalent fuel. Now there is a task to realize this potential as much as possible. The paper reviews the related measures assumed in 2011–2016. It is stated that by the main power resources such as natural gas and electric power the named potential was realized to 63.8 % and 41 % correspondently.

The primary modern trends in saving of natural gas and electric power are listed. Such integrated index of energy-output ratio in the main-line gas transport as the specific consumption of fuel and power is analyzed. During the examined period it has been cancelled by 15.7 %. The main factors decreasing specific consumption of fuel and power in gas mains are the following: reduction of commodity-transport work, implementation of power saving programs, structural changes (for example, starting up of new gas pipelines).

It is concluded that to prepare a new concept of power saving and improvement of energy efficiency in 2021–2030 Gazprom PJSC must carry out a complex of works aimed at estimation of power saving potential in own subsidiaries and associated companies on account of gained experience.

### References

1. GAZPROM PJSC. *Gazprom concept of power saving and improvement of energy efficiency in 2011–2020* [Kontseptsiya energosberezheniya i povysheniya energeticheskoy effektivnosti v OAO “Gazprom” na period 2011–2020 gg.]. Moscow, 2011. (Russ.).
2. GAZPROM PJSC. *Program for power saving and improvement of Gazprom energy efficiency in 2011–2013* [Programma energosberezheniya i povysheniya energeticheskoy effektivnosti OAO “Gazprom” na period 2011–2013 gg.]. Adopted on December 8, 2010. (Russ.).
3. GAZPROM PJSC. *Program for power saving and improvement of Gazprom energy efficiency in 2014–2016* [Programma energosberezheniya i povysheniya energeticheskoy effektivnosti OAO “Gazprom” na period 2014–2016 gg.]. Adopted on December 22, 2013. (Russ.).
4. GAZPROM PJSC. Program of measures aimed at recovery of heat from compressor station waste gases [Programma po vnedreniyu utilizatsii tepla otkhodyashchikh gasov kompressornykh stantsiy]. Adopted by the directive no. 03-41 on March 22, 2016. (Russ.).
5. GAZPROM PJSC. *Program on installation of turbine expanders at gas-distributing stations for production of liquefied natural gas and generation of electric power* [Programma po vnedreniyu turbodetandernykh ustanovok na GRS dlya polucheniya szhizhennogo prirodnogo gaza i vyrabotki elektroenergii]. Adopted by the directive no. 03-42 on March 22, 2016. (Russ.).

УДК 622.24

## Перспективы развития технологий утилизации буровых отходов в нефтегазодобывающем комплексе

Н.Б. Пыстина<sup>1</sup>, А.В. Баранов<sup>1</sup>, Б.О. Будников<sup>1\*</sup>, Е.Э. Куприна<sup>2</sup>, А. Народицкис<sup>3</sup>,  
И.Н. Зинкевич<sup>3</sup>, А.И. Бабийчук<sup>3</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 142717, Российская Федерация, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, владение 15, стр. 1

<sup>2</sup> НИУ ИТМО, Российская Федерация, 197101, г. Санкт-Петербург, Кронверкский пр., д. 49

<sup>3</sup> ООО «НПО «СПбЭК», Российская Федерация, 196603, г. Санкт-Петербург, г. Пушкин, ул. Парковая, д. 56, лит. А.

\* E-mail: B\_Budnikov@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** В статье содержится анализ преимуществ и недостатков технологий утилизации буровых отходов, применяемых в настоящее время на месторождениях нефти и газа. Указано на необходимость создания новых подходов при малых объемах бурения, в частности, разведочных скважин. Предложены технологии утилизации жидкой фазы отходов бурения электрохимическим методом и производства компактированного бурового шлама, применяемого для дорожного строительства и других целей.

**Ключевые слова:** отходы бурения, буровые сточные воды, буровой шлам, электрохимическая обработка, компактирование.

«Генеральная схема обращения с отходами производства и потребления для объектов ПАО «Газпром», расположенных в различных регионах России» определяет приоритетные направления развития деятельности в области обращения с отходами: переход на их максимальное повторное использование, регенерацию и рециклинг.

Реализация поставленных задач в области обращения с отходами привела к тому, что за период 2012–2016 гг. объемы образования отходов в Группе Газпром уменьшились на 937 тыс. т, или на 18 % [1].

Стоит отметить, что по результатам анализа данных по обращению с отходами ПАО «Газпром» по всем видам деятельности существуют реальные возможности для дальнейшего совершенствования системы обращения с отходами и снижения доли отходов, направляемых на захоронение. При этом выбор конкретного варианта обращения с отходами следует осуществлять по результатам эколого-экономической оценки с учетом региональных и технологических особенностей производственных объектов, физико-химических свойств отходов, уровня развития региональной инфраструктуры по переработке и сбыту отходов.

В случае если утилизация отходов в дочерних обществах ПАО «Газпром» невозможна или нецелесообразна, отходы следует передавать специализированным организациям с целью их последующей утилизации. При образовании значительного количества отходов и отсутствии возможности (рынка сбыта) утилизации приоритетным направлением является их обезвреживание с целью уменьшения объема и класса опасности.

Это положение в полной мере относится к отходам бурения. В 2016 г. в обращении находилось 795,05 тыс. т буровых отходов, или 18 % отходов, образующихся в Группе Газпром. Из них специализированным организациям для использования и обезвреживания передан 71 %, использовано и обезврежено на предприятиях 16 %, направлено в объекты захоронения 10 %, в результате на конец отчетного года на предприятиях числилось 3 % отходов [1].

Необходимость разработки и внедрения технологий переработки отходов бурения обусловлена и тем, что в последнее время государство усиливает внимание к соблюдению предприятиями природоохранных требований, штрафы за нарушение которых в ближайшее время планируется поднять в десятки, сотни раз. Кроме того, с 2020 г. будет применяться коэффициент 25 за размещение отходов при превышении

Таблица 1

## Варианты обращения с отходами бурения

Технологии	Преимущества	Недостатки
Закачка минерализованных жидких отходов бурения в поглощающие скважины	Отсутствие миграции буровых отходов. Отсутствие наземных сооружений и, соответственно, низкая материалоемкость. Незначительная площадь нарушаемых земель	Высокие эксплуатационные затраты при строительстве и оборудовании скважин
Термическое обезвреживание буровых отходов без разделения жидкой и твердой фаз (например, установка УТД-2-800)	Отсутствие необходимости разделения твердых и жидких отходов бурения. Обезвреживание отходов бурения, загрязненных углеводородами. Отсутствие отходов. Получение полезного вторичного продукта	Высокая потребность в топливе
Термическое обезвреживание отработанных буровых растворов (например, установки КТО)	Обезвреживание отходов бурения, загрязненных углеводородами. Отсутствие отходов. Получение полезного вторичного продукта	Предварительное разделение твердой и жидкой фаз отходов бурения. Высокая потребность в топливе
Захоронение бурового шлама в картах (амбарах) с последующей рекультивацией	Нет	Максимальные площади нарушенных земель. Риск загрязнения грунтовых вод и почв
Обезвреживание бурового шлама с использованием сертифицированных гуминовых препаратов	Относительно небольшие капитальные расходы и эксплуатационные затраты	Высокий риск загрязнения грунтовых вод и почв
Переработка отходов бурения в инертный строительный материал на мобильной установке	Кратчайшие сроки строительно-монтажных работ. Малогабаритность и мобильность установки. Минимальные эксплуатационные затраты. Минимальное воздействие на окружающую среду. Возможность регулирования производительности за счет подключения дополнительных модулей. Получение полезного вторичного продукта	Нет

объемов либо отсутствии разрешительных документов<sup>1</sup>.

На государственном уровне реализуется программа по определению мест захоронения отходов, в том числе и за предыдущие годы, с помощью космических исследований. На недропользователей планируется возложить обязанности по ликвидации расположенных на их лицензионных участках захоронений, без привязки к прошлым собственникам отходов.

В настоящее время существует множество технологий обращения с отходами бурения, основанных на различных физико-химических принципах (табл. 1).

Каждая технология имеет определенные преимущества и недостатки. Так, закачка в скважины сопровождается высокими эксплуатационными затратами. Технологии термического обезвреживания (сжигания)

и захоронения малоперспективны в связи с ужесточением требований природоохранного законодательства. Обезвреживание биологическими методами, например с помощью гуминовых препаратов, не всегда возможно по природно-климатическим условиям и содержит риски вторичного загрязнения. Таким образом, наиболее перспективным следует считать переработку отходов бурения в инертный материал.

При этом направление утилизации отходов бурения в значительной степени определяется объемами и периодичностью их образования, а следовательно, характером буровых работ. При обустройстве месторождений, где ведется строительство десятков и сотен скважин, экономически целесообразно применение крупных специализированных объектов по обращению с буровыми отходами. Например, на Бованенковском НГКМ используется схема, включающая транспортировку отработанных буровых растворов и буровых сточных

<sup>1</sup> См. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (ред. от 29.07.2017).

вод в цех нейтрализации на обезвреживание. Полученная осветленная вода используется для приготовления нового бурового раствора, излишки которого направляются на канализационные очистные сооружения для закачки в поглощающие скважины. Извлеченная при обезвреживании твердая фаза (пульпа) вывозится спецавтотранспортом на полигон твердых бытовых и промышленных отходов.

Иные подходы требуются при бурении одиночных скважин (например, при разведочном бурении). Такие работы ведет ООО «Газпром геологоразведка» на лицензионных участках в Ямало-Ненецком автономном округе, Республике Саха (Якутия), Красноярском крае, Иркутской области, на шельфе Охотского, Карского и Баренцева морей.

Учитывая небольшие объемы образования отходов, наиболее оптимальным вариантом обезвреживания буровых отходов с экономической точки зрения является технология очистки на мобильной установке, которая имеет ряд преимуществ по сравнению с другими.

В настоящее время уже существуют разработки, в которых сделана попытка совместить переработку твердой и жидкой фаз отходов бурения в мобильной установке. В частности, к ним относится установка СУПО-1М (НТЦ «Технологии XXI века») [2]. Однако указанная установка осуществляет совместную обработку (отверждение) твердой и жидкой фаз. В связи с этим технология обладает крайне высоким потреблением материалов на обезвреживание и электроэнергии. Так, на переработку 1,5 тыс. т буровых отходов (среднее количество отходов на одну скважину) требуется такое же количество дизельного топлива или газоконденсата, 200 т высокомарочного цемента, что в условиях удаленного размещения объекта

приводит к резкому росту стоимости строительства скважин.

Исследования показывают, что вышеуказанных недостатков можно избежать, создав установку, предусматривающую разделение твердой и жидкой фаз с целью их дальнейшей обработки. При этом буровые сточные воды очищаются до технологических показателей, позволяющих их повторное использование для приготовления буровых растворов, что ведет к снижению объемов материалов (по приблизительным оценкам, до 80 %) и электроэнергии, необходимых для обработки буровых отходов. Твердая фаза применяется для производства полезного продукта – компактированного шлама, который планируется для применения в дорожном строительстве, отсыпке площадок, благоустройстве территорий и т.п.

При внедрении установки исключен этап размещения буровых отходов на полигонах. Таким образом, переработка отходов бурения, а не их размещение, позволит значительно снизить воздействие на окружающую среду, сократить срок получения разрешительной документации с 225 дней при амбарном способе бурения до 45–90 дней при безамбарном.

Принципиальная схема установки приведена на рис. 1, элементы конструкции – на рис. 2.

Как видно из рисунков, установка должна иметь возможность осуществлять разделение и последующую одновременную утилизацию твердой и жидкой фракций различных по составу буровых отходов наземных и морских нефтегазовых месторождений.

Принципиальная технологическая схема блока электрохимической обработки жидкой фазы приведена на рис. 3.

Предлагаемая схема включает в себя последовательно соединенные электрохимический

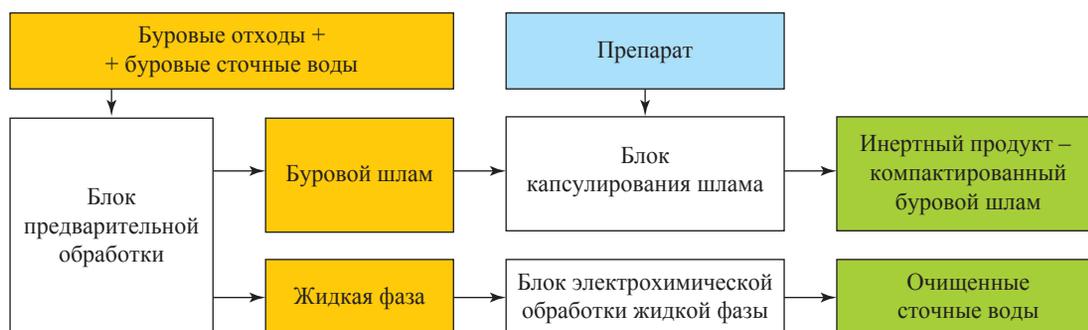


Рис. 1. Принципиальная схема мобильной установки переработки отходов бурения



Рис. 2. Элементы конструкции установки утилизации буровых отходов

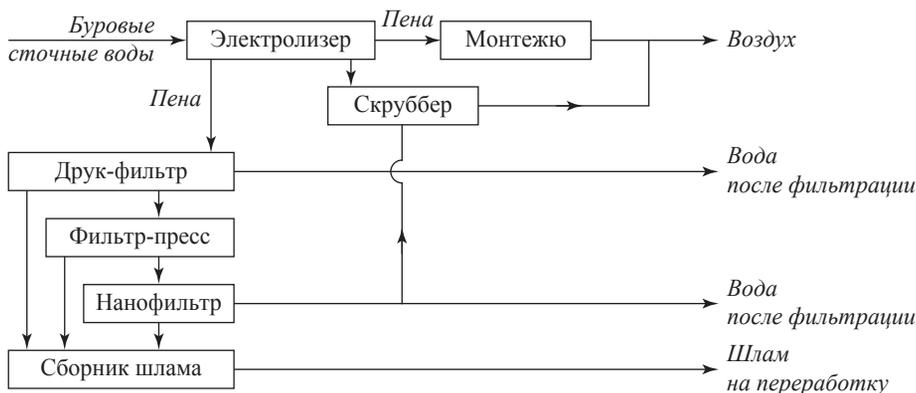


Рис. 3. Технологическая схема установки очистки буровых растворов и буровых сточных вод электрохимическим способом

флотатор-деструктор каскадной конструкции (электролизер), друк-фильтр и фильтр-пресс.

Данная компоновка позволяет оперативно менять условия очистки и максимально быстро перенастраивать установку применительно к изменяющемуся составу очищаемых вод. Включение в состав установки нанофильтра обеспечивает промывной водой фильтр-пресс, что позволяет получить воду с высокой степенью очистки.

Исходные воды подаются на очистку в электролизер по трубопроводу, на котором установлены диафрагма для контроля расхода и регулирующая расход запорная арматура. Конструкция флотатора-деструктора обеспечивает протекание очищаемого раствора через анодную массу из графитового боя, где происходит окисление нефтепродуктов, достигается флотационный эффект и нарабатывается гипохлорит в количестве, достаточном для подавления сульфат редуцирующих бактерий. Переток в каскаде организован таким образом, чтобы контакт очищаемого раствора

был максимальным для анодного пространства, в котором нарабатывается гипохлорит натрия и происходит деструкция органических соединений.

Электролизер снабжен принудительной вентиляцией для отвода образующихся газов – преимущественно водорода и хлора.

Отходящие из электролизера газы поступают в скруббер, где идет массообменный процесс: хлор поглощается водой, а водород выбрасывается в атмосферу. На выходящем из скруббера трубопроводе установлены датчики хлора и водорода.

Флотатор-деструктор подключен к системе удаления флотационной пены через электромагнитные нормально закрытые клапаны к вакуумному монтежю. По заданной программе (по сигналу от датчика пены или по таймеру) клапаны открываются, и флотационная пена вместе с загрязнениями засасывается в монтежю, трубопровод на скруббере при этом одновременно перекрывается. После заполнения монтежю при срабатывании датчика уровня

включается насос, которым раствор выкачивается на фильтрацию в друк-фильтр.

В монтажу поддерживается остаточное давление при помощи подключенного вакуум-насоса, на трубопроводе от монтажу до вакуум-насоса установлен конденсатоотводчик для удаления избыточной влаги.

После электролизера вода подается в друк-фильтр, на трубопроводе после электролизера установлены датчики рН и активного хлора. При отклонении от установленных параметров контроллер на щите управления посылает сигнал на исполнительный механизм запорной арматуры на трубопроводе о подаче исходной воды в электролизер или об изменении выходного напряжения на блоке питания электролизера.

Контроль расхода воды после друк-фильтра и фильтр-пресса осуществляется электромагнитными расходомерами. Для увеличения движущей силы процесса фильтрации после фильтров установлены насосы, запуск насосов возможен как по месту, так и со щита управления. Последовательная, трехступенчатая схема фильтрации растворов, прошедших электрохимическую обработку, позволяет эффективно обрабатывать растворы переменного состава. Так, при низком содержании загрязнений финишная фильтрация может завершаться на друк-фильтре. При повышении концентрации мелкодисперсных загрязнений последовательно вводится в процесс финишной обработки фильтр-пресс. Его промывка осуществляется чистой водой, получаемой на нано-фильтре тангенциальной конструкции. Подача промывной воды на фильтр-пресс выполняется насосом, запуск возможен как по месту, так и со щита управления.

Шламы из фильтр-пресса утилизируются вместе с твердыми отходами грубой механической очистки. Фильтрующий материал друк-фильтра также утилизируется с твердыми отходами грубой механической очистки.

Технологическая схема переработки бурового шлама включает следующее оборудование (рис. 4):

- блок приготовления препарата, включающий растариватель «биг бэгов», полиэтиленовых мешков, или бункер/силос объемом не менее 30 т для хранения негашеной извести, транспортеры, дозирующие устройства;
- блок предварительной обработки буровых отходов, в том числе их обезвоживание, очистку и подачу в реактор-смеситель, включающий специальные дренажные и шламовые насосы, экскаватор со сменным оборудованием, бункер-питатель, парогенератор (при необходимости), шлагоизмельчитель, шнековый конвейер, магнитный сепаратор для извлечения металлических предметов;
- блок компактирования, включающий реактор-смеситель, бак для воды, дозаторы извести, модификатора, воды, ленточный транспортер для выгрузки готового продукта утилизации буровых отходов на склад.

Опытно-промышленный макет установки успешно прошел межведомственные приемочные испытания.

Для испытаний установки были приготовлены модельные отработанные буровые растворы объемом 1 м<sup>3</sup> следующего состава:

- дизельное топливо – 200 мг/л;
- ОП.10 – 3 мг/л;
- NaCl – 50 г/л;
- Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> – 2 г/л;
- бентонитовая глина – 1 г/л;
- мраморная крошка – 4 г/л;
- карбоксиметилцеллюлоза – 1 г/л.

Буровой раствор для эмульгирования компонентов готовился в реакторе с мешалкой со скоростью вращения 500 об./мин, после чего он образовывал устойчивую эмульсию. Расход раствора составил 5–7 м<sup>3</sup>/ч, энергозатраты – 13 коп./м<sup>3</sup>.

Образцы отработанного бурового раствора до очистки, после электролизера и на выходе

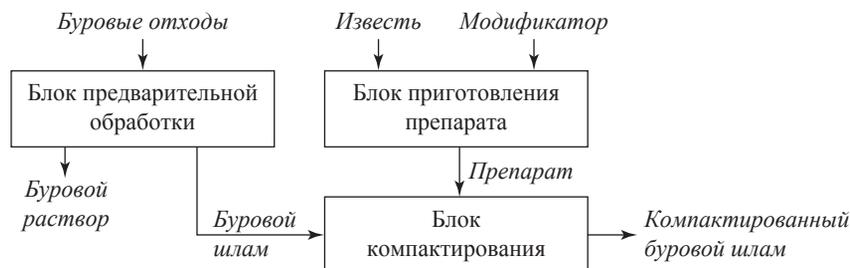


Рис. 4. Принципиальная технологическая схема обработки бурового шлама

Таблица 2

**Свойства очищенных буровых растворов при различных параметрах работы установки**

№ образца	Время работы установки (полное), мин	Напряжение, В	Сила тока, А	Удельное энергопотребление, кВт·ч/м <sup>3</sup>	pH	Eh, мВ	Са.х., мг/л	Концентрация примесей, мг/л	
								нефти	минералов
1	4	34	900	0,8	12	-200	25	22,0	3,8
2	12	17	800	0,3	12	-210	34	12,0	2,5

установки были направлены на анализ в аккредитованную лабораторию. Свойства образцов и их фотоснимки представлены в табл. 2 и на рис. 5.

Результат свидетельствует о соответствии качества очищенного образца № 2 требованиям к оборудованию по степени очистки.

Испытания блока очистки жидкой фазы буровых отходов установки показали следующие преимущества:

- низкое энергопотребление (0,05–0,5 кВт·ч/м<sup>3</sup>) в зависимости от солёности воды, что соответствует лучшим зарубежным аналогам;
- низкая установочная мощность, не более 20 кВт.
- универсальность: установка пригодна как для доочистки отработанных буровых растворов после стадии их грубой очистки, так и для очистки буровых сточных вод;
- мобильность за счет контейнерного варианта исполнения;
- безреагентность (реагенты синтезируются при электролизе, в аналогах используются ПАВ, флокулянты, коагулянты);
- высокая производительность (1 модуль – 10–35 м<sup>3</sup>/ч). Возможность регулирования производительности путем набора модулей;
- простота эксплуатации и обслуживания, отсутствие расходных материалов



**Рис. 5. Образцы отработанного бурового раствора, слева направо: до очистки, после электролизера и на выходе установки**

(технологическая остановка на текущий ремонт – один раз в месяц);

- компактность: объем размещения одного модуля опытного образца – не более 5500×2000×2000 мм, соответствующий 20-футовому контейнеру, масса одного модуля – не более 500 кг;
- малокомпонентность: модуль установки состоит из двух электролизеров, фильтров грубой и тонкой очистки, выпрямителя и насосов, пульта управления, датчиков контроля параметров водной и газовой среды;
- дешевизна оборудования;
- простота эксплуатации и обслуживания, отсутствие расходных материалов (технологическая остановка – один раз в месяц);
- отсутствие зависимости от зарубежного рынка.

Таким образом, очищенные данным способом буровые растворы при повторном использовании будут обеспечивать коррозионную устойчивость и устойчивость к солеотложению бурового оборудования и трубопроводов, что исключает необходимость обработки последних ингибиторами коррозии и солеотложений.

В целом предлагаемая авторами установка позволяет создавать передвижные участки переработки, не требующие строительства специальных сооружений. Предполагается ее размещение на автомобильном транспорте, а для морских месторождений – на плавучих буровых установках и стационарных морских платформах.

Особо следует отметить комплексность и универсальность оборудования, позволяющего осуществлять разделение и последующую одновременную утилизацию твердой и жидкой фракций различных по составу буровых отходов наземных и морских нефтегазовых месторождений.

Экономический эффект применения одной мобильной установки достигается за счет:

- увеличения кратности повторного использования воды для приготовления буровых растворов, полученной в результате очистки

отработанных буровых растворов, что приведет к снижению затрат на их утилизацию;

- исключения платы за размещение бурового шлама;
- производства капсулированного материала, применяемого:
  - в строительстве внутрипромысловых дорог, площадок для стоянок техники;
  - пересыпке и профилировании полигонов твердых бытовых отходов;
  - обустройстве кустовых площадок буровых;
  - рекультивации шламовых амбаров ранее пробуренных скважин.

При успешной апробации данная технология может быть рекомендована для включения в информационно-технические справочники по наилучшим доступным технологиям в раздел «Перспективные технологии» при их актуализации.

\*\*\*

Предлагаемая технология основана на комплексном подходе, позволяющем осуществлять разделение и последующую одновременную утилизацию твердой и жидкой фракций различных по составу буровых отходов. При этом обеспечивается повторное использование буровых сточных вод и производство полезного продукта (компактированного бурового шлама). Технология наиболее эффективна при бурении одиночных скважин (например, при разведочном бурении).

### Список литературы

1. Внутренняя сила: экологический отчет ПАО «Газпром» за 2016 год. – <http://www.gazprom.ru/f/posts/36/607118/gazprom-ecology-report-2016-ru.pdf>
2. Переработка и утилизация буровых шламов и отходов бурения с использованием технологического комплекса СУПО-1М. – <http://imm-tech.ru>

---

## Outlooks for development of recovery techniques for drilling wastes in oil-gas production

N.B. Pystina<sup>1</sup>, A.V. Baranov<sup>1</sup>, B.O. Budnikov<sup>1\*</sup>, Ye.E. Kuprina<sup>2</sup>, A. Naroditskiy<sup>3</sup>, I.N. Zinkevich<sup>3</sup>, A.I. Babiychuk<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>2</sup> ITMO University, Bld. 49, Kronverkskiy proezd, St. Petersburg, 197101, Russian Federation

<sup>3</sup> Saint Petersburg Electrotechnical Company (SPBEC), Bld. 56A, Parkovaya street, Pushkin, St. Petersburg, 196603, Russian Federation

\* E-mail: B\_Budnikov@vniigaz.gazprom.ru

**Keywords:** wastes of drilling, drilling sewage, drilling mud, electrochemical machining, densing.

**Abstract.** The paper analyses advantages and disadvantages of drilling waste recovery technologies used nowadays at the oil and gas fields. Necessity of fresh approaches to waste recovery at small amounts of drilling is stressed in particular in regard to drilling of test holes. The electrochemical methods for recovery of the liquid phase of drilling wastes are suggested, as well as techniques of the densed drilling mud production for road building and other purposes.

### References

1. GAZPROM PJSC. *Internal power* [Vnutrennyaya sila]: ecological report for 2016 [online]. Available from: <http://www.gazprom.ru/f/posts/13/830510/gazprom-ecology-report-2016-ru.pdf>. (Russ.).
2. Reprocessing and recovery of drilling muds and wastes using SUPO-1M technological complex [Pererabotka i utilizatsiya burovykh shlamov i otkhodov bureniya s ispolzovaniyem tekhnologicheskogo kompleksa SUPO-1M] [online]. Available from: <http://imm-tech.ru>. (Russ.).

УДК 504.062:504:064

## Подходы к выбору наилучших доступных технологий, маркерных веществ и технологических показателей для переработки природного и попутного газа<sup>1</sup>

Н.Б. Пыстина<sup>1\*</sup>, Н.В. Попадьюк<sup>1</sup>, Л.В. Шарихина<sup>1</sup>, Т.В. Гусева<sup>2</sup>, М.В. Бегак<sup>3</sup>, Л.П. Романюк<sup>3</sup>, Ю. Руут<sup>4</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

<sup>2</sup> РХТУ имени Д.И. Менделеева, Российская Федерация, 125047, г. Москва, ул. Миусская, д. 9

<sup>3</sup> НИЦЭБ РАН, Российская Федерация, 197110, г. Санкт-Петербург, ул. Корпусная, д. 18

<sup>4</sup> Hendrikson & Ko, 51003, Эстония, г. Тарту, Raekoja plats, д. 8

\* E-mail: N\_Pystina@vniigaz.gazprom.ru

### Ключевые слова:

наилучшие доступные технологии, технологические показатели, маркерные вещества (показатели), информационно-технический справочник, переработка природного и попутного газа.

**Тезисы.** Методам идентификации наилучших доступных технологий (НДТ), а также роли маркерных веществ в технологическом нормировании в сфере охраны окружающей среды (ОС) посвящается в последнее время много публикаций. Изучая стандарты и статьи, можно проследить подходы, близкие к тем, что используются в санитарно-эпидемиологических исследованиях, работах в области химии ОС и экологического мониторинга и, наконец, в промышленной экологии. В настоящей статье авторы предлагают анализ особенностей выбора НДТ, маркерных веществ и технологических показателей для переработки природного и попутного газов.

### Наилучшие доступные технологии или совокупность технологических, технических и управленческих решений

Наилучшие доступные технологии (НДТ) – концепция интернациональная, над развитием которой работают специалисты многих стран в течение как минимум трех десятилетий [1]. В более технократических обществах пишут именно о технологиях и рассматривают нормирование по принципам НДТ как инструмент эколого-технологической модернизации экономики [2]. В государствах, которым принадлежит приоритет разработки стандартов в области менеджмента, подчеркивают, что речь идет о методах, подходах как технических, так и управленческих, не умаляя в то же время роль технологий<sup>2</sup>. Решения, направленные на повышение экологической результативности и энергоэффективности производства и при этом «встроенные» в технологические процессы, называют первичными, а решения «на конце трубы» – вторичными. Во всех случаях основная миссия НДТ определяется как достижение высокого уровня защиты окружающей среды (ОС) в целом<sup>3</sup>.

В соответствии с российским определением *наилучшая доступная технология* – технология производства продукции (товаров), выполнения работ, оказания услуг, определяемая на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны ОС при условии наличия технической возможности ее применения<sup>4</sup>. В этом определении учтен опыт развития законодательных и нормативных актов в области НДТ, накопленный в Европейском союзе и Соединенных Штатах Америки<sup>5</sup>, но вместе с тем заметно перенесение «силы

<sup>1</sup> Статья подготовлена в рамках реализации российско-германского проекта «Климатически нейтральная хозяйственная деятельность. Внедрение наилучших доступных технологий в Российской Федерации» (<http://www.good-climate.com/content/ru/main.php>).

<sup>2</sup> См. Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) // Official Journal of the European Union, 17.12.2010. – P. L.334/17–L334/119. (Далее – Директива о промышленных эмиссиях).

<sup>3</sup> См. там же и Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ (ред. от 28.12.2016).

<sup>4</sup> См. там же.

<sup>5</sup> См. Directive 2010/75/EU; Clean Air Act. – <https://www.epa.gov/clean-air-act-overview/clean-air-act-text>

тяжести» именно на технологии производства, используемые на предприятиях, причисленных к областям применения НДТ.

Для предприятий широкого спектра отраслей в Российской Федерации разрабатываются информационно-технические справочники (ИТС) по наилучшим доступным технологиям, которые должны найти практическое применение при переходе к технологическому нормированию в сфере охраны ОС.

Не оспаривая законодательно закрепленное определение и не вдаваясь в терминологические дискуссии, подчеркнем, что при разработке ИТС 50 «Переработка природного и попутного газа» был учтен российский и международный опыт, а понятие НДТ рассматривалось как совокупность технологических, технических и управленческих решений, позволяющих добиться надежного уровня защиты ОС и высокой ресурсоэффективности производства экономически целесообразными методами.

### **Определение наилучших доступных технологий**

Определение технологических процессов, оборудования, технических способов, методов в качестве НДТ при переработке природного и попутного газа должно было быть проведено в соответствии с п. 6 ст. 28.1 Федерального закона РФ № 7-ФЗ и «Методическими рекомендациями по определению технологии в качестве наилучшей доступной», утвержденными приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 31.03.2015 № 665 (далее – Методические рекомендации).

Методические рекомендации были подготовлены в начале 2015 г. преимущественно на основе перевода на русский язык Reference Document on Economics and Cross-Media Effects, 2006 [3]. Сам документ многие европейские эксперты считают неудачным, избыточно теократизированным, оторванным от реальности. В целом, в действующих справочниках ЕС трудно найти детальный учет экономических характеристик решений, которые могут быть отнесены к НДТ. Русский вариант, подготовленный в 2008–2009 гг. и использованный при разработке ГОСТ Р 54097-2010 «Ресурсосбережение. Наилучшие доступные технологии. Методология идентификации», тоже несовершенен, но порядок шагов (иногда называемых принципами), которому рекомендуется

следовать при определении НДТ, заслуживает внимания. Этот порядок представлен на рисунке, который несколько отличается и от исходного варианта [3], и от перечня принципов выбора НДТ, приведенного в ГОСТ Р 54097-2010.

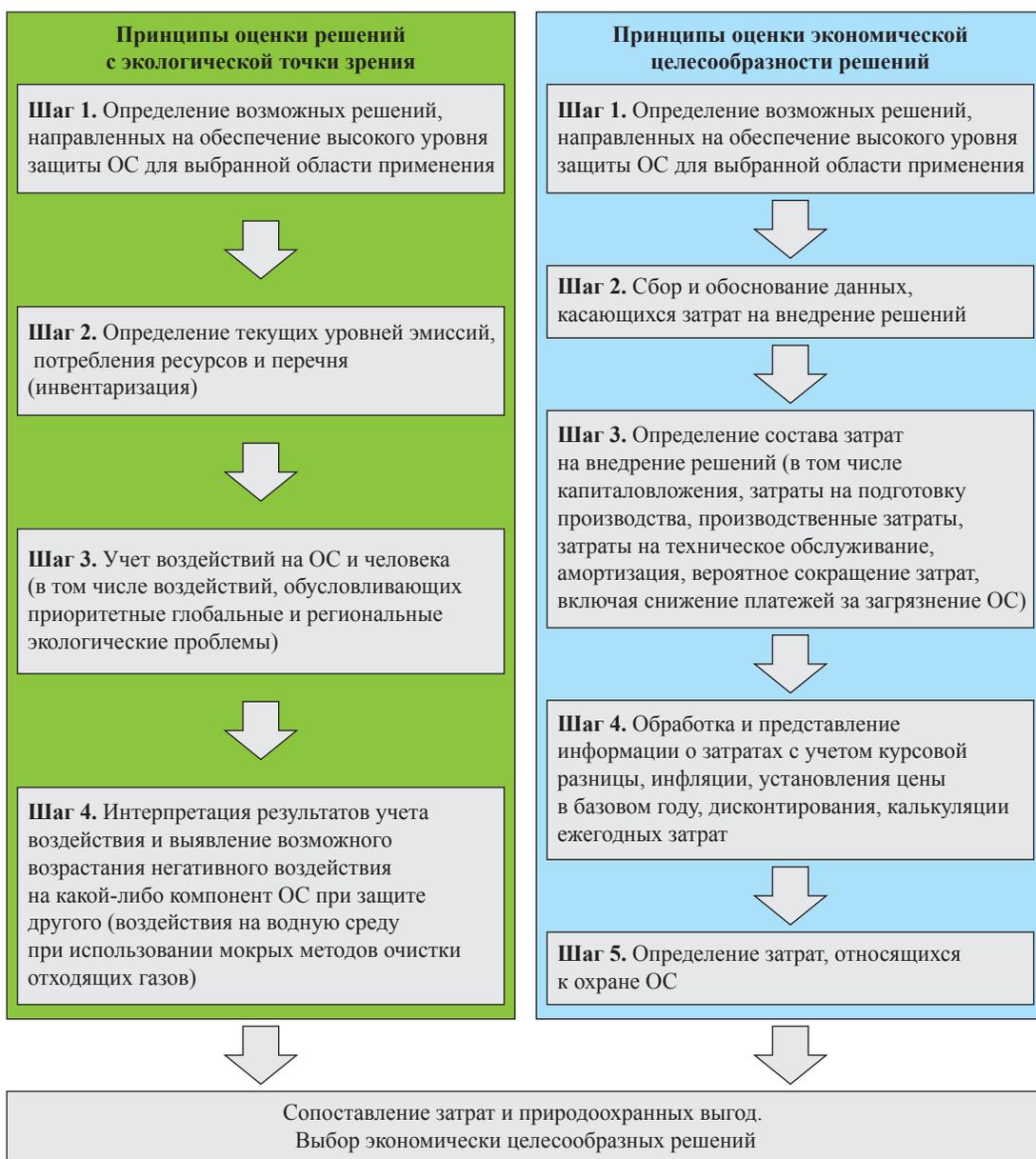
Отметим, что технические рабочие группы, действующие в России и в Европейском союзе, прежде всего следуют логике «левой» («зеленой», экологической) ветви процедуры идентификации НДТ, учитывая экономические сведения в тех случаях, когда существует возможность получения данных о монетизации вреда ОС (и здоровью человека) и сопоставления затрат на внедрение тех или иных решений и выгод, обусловленных, например, предотвращением затрат на выплаты в связи с временной нетрудоспособностью.

В остальных случаях экономическая целесообразность подтверждается распространенностью решений в той или иной отрасли и достижением консенсуса при обсуждении проекта справочника в технической рабочей группе.

В связи с тем, что ни Методические рекомендации, ни ГОСТ Р 54097-2010 не отражают опыта, накопленного различными российскими техническими рабочими группами в 2015–2016 гг. и в начале 2017 г., не все позиции этих документов были приняты во внимание в одинаковой степени, и, напротив, при идентификации НДТ были использованы подходы экспертной оценки, получившие распространение как в России, так и за рубежом. Именно экспертная оценка является основным инструментом принятия решений, использованным при подготовке отраслевого справочника ЕС [4].

При отнесении технологии к НДТ соблюдали следующую последовательность действий:

- выделяли технологии (технологические процессы, оборудование, технические способы и методы) основного производства, соответствующие современному научно-техническому уровню в нефтегазовом комплексе и имеющие успешный опыт промышленного применения;
- для выделенных решений проводили оценку их воздействия на различные компоненты ОС и уровней потребления различных ресурсов и материалов;
- далее, при наличии необходимой информации, проводили оценку затрат на внедрение технологических и технических решений и содержание оборудования, возможных льгот и преимуществ после внедрения технологий, периода внедрения;



### Сравнительный анализ технологических, технических и управленческих решений при отнесении их к наилучшим доступным технологиям

• по результатам оценки из выделенных решений выбирали те, которые:

- обеспечивают предотвращение или снижение воздействия на различные компоненты ОС или снижение потребления энергетических и иных ресурсов;
- при внедрении не приведут к увеличению объемов выбросов других загрязняющих веществ (ЗВ), сбросов сточных вод, образования отходов обезвреживания, потребления энергетических и иных ресурсов, иных видов негативного воздействия на ОС и увеличению риска для здоровья населения выше допустимого уровня;

- при внедрении не повлекут за собой чрезмерные материально-финансовые затраты (с учетом возможных льгот и преимуществ при внедрении);
- имеют приемлемые сроки внедрения [5].

### Выбор маркерных веществ, характерных для объектов переработки природного и попутного газов

В соответствии со ст. 67 п. 5 Федерального закона № 7-ФЗ: «При осуществлении производственного экологического контроля изменения выбросов, сбросов загрязняющих веществ в обязательном порядке производятся

в отношении загрязняющих веществ, характеризующих применяемые технологии и особенности производственного процесса на объекте, оказывающем негативное воздействие на окружающую среду (*маркерные вещества*)». Это положение было включено в закон в 2014 г., т.е. когда в России был впервые объявлен переход к технологическому нормированию в сфере охраны ОС, основанному на принципах НДТ. Определения маркерных веществ в упомянутом законе нет, есть только определение технологических показателей – показателей концентрации ЗВ, объема и (или) массы выбросов, сбросов ЗВ, образования отходов производства и потребления, потребления воды и использования энергетических ресурсов в расчете на единицу времени или единицу производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги.

Результаты анализа международного опыта выбора маркерных параметров (или веществ) для целей технологического нормирования можно описать очень кратко: в контексте наилучших доступных технологий понятие маркерных веществ не используется. Но уделить некоторое внимание подходам к выбору наиболее существенных, используемых в нормировании и производственном экологическом контроле веществ все же следует.

Для каждого вида деятельности, регулируемого Директивой о промышленных эмиссиях, разрабатываются справочники по наилучшим доступным технологиям и с недавнего времени выпускаются Заключения по НДТ, требования которых обязательны для выполнения. В Заключениях (в 2014 г. такой документ был утвержден официально для переработки нефти и газа) или в кратких изложениях справочников описаны требования к наилучшим доступным технологиям, включающие, где возможно, численные показатели экологической результативности и энергоэффективности и к осуществлению производственного экологического контроля. Вещества и показатели, обсуждаемые в этих документах, называют *существенными, ключевыми, описывающими приоритетные экологические аспекты* и пр. Таким образом, в первом приближении можно считать их аналогами маркерных веществ в российском понимании этого термина применительно к нормированию по принципам НДТ.

В Методических рекомендациях сказано: «Для выбросов и сбросов загрязняющих

веществ рекомендуется выделять *ключевые (маркерные) вещества*». Внимательное прочтение Федерального закона № 7-ФЗ и Методических рекомендаций позволяет заключить, что маркерные вещества рассматриваются как вещества, характеризующие применяемые технологии, отражающие особенности этих технологий, существенные, ключевые для оценки факторов воздействия производственных процессов на ОС.

В недавних публикациях было предложено уточнение этого понимания и расширение понятия; авторы предложили говорить о существенных параметрах. Основанием для такого уточнения служит то, что существенными (маркерными, ключевыми) могут быть не только вещества, но и интегральные и даже замещающие параметры, характеризующие как присутствие тех или иных веществ (и их групп), так и ход технологического процесса [6].

Наиболее часто встречаются такие показатели, как рН (водородный показатель), электропроводность и цветность воды, химическое и биологическое потребление кислорода в воде, содержание пыли в отходящих газах (нормируемое как с точки зрения химического состава, так и с позиций состава гранулометрического), температура отходящих газов, влажность осадка и др. Содержание нефтепродуктов (или углеводов нефти) – это суммарный показатель, также весьма широко распространенный. Следует учитывать также, что при определении, например, биологического потребления кислорода устанавливается не суммарная концентрация биологически окисляемых веществ, а количество кислорода, расходуемое в процессе окисления. Тем самым показатель является интегральным, но не прямым, а замещающим. При определении же суммы углеводов в отходящих газах устанавливается именно общее содержание этих углеводов, поэтому показатель чаще всего называют *суммарным*.

В соответствии с ГОСТ Р 56828.15-2016 «Наилучшие доступные технологии. Термины и определения» *маркерное вещество* – наиболее значимый для конкретного производства показатель, выбираемый по определенным критериям из группы веществ, внутри которой наблюдается тесная корреляционная взаимосвязь. В ГОСТ Р 56828.15-2016 отмечено также, что особенностью маркерного вещества является то, что с его помощью можно

оценить значения всех веществ, входящих в группу. Это определение близко к понятию, включенному в утвержденные Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации рекомендации по выбору группы маркерных веществ (наиболее ярких представителей корреляционных плеяд) для оптимизации системы мониторинга атмосферного воздуха<sup>6</sup>. Но если в НДТ речь должна идти либо о значении параметра (показателя), либо о концентрации маркерного вещества в отходящих газах или сточных водах, и использовать этот показатель предполагается прежде всего для целей технологического нормирования, то во втором (касающемся оптимизации системы санитарно-экологического мониторинга) – о выборе показательных параметров загрязнения принимающей среды, а именно атмосферного воздуха. Общность обоих определений состоит в том, что маркерное вещество (показатель) призвано характеризовать группу веществ (плеяду), и между концентрациями этих веществ в той или иной среде наблюдается корреляционная связь. Представляется, что для целей технологического нормирования и производственного экологического нормирования положение о наличии корреляционной связи (в предстандарте говорилось даже о тесной корреляционной связи) является избыточным.

К настоящему времени однозначно можно сказать, что маркерные вещества упоминаются в законодательстве как те, которые в обязательном порядке должны быть включены в программы производственного экологического контроля, и устанавливаются для областей применения НДТ в отраслевых информационно-технических справочниках. Нередко также высказывается суждение о том, что именно для маркерных веществ должны быть организованы непрерывные измерения (автоматический контроль), требования к проведению которых будут в ближайшее время уточнены в Российской Федерации.

Так как выбросы ЗВ являются основным экологическим аспектом при переработке природного и попутного газов, были определены маркеры выбросов – ЗВ, которые

характеризуют деятельность основных производственных процессов.

Выбор маркерных веществ применительно к переработке природного и попутного газов основан на следующих принципах [5]:

- рассматриваемое вещество характерно только для этого процесса (вещество является частью сырьевого потока, образуется в результате протекания основных или побочных процессов);
- вещество присутствует в эмиссиях постоянно (или систематически с высокой известной частотой);
- загрязняющее вещество в эмиссиях присутствует в значимых концентрациях (а в перспективе в концентрациях, позволяющих автоматизировать их измерения);
- метод (методы) определения данного вещества доступны, легко воспроизводимы и соответствуют требованиям обеспечения единства измерений;
- вещество оказывает значительное воздействие на ОС, т.е. токсично, высокотоксично, или же при невысокой токсичности обладает большой массой эмиссии.

Немаловажным условием для возможности отнесения веществ к маркерным является наличие наработанного объема статистических данных, достаточного для обобщения и корреляции с технологическими режимами работы на данном производстве и на других аналогичных производствах. В качестве маркерных ЗВ, характерных для производства, следует принять те, которые характеризуют физико-химические свойства сырья и топлива, работу очистного оборудования, химический состав и запыленность газов, выбрасываемых в атмосферу.

В список маркерных ЗВ, характерных для выбросов объекта переработки природного и попутного газа, входят вещества, которые отличаются наиболее массовыми выбросами ЗВ и, следовательно, могут представлять опасность для населения в конкретном районе эксплуатации производственных объектов.

Оценка приоритетности загрязняющих веществ (определение маркерных веществ) учитывает показатели опасности (вредности) веществ, их миграционные свойства и способность к накоплению в отдельных компонентах природной среды и трансформации в более опасные химические формы.

Перечень маркерных веществ устанавливается по комплексному показателю критериальной оценки, учитывающему массу

<sup>6</sup> См. МУ 2.1.6.792-99. Выбор базовых показателей для социально-гигиенического мониторинга (атмосферный воздух населенных мест). Методические указания.

## Алгоритм проведения критериальной оценки [7]

Наименование критерия	Показатель	Условие
<b>Критерии оценки выбросов ЗВ</b>		
Критерий количественной оценки выбросов ЗВ	Показатель среднегодового валового выброса (г/с): группа 1 – менее 0,03; группа 2 – от 0,03 до 0,3; группа 3 – от 0,3 до 3; группа 4 – от 3 до 30; группа 5 – от 30 до 300; группа 6 – свыше 300 г/с	При оценке выбросов от отдельных установок/оборудования/технологических процессов учитываются выбросы ЗВ, соответствующие по массе выбросов группам 2–6. При оценке выбросов от объекта в целом, являющегося единым технологическим производством (состоящим из отдельных технологических участков в замкнутом производственном цикле), учитываются выбросы ЗВ, соответствующие по массе выбросов группам 5 и 6
Критерий качественной оценки выбросов ЗВ	Показатель суммарного максимального мгновенного выброса ЗВ с учетом токсичности. Определяют по формуле $r = \frac{M_r}{\text{ПДК}}$ , где $M_r$ – суммарный максимальный мгновенный выброс ЗВ, г/с; ПДК – максимальная разовая предельно допустимая концентрация ЗВ, мг/м <sup>3</sup>	Для каждого ЗВ проверяют выполнение условия $r > 1,0$ . Критерий применим как к отдельным установкам/оборудованию /технологическому процессу, так и ко всему объекту в целом (к выбросам от объекта в целом), являющегося единым технологическим производством
<b>Критерии оценки состояния загрязнения атмосферы*</b>		
Критерий качественной оценки выбросов по отношению к уровню концентрации в жилой зоне	Определяется по формуле $K_1 = \frac{V}{C_{н.п.}}$ , где $V$ – суммарное количество выбросов примеси (ЗВ) от всех источников, т/год; $C_{н.п.}$ – концентрация, установленная по данным расчетов рассеивания выбросов ЗВ или инструментального контроля загрязнения атмосферы в жилой зоне, мг/м <sup>3</sup>	Для каждого ЗВ должно выполняться условие $K_1 > 100$ . Критерий применим только к показателям оценки состояния загрязнения атмосферы от всего объекта в целом (к выбросам от объекта в целом), являющегося единым технологическим производством (и, возможно, состоящим из отдельных технологических участков в замкнутом производственном цикле)
Показатель загрязнения атмосферы	Определяется по формуле $\text{ПЗА} = \frac{C_m}{\text{ПДК}}$ , где $C_m$ – максимальная концентрация ЗВ, установленная по данным расчетов рассеивания выбросов ЗВ или инструментального контроля в зоне влияния производственного объекта, мг/м <sup>3</sup>	Для каждого ЗВ должно выполняться условие $\text{ПЗА} > 0,1$ . Критерий применим только к показателям оценки состояния загрязнения атмосферы от всего объекта в целом (к выбросам от объекта в целом), являющегося единым технологическим производством (и, возможно, состоящим из отдельных технологических участков в замкнутом производственном цикле)

\* Применяется при проектировании новых объектов и проведении процедуры оценки воздействия на ОС.

выбросов ЗВ, их класс опасности и санитарно-гигиенический показатель. В том случае если речь идет о проектировании новых объектов и проведении процедуры оценки воздействия на ОС, целесообразно также учитывать ожидаемые приземные концентрации ЗВ в атмосферном воздухе (определяемые по результатам расчетов) и сведения о вероятной экспозиции населения в зоне влияния выбросов ЗВ с учетом альтернативных вариантов условий размещения объекта.

Так как информационно-технические справочники по НДТ рекомендовано использовать на этапе выбора технологических решений

и проведения процедуры оценки воздействия на ОС<sup>7</sup>, расчеты рассеивания следует проводить прежде всего.

Список маркерных ЗВ определяют на основе комплексного показателя критериальной оценки и с учетом правил составления списка маркерных ЗВ по алгоритму, приведенному в таблице.

<sup>7</sup> См. ГОСТ Р 56828.5-2015. Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по порядку применения информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям при оценке воздействия проектируемых предприятий на окружающую среду.

Алгоритм определения маркерных веществ для выбросов в атмосферный воздух был применен к полученным в результате анкетирования газоперерабатывающих предприятий данным, выполнен расчет показателей по критериям количественной и качественной оценки выбросов, проведено последовательное исключение из общего перечня ЗВ, не удовлетворяющих установленным условиям, в результате которого был определен перечень маркерных веществ, характерных для объектов переработки углеводородного сырья.

Комплексный показатель критериальной оценки и алгоритм его применения был разработан на основе многолетней практики выявления приоритетных ЗВ и прошел апробацию на объектах газовой отрасли<sup>8</sup>.

### Маркерные вещества и технологические показатели

В ИТС 50-2017 включено описание наилучших доступных технологий, позволяющих достичь надежного уровня защиты ОС и высокой ресурсоэффективности производства [5]. В их число вошли системы экологического менеджмента (СЭМ) как универсальный подход к учету приоритетов охраны окружающей среды при планировании и осуществлении деятельности любых организаций.

Остальные решения подразделены на группы в зависимости от области применения: для переработки газа и стабилизации конденсата, производства гелия из природного газа, получения технического углерода из природного газа и газового конденсата, для производства серы.

Для всех НДТ, кроме СЭМ, приведены технологические показатели и маркерные вещества. В целом, для областей применения ИТС 50-2017 в список маркерных веществ, поступающих в атмосферный воздух, включены:

- оксиды азота ( $\text{NO}_x$  в пересчете на  $\text{NO}_2$ );
- диоксид серы ( $\text{SO}_2$ );
- оксид углерода ( $\text{CO}$ );
- метан ( $\text{CH}_4$ );
- углеводороды предельные ( $\text{C}_2\text{--C}_5$ );
- сероводород ( $\text{H}_2\text{S}$ ).

Отметим, что эти же показатели включены в перечень существенных для газоперерабатывающих предприятий ЕС. Как уже было

сказано, в соответствии с европейской практикой существенными являются показатели, для которых устанавливаются основанные на требованиях НДТ значения предельно допустимых выбросов. Требования к нормированию выбросов этих веществ сформулированы в Заключении ЕС по наилучшим доступным технологиям, принятом специальным решением Европейской комиссии в декабре 2014 г. Документ носит обязательный характер для всех предприятий, перерабатывающих нефть и газ в государствах – членах Европейского союза [8].

\*\*\*

Принятые при подготовке справочника ИТС 50-2017 [5] подходы разработаны на основе опыта, накопленного учеными и практиками газовой отрасли в течение нескольких десятилетий. Были также учтены международные рекомендации, проведены открытые дискуссии, деловые игры, семинары и конференции. Но предстоит еще многое сделать, чтобы материалы справочника могли использоваться промышленными предприятиями и надзорными органами при установлении технологических нормативов и при выдаче комплексных экологических разрешений. Необходимо придерживаться принципа приоритетного внимания к основным источникам негативного воздействия на ОС и не допустить дублирования современных подходов, основанных на требованиях НДТ, и подходов расчета рассеяния всех ЗВ, поступающих в атмосферный воздух от множества источников, в том числе и малозначимых. Без упрощенного нормирования второстепенных, вспомогательных объектов, которых немало в границах промплощадок газоперерабатывающих предприятий, также трудно себе представить переход к принципам НДТ и оптимизацию работы надзорных органов.

<sup>8</sup> См. СТО Газпром 2-1.19-540-2011. Нормирование выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при добыче, транспорте и хранении газа.

## Список литературы

1. Бегак М.В. Наилучшие доступные технологии и комплексные экологические разрешения: перспективы применения в России / М.В. Бегак, Т.В. Гусева, Т.В. Боравская и др. – М.: ЮрИнфоР-Пресс, 2010. – 220 с.
2. Об экологическом развитии Российской Федерации в интересах будущих поколений: доклад / Государственный совет Российской Федерации. – М.: Кремль, 2016. – 314 с. – <http://ecoline.ru/wp-content/uploads/report-on-the-ecological-development-of-the-russian-federation-in-the-interests-of-future-generations-2016.pdf>
3. Reference document on economics and cross-media effects / The European IPPC Bureau. – <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/ecm.html>.
4. Pascal B. Industrial emissions directive 2010/75/ EU (Integrated Pollution Prevention and Control). Best available techniques (BAT) reference document for the refining of mineral oil and gas / B. Pascal, M. Chaugny, S. Roudier, L. Delgado Sancho. – European IPPC Bureau, 2015. – <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC94879>
5. ИТС 50-2017. Переработка природного и попутного газа.
6. Гусева Т.В. Существенные и маркерные показатели в экологическом нормировании на основе наилучших доступных технологий и оценки экологической результативности предприятий I категории / Т.В. Гусева, М.В. Бегак, Я.П. Молчанова и др. // Наилучшие доступные технологии. Определение маркерных веществ в различных отраслях промышленности. Сб. статей 5. – М.: Перо, 2016.
7. Пыстина Н.Б. Переход на наилучшие доступные технологии в нефтегазовом комплексе: проблемы и перспективы / Н.Б. Пыстина, Н.В. Попадьюко // Нефтегазовая вертикаль. – 2017. – № 11.
8. Commission implementing decision of 9 October 2014 establishing best available techniques (BAT) conclusions, under Directive 2010/75/ EU of the European Parliament and of the Council on industrial emissions, for the refining of mineral oil and gas. (notified under document C (2014) 7155) // Official Journal of the European Union. – [http://ied.ineris.fr/sites/default/files/CELEX\\_32014D0738\\_EN\\_TXT.pdf](http://ied.ineris.fr/sites/default/files/CELEX_32014D0738_EN_TXT.pdf)

## Approaches to selection of the best available technologies, marker dyes and technological indices for processing of natural and associated gases

N.B. Pystina<sup>1\*</sup>, N.V. Popadko<sup>1</sup>, L.V. Sharikhina<sup>1</sup>, T.V. Guseva<sup>2</sup>, M.V. Begak<sup>3</sup>, L.P. Romanyuk<sup>3</sup>, J. Ruut<sup>4</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>2</sup> Dmitry Mendeleev University of Chemical Technology of Russia, Bld. 9, Miusskaya street, Moscow, 125047, Russian Federation

<sup>3</sup> Scientific Research Centre for Ecological Safety Russian Academy of Sciences (SRCES RAS), Bld. 18, Korpusnaya street, St. Petersburg, 197110, Russian Federation

<sup>4</sup> Hendrikson & Ko, Bld. 8, Raekoja plats, Tartu, 51003, Estonia

\* E-mail: N\_Pystina@vniigaz.gazprom.ru

**Keywords:** best available technologies, technological indices, marker dyes, informational reference book, processing of natural and associated gases.

**Abstract.** Nowadays, a lot of publications are devoted to identification of the best available technologies (BAT) and a role of marker dyes in the technological standardization of environmental protection activities. Studying related standards and scientific articles one can find correlation with sanitary-and-epidemiology researches, as well as with environmental chemistry, environmental monitoring and industrial ecology. This paper suggests analysis of BAT selection including markers and technological indices used in processing of natural and associated gases. The paper was prepared within the scope of Russian-German project named “Climate friendly economy: Introduction of best available techniques in the Russian Federation” (<http://www.good-climate.com/content/ru/main.php>; <http://www.greengrowthknowledge.org/project/climate-friendly-economy-introduction-best-available-techniques-russian-federation-0>).

## References

1. BEGAK, M.V., T.V. GUSEVA, T.V. BORAVSKAYA et al. *The best available technologies and complex ecological permits: outlooks for application in Russia* [Наилучшие доступные технологии и комплексные экологические разрешения: перспективы применения в России]. Moscow: YurInfoR-Press, 2010. (Russ.).

2. RUSSIAN FEDERATION STATE COUNCIL. On environmental development of Russian Federation in the interests of future generations [Ob ekologicheskom razvitií Rossiyskoy Federatsii v interesakh budushchikh pokoleniy]: report [online]. Moscow: Kremlin, 2016. (Russ.). Available from: <http://ecoline.ru/wp-content/uploads/report-on-the-ecological-development-of-the-russian-federation-in-the-interests-of-future-generations-2016.pdf>; <http://en.kremlin.ru/events/president/news/53602>
3. THE EUROPEAN IPPC BUREAU. *Reference document on economics and cross-media effects* [online]. Available from: [eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/ecm.html](http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/ecm.html)
4. PASCAL, B., M. CHAUGNY, S. ROUDIER, L. DELGADO SANCHO. *Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control). Best Available Techniques (BAT) reference document for the refining of mineral oil and gas*. European IPPC Bureau, 2015. Available from: <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC94879>
5. *ITS 50-2017. Processing of natural and associated gas* [Pererabotka prirodnogo i poputnogo gaza]: informational technical reference book. (Russ.)
6. GUSEVA, T.V., M.V. BEGAK, Ya.P. MOLCHANOVA et al. Substantial and bulky indices in environmental standardization on the basis of the best available technologies and estimation of environmental effectiveness for 1<sup>st</sup> category companies [Sushchestvennyye i markernyye pokazateli v ekologicheskom normirovanii na osnove nailuchshikh dostupnykh tekhnologiy i otsenki ekologicheskoy rezultativnosti predpriyatiy I kategorii]. In: *The best available technologies. Detection of the marker dyes in various industries* [Nailuchshiye dostupnyye tekhnologii. Opredeleniye markernykh veshchestv v razlichnykh optaslyakh promyshlennosti]: collect. papers. Moscow: Pero, 2016, no. 5. (Russ.)
7. PYSTINA, N.B. and N.V. POPADKO. Transition to the best available technologies in the oil-gas complex: issues and outlooks [Perekhod na nailuchshiye dostupnyye tekhnologii v neftegazovom komplekse: problem i perspektivy]. *Neftegazovaya vertical*. 2017, no. 11. (Russ.)
8. EUROPEAN UNION. Commission implementing decision of 9 October 2014 establishing best available techniques (BAT) conclusions, under Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council on industrial emissions, for the refining of mineral oil and gas (notified under document C (2014) 7155). *Official Journal of the European Union* [online]. ISSN 1977-0677. Available from: [http://ied.ineris.fr/sites/default/files/CELEX\\_32014D0738\\_EN\\_TXT.pdf](http://ied.ineris.fr/sites/default/files/CELEX_32014D0738_EN_TXT.pdf).

УДК 622.692.286

## Методические основы определения и нормирования технологических потерь природного газа на объектах малотоннажного производства и потребления СПГ

Г.С. Аكوпова<sup>1</sup>, В.В. Голушко<sup>1</sup>, Е.В. Дорохова<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: E\_Dorokhova@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Анализ российских стандартов и инструкций в области малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа (СПГ) показал, что в настоящее время нормативно-методическое обеспечение при определении технологических потерь природного газа в данной сфере деятельности отсутствует как на отраслевом, так и на федеральном уровнях. В связи с этим проблема определения норм технологических потерь природного газа для объектов малотоннажного производства и потребления СПГ приобретает все большую актуальность.

Настоящая статья содержит результаты проведенных исследований специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по обобщению зарубежных и отечественных методических основ определения и нормирования технологических потерь природного газа при производстве и потреблении СПГ и оценке объемов утечек газа на наземном технологическом оборудовании объектов малотоннажного производства и потребления СПГ на основе полученных экспериментальных данных.

Для расчета норм потерь природного газа определены технологические процессы, при которых происходит сброс газа в атмосферу (прямые потери) и при которых газ утилизируют и/или используют на собственные технологические нужды (условные потери).

Результаты статистических, аналитических и инструментальных исследований по оценке технологических потерь газа, в том числе с утечками, являются основой для разработки стандарта ПАО «Газпром» по нормированию технологических потерь природного газа для объектов малотоннажного производства и потребления СПГ.

В последнее время наряду с крупнотоннажным производством сжиженного природного газа (СПГ) все большие обороты набирает средне- (до 1 млн т в год) и малотоннажное (до 100 тыс. т в год) производство СПГ.

Текущее воздействие на окружающую среду при штатных ситуациях строительства, эксплуатации и ликвидации инфраструктуры СПГ хорошо регулируется законодательством и по большей части выполняется компаниями. При этом вопросы, связанные с технологическими потерями в атмосферу в течение технологического цикла СПГ, изучены недостаточно и часто недооцениваются.

Поскольку СПГ состоит преимущественно из метана (более 95 %), одного из основных парниковых газов, особую актуальность приобретает вопрос потерь газа, сопровождающихся выбросами в атмосферу, и влияние производства, применения и транспортировки СПГ на изменение климата.

Технологические потери природного газа и СПГ определяют за отчетный период (календарные сутки/месяц/квартал/полугодие/год) отдельно для каждого технологического процесса или установки/оборудования и в целом по объекту как сумму всех потерь расчетным методом или по показаниям счетчиков/расходомеров газа.

На каждом работающем объекте малотоннажного производства и потребления СПГ в соответствии с принятой схемой и технологией составляется материальный баланс газа, который помимо технологических потерь природного газа и СПГ при регламентных операциях включает потери газа с утечками в атмосферу, расход газа на собственные технологические нужды (СТН), погрешность средств измерения и учета газа.

Для определения технологических потерь газа расчетным методом выполнен комплекс исследований: анализ действующих нормативно-технических документов;

**Ключевые слова:** малотоннажное производство и потребление СПГ, нормы технологических потерь.

определены технологические процессы, при которых происходит сброс газа в атмосферу (прямые потери) и при которых газ утилизируют и/или используют на СТН (условные потери); определены состав и характеристики оборудования, участвующего в технологических процессах на объекте (подготовка и сжижение СПГ, транспортировка, хранение, регазификация и потребление СПГ).

Расчет технологических потерь представляет собой упрощенный метод их оценки и его не следует рассматривать как единственный. В зависимости от ситуации допускается применять другие методы, например численное моделирование.

Исходными данными для определения технологических потерь являются: физико-химические свойства природного газа и СПГ (состав, давление, температура, плотность); паспортные характеристики оборудования (производительность/мощность, геометрические параметры и т.п.); показания счетчиков/расходомеров газа; типы, характеристики и свойства адсорбентов, металлов и изоляционных материалов.

Технологические потери природного и сжиженного газа и СПГ при малотоннажном производстве и потреблении подразделяются на две группы.

1. Условные (при работающем газопотребляющем оборудовании):

- газ после регенерации адсорбентов (при условии использования газа на СТН – газовые электростанции (электрогенераторы) или котельные);
- отпарной газ с резервуаров хранения (при условии его утилизации);
- регазификация СПГ из трубопроводов выдачи после заправки авто (ж/д) цистерн (при работающей установке – перекачивание СПГ из трубопроводов выдачи в емкость хранения с дальнейшим использованием регазифицированного сжиженного природного газа на СТН);
  - возврат газа в газопровод;
  - возврат газа на компрессорную установку для повторного сжатия или на вход комплекса по производству СПГ для повторного сжижения;
  - газ на захолаживание оборудования: сепараторов, теплообменников, участков трубопроводов, арматуры, изоляции, резервуаров хранения, криогенного насоса, заправочного шланга и транспортных емкостей (нет выхода продукта, но при этом имеет место расход газа на захолаживание);

- СПГ, вытесненный из холодного блока и резервуаров при останове технологического оборудования на ремонт (при условии использования газа на СТН и пр.).

2. Прямые:

- при подготовке газа (с конденсатом в процессе осушки, при регенерации адсорбента, периодическом ремонте адсорберов или замене адсорбента);
- компримировании газа на компрессорном оборудовании;
- пуске турбодетандера;
- останове комплекса на плановый ремонт и при пуске после ремонта (опорожнение оборудования (сбросе давления); продувка технологического оборудования (емкостей, трубопроводов и т.п.) инертным газом; вытеснение инертного газа после ремонта; СПГ, вытесненный из холодного блока и резервуаров;
  - проверке работоспособности и срабатывании предохранительных клапанов;
  - отборе проб природного газа и СПГ для аналитического контроля компонентного состава;
  - дренировании (снижение давления в емкости газосбросом в атмосферу);
  - регазификации СПГ (по окончании заправки автоцистерны);
  - сливе несливаемого остатка СПГ из криогенной емкости (при проведении технического осмотра и ремонтных работ);
  - с утечками (негерметичность сальников, фланцевых и резьбовых соединений, запорной арматуры, свечей в положении свечных кранов «закрыто» и др.);
  - испарения при хранении и транспортировании СПГ;
  - потери СПГ по окончании сливно-наливных операций в автоцистерну (опорожнение заправочных шлангов и подводящих трубопроводов).

Источниками прямых потерь газа (организованных газосбросов природного и отпарного газов в атмосферу) на объектах малотоннажного производства и потребления СПГ являются свечи.

Для оценки объемов прямых потерь газа с утечками через сальники штоков компрессоров, от фланцевых и резьбовых соединений, запорной арматуры, свечей (в положении свечных кранов «закрыто») специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» совместно с представителями каждого репрезентативного

объекта были проведены инструментальные исследования на объектах малотоннажного производства и потребления газа, которые включали инструментальное измерение параметров утечек газа на наземном технологическом оборудовании и оценку объемов утечек газа на основе полученных экспериментальных данных и результатов расчетов.

В июне – августе 2016 г. на предмет обнаружения утечек газа было обследовано оборудование шести комплексов малотоннажного производства СПГ: КСПГ ГРС-4 (г. Екатеринбург), КСПГ с АГНКС (г. Калининград (ГРС-1)), КСПГ (д. Канюсята Пермского края), АГНКС № 8 (г. Петергоф), две АГНКС (г. Кингисепп и г. Первоуральск) и четырех станций приема, хранения и регазификации СПГ в Пермском крае и Свердловской области.

Подготовка и проведение инструментальных измерений параметров выбросов метана в составе природного газа и паров СПГ проводились в соответствии с корпоративными документами ПАО «Газпром».

Инструментальные исследования включали: обнаружение утечек метана в составе природного газа и паров СПГ на арматуре и свечах всех технологических площадок репрезентативных объектов; измерение параметров обнаруженных утечек метана; расчет и оценку объема утечек метана.

Для получения объективной информации и максимального объема статистических данных был выполнен большой объем измерений (табл. 1).

Результаты обнаружений и измерений утечек метана в составе природного газа и паров СПГ показали, что наибольший объем утечек приходится на свечи.

Результаты статистических, аналитических и инструментальных исследований по оценке технологических потерь газа, в том числе с утечками, являются основой для разработки стандарта ПАО «Газпром» по нормированию технологических потерь природного газа для объектов малотоннажного производства и потребления СПГ.

Стандарт разрабатывается с целью обеспечения повышения достоверности учета потерь природного газа при выполнении различных технологических операций и для применения дочерними и зависимыми обществами и организациями ПАО «Газпром», а также проектными, научными и сторонними организациями при нормировании технологических потерь природного газа и газосборов природного газа в атмосферу на объектах малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа исходя из технологических особенностей производственного цикла.

Таблица 1

### Результаты проведенных исследований по измерению параметров утечек метана на объектах малотоннажного производства и потребления СПГ

Объект исследования	Запорно-регулирующая арматура			Свечи			Кол-во измеренных утечек, всего, шт.	Суммарный объем измеренных утечек метана, м <sup>3</sup> /сут
	кол-во обследованных единиц, ед.	кол-во обнаруженных и измеренных утечек метана, шт.	рассчитанный объем утечек метана, м <sup>3</sup> /сут	кол-во обследованных единиц, ед.	кол-во обнаруженных и измеренных утечек метана, шт.	рассчитанный объем утечек метана, м <sup>3</sup> /сут		
КСПГ с АГНКС, г. Калининград	Более 300	24	12,56	28	16	48,54	40	61,10
КСПГ с АГНКС, г. Кингисепп	Более 150	13	3,28	–	–	–	13	3,28
АГНКС, г. Петергоф	Более 150	32	21,21	10	6	160,93	38	182,14
АГНКС, г. Первоуральск	Более 150	7	0,54	34	21	180,31	28	180,85
КСПГ ГРС-4, г. Екатеринбург	Более 200	25	28,29	6	0	–	25	28,29
КСПГ, д. Канюсята	Более 150	13	12,40	20	2	0,013	15	12,41
СПХР:								
• пос. Ильинский	Более 50	–	–	2	–	–	–	–
• с. Нердва	Более 50	–	–	2	–	–	–	–
• пос. Северный Коммунар	Более 50	1	0,02	2	–	–	1	0,02
• база отдыха «Озеро Глухое»	Более 50	–	–	2	–	–	–	–

Необходимо отметить, что ключевой проблемой, с которой сталкиваются как разработчики новых проектов, так и производители малотоннажного СПГ, является отсутствие обоснованных и непротиворечащих политик и нормативов в этой отрасли, в том числе в части учета и нормирования потерь природного газа. Ужесточение требований к выбросам парниковых газов от потребления ископаемых топлив, выбросам загрязняющих веществ и уровню экологичности автотранспортного сектора является серьезным стимулом для стремительного развития рынка малотоннажного производства и потребления СПГ, а следовательно, устранения пробелов нормативно-правовой базы.

В отчете Международного газового союза «Малотоннажное СПГ» 2015 г. [1] рекомендуется менее развитым рынкам малотоннажного СПГ при разработке новых проектов руководствоваться существующим и доступным в настоящее время международным набором стандартов и инструкций.

Анализ действующих на международном уровне отраслевых стандартов и инструкций в области малотоннажного производства СПГ показал, что наряду с достаточно хорошо проработанной нормативно-методической базой в области проектирования, безопасности производства, управления рисками и обучения

персонала в мире существует острая нехватка стандартов и методик, касающихся нормирования выбросов природного газа (метана) в атмосферу для объектов малотоннажного производства и потребления СПГ (табл. 2).

В Германии стандарты и нормативы по предотвращению выбросов газа в основном направлены на требования к герметичности. Уплотнительные элементы на фланцах и запорной арматуре должны быть сертифицированы (с соответствующим доказательством обеспечения достаточной степени герметичности). Герметичность фланцевых соединений и запорных кранов должна проверяться в соответствии с требованиями VDI RL2440. Обычно при этом используется метод перепада давления по DIN 28090-2, а метод испытания на утечку гелия – согласно DIN 2440. Стандарт EN 1770 «Проверка герметичности» содержит в себе описание многих методов контроля герметичности.

В большей степени в решении этой проблемы продвинулись США. Вопрос оценки и учета выбросов метана при операциях с СПГ в этой стране серьезно встал в 2006 г., тогда правительство Соединенных Штатов поручило Агентству по защите окружающей среды (EPA) США заняться исследованием данной проблемы.

Потребность иметь более полные знания об источниках и величине выбросов

Таблица 2

**Международные отраслевые стандарты и инструкции по учету технологических потерь в области малотоннажного производства СПГ**

Наименование документа	Краткое описание
Руководство API «Операции с СПГ. Последовательная методология оценки выбросов парниковых газов», версия 1.0, май 2015 г.	Руководство содержит подходы, принятые на международном уровне, по оценке выбросов парниковых газов (метана и диоксида углерода) от операций с СПГ с учетом специализированного оборудования, технологий сжижения и взаимосвязанной производственной инфраструктуры СПГ
Справочник API, Версия 3.0, август 2009 г. (The API Compendium, Version 3.0, August 2009)	Справочник содержит более подробное описание методов оценки выбросов для твердых дегидраторов осушителя пласта или альтернативных дегидраторов
Агентство по охране окружающей среды США, Федеральный реестр. Том 76. 23 декабря 2011 г.	В томе 76 приведен ряд типовых коэффициентов выбросов природного газа, которые могут использоваться для оценки фугитивных выбросов на заводах по переработке природного газа, включая сжижение и регазификацию СПГ, а также могут быть применены для узлов в собирающих трубопроводах и пароулавливающих компрессорах
Агентство по охране окружающей среды США, Федеральный реестр. Том 77. 24 августа 2012 г.	Исправленная версия тома 76
GRI/EPA: выбросы метана в газовой промышленности. Том 8. Утечки на оборудовании, 1996 г.	В документе представлена система учета выбросов метана в газовой отрасли на основе исследований GRI/EPA

парниковых газов от различных операций на протяжении всей технологической цепи СПГ была очевидна, поскольку уже тогда проекты по производству и использованию СПГ, в том числе малотоннажного, получали все большее распространение в мире. А разработка надежных методов оценки выбросов для различных операционных сегментов сектора СПГ способствовала бы получению непротиворечивых данных по выбросам и корректному учету потерь при операциях с СПГ.

Исследования, выполненные ЕРА по вопросу оценки вклада выбросов метана от операций с СПГ, показали, что существующие на тот момент методы оценки выбросов парниковых газов от операций с СПГ слишком завышают их реальные величины [2].

В области нефтегазовой отрасли США действует система стандартов API, разработанная некоммерческой организацией – Американским институтом нефти (American Petroleum Institute – API). На сегодня API поддерживает около 500 стандартов для всех сегментов нефтегазовой промышленности и активно взаимодействует с международной системой стандартизации ISO и другими организациями. Также институт имеет большой опыт в разработке методологий оценки выбросов парниковых газов для нефтегазовой отрасли, которые используются во всем мире, на них ссылаются в многочисленных правительственных и неправительственных протоколах и процедурах при расчетах и подготовке отчетов о выбросах парниковых газов.

В мае 2015 г. по проблеме оценки выбросов при производстве и потреблении сжиженного природного газа API подготовлено руководство «Операции с СПГ. Последовательная методология для оценки выбросов парниковых газов» (далее – Руководство). Руководство разработано с целью создания непротиворечивых и всесторонне принятых на международном уровне подходов по оценке выбросов парниковых газов, а именно метана и диоксида углерода, от операций со сжиженным природным газом с учетом специализированного оборудования, технологий сжижения и взаимосвязанной производственной инфраструктуры СПГ.

В документе рассматриваются источники выбросов крупнотоннажного производства СПГ. Но принимая в расчет, что такие операции,

как очистка и осушка газа, сжижение, хранение, перевозка и регазификация малотоннажного СПГ, не сильно отличаются от традиционной СПГ-индустрии, за исключением объемов, данное Руководство по этим сегментам представляет интерес для исследования.

В Руководстве базовый уровень учета выбросов метана от операций с СПГ состоит из величин выбросов от отдельных источников, полученных в результате расчетов и оценок, и агрегированных для занесения в Инвентаризацию (кадастр) выбросов парниковых газов, т.е. в  $\text{CO}_2$  эквиваленте ( $\text{CO}_2$ -экв). Результаты по выбросам могут быть получены либо посредством их прямого измерения на объектах эксплуатации, либо вычисления с использованием коэффициента выбросов и некоторой меры деятельности, приводящей к выбросу, называемой фактором деятельности. Коэффициенты выбросов характеризуют уровень выброса от конкретного источника и могут быть получены на основе специфичных для конкретной страны измерений или принимаются по опубликованным данным. Фактором деятельности является измеряемое количество, например количество оборудования или количество потребляемого топлива.

При выборе метода расчета количества выбросов метана и диоксида углерода используются четыре уровня, выбираемые исходя из требуемой достоверности получаемых результатов и доступности исходных данных: 1 – прямые измерения; 2 – массовый баланс; 3 – коэффициенты выбросов; 4 – инженерные вычисления. Метод 1 (с использованием прямых измерений) является самым достоверным, а метод 4, соответственно, имеет наибольшую неопределенность.

Представленная в Руководстве информация по выбросам и их источникам может служить инструментом для усовершенствования существующих методических компиляций сектора СПГ и выделения потенциальных источников выбросов в производственной цепи операций СПГ.

Типовые нормы потерь при хранении, загрузке и отгрузке СПГ, приведенные в табл. 3, рекомендуется использовать для оценки потенциальных выбросов метана в случае, если технологией не предусмотрено их улавливание или сжигание на факеле.

Таблица 3

## Типовые нормы потерь при хранении, загрузке и разгрузке СПГ

Источник	Норма потерь от типового выброса, %
Отпарной газ от резервуаров хранения, от общего объема резервуара в день [3]	0,050
Отпарной газ от судов во время отгрузки, от общего объема хранения на судне в день [4]	0,15
Потери от СПГ-транспортной трубы – пенно-полимерная изоляция [5], на км СПГ-транспортной трубы	0,0012
Потери от СПГ-транспортной трубы – порошковая изоляция [5], на км СПГ-транспортной трубы*	0,0006
Потери от СПГ-транспортной трубы – вакуумная изоляция [5], на км СПГ-транспортной трубы*	0,00012

\* На основе показателя скорости передачи СПГ 228 м<sup>3</sup>/мин и коэффициента теплопередачи изоляции стенки трубы  $U$  (Вт/(м<sup>2</sup>·К)) = 0,26 (пена), 0,13 (порошок) и 0,026 (вакуум).

## Фугитивные (диффузные) выбросы

Под фугитивными (диффузными) выбросами в Руководстве понимаются неорганизованные выбросы, которые попадают в атмосферу в виде утечек. Любое оборудование с герметизацией в области стыка двух поверхностей имеет потенциал для утечки. Утечки образуются, как правило, через штоки кранов, фланцев, резьбовые соединения, уплотнения вала компрессора. Диффузные выбросы также происходят от испаряющих источников. В разделе 6.0 Справочника API (версия 3.0; август 2009 г.) представлено подробное обсуждение различных методов, доступных для определения количества диффузных выбросов. Системы обращения с СПГ, по большей части, требуют сварных, а не фланцевых или резьбовых соединений, минимизируя, таким образом, диффузные выбросы.

Варианты для оценки диффузных выбросов включают:

- расчет по количеству оборудования (арматуры) и коэффициентам выбросов;
- мониторинг обнаружения утечек и инженерные вычисления с использованием модели.

**1. Расчет по количеству оборудования (арматуры) и коэффициентам выбросов.** Данный метод, называемый методом VDI (VDI – союз немецких инженеров), основан на подсчете количества различных типов оборудования, арматуры (например, кранов, резьбовых соединений, клапанов и т.д.) и применении к ним соответствующих коэффициентов выбросов (без разграничения арматуры на герметичную или негерметичную) для получения общих выбросов. Оценка выбросов с использованием коэффициентов для природного газа в целом может быть выполнена на основе

знания количества сжигаемого природного газа (CO<sub>2</sub>) и фугитивных выбросов (CH<sub>4</sub>).

Для оценки суммарных фугитивных выбросов от одного типа оборудования применяется формула

$$E = \sum (N_i E_{fi}) t,$$

где  $E$  – суммарные фугитивные выбросы от определенного типа оборудования, кг/год;  $N_i$  – количество определенного типа оборудования, ед.;  $E_{fi}$  – удельные выбросы от определенного типа оборудования, кг/ч;  $t$  – количество часов работы оборудования в год, ч/год.

Этот метод прост в применении, поскольку требует только знания количества клапанов, резьбовых соединителей и т.д. Недостатком является то, что использование коэффициентов обеспечивает оценку лишь потенциальных, а не фактических выбросов. К тому же этот подход не позволяет оценить тенденции в изменении величины выбросов, так как единственной переменной является количество оборудования/арматуры, которое в большинстве операций значительно не меняется.

В табл. 4 представлен ряд коэффициентов выбросов метана по умолчанию для оборудования и арматуры, характерных для хранения, отгрузки/разгрузки СПГ в терминалах. Коэффициенты характеризуют средние выбросы в час на тип оборудования/арматуры. Для определения количества общих диффузных выбросов метана для этих операций необходимо знать количество оборудования/арматуры в каждой из указанных категорий и часы их работы. Отдельно в табл. 5 представлены коэффициенты выбросов для паровозвратных компрессоров на основе

Таблица 4

**Коэффициенты выбросов метана по умолчанию на тип узла для терминалов хранения и загрузки/отгрузки СПГ [6]**

Оборудование/арматура	Коэффициент выбросов [7]*	
	ст. фут <sup>3</sup> /час/оборудование	ст. м <sup>3</sup> /час/оборудование
Кран, клапан	1,19	0,0337
Уплотнение насоса	4,00	0,1133
Соединители (фланцы и резьбовые фитинги)	0,34	0,009628
Другое**	1,77	0,05012
Компрессоры пароуловителей**	4,17	0,1181

\* См. табл. W-5, W-6 [6]; основаны на принятой доле метана в составе природного газа 93,4 %.

\*\* Коэффициент выбросов, в ед.: стандартный кубический фут/час/компрессор.

Таблица 5

**Общие коэффициенты выбросов углеводородов по умолчанию для обнаруженных утечек в расчете на единицу оборудования для сектора «переработка газа» [7, см. табл. W-2]**

Оборудование/арматура	Коэффициент выбросов природного газа	
	ст. фут <sup>3</sup> /ч/оборудование	ст. м <sup>3</sup> /ч/оборудование
Разгерметизированное оборудование компрессоров		
Кран*	14,84	0,42
Соединители (фланцы и резьбовые фитинги)	5,59	0,16
Разомкнутая на конце линия	17,27	0,49
Клапан для стравливания давления	39,66	1,12
Измерительный прибор	19,33	0,55
Разгерметизированное оборудование некомпрессорное		
Кран*	6,42	0,18
Соединители (фланцы и резьбовые фитинги)	5,71	0,16
Разомкнутая на конце линия	11,27	0,32
Клапан для стравливания давления	2,01	0,06
Измерительный прибор	2,93	0,08
Собирающий газопровод	2,81**	0,13***

\* Включают регулирующие краны, клиновые задвижки и перепускные краны.

\*\* Стандартный кубический фут/час/миля.

\*\*\* Стандартный кубический метр/час/километр.

количества компрессоров, а не оборудования/арматуры.

## 2. Мониторинг обнаружения утечек.

Выбросы метана могут быть оценены путем проведения обследования по идентификации разгерметизированного оборудования и получения коэффициентов выбросов применительно к тем источникам, от которых исходят утечки природного газа. Такая оценка более точна, чем с использованием коэффициентов по умолчанию, поскольку здесь коэффициенты применены к фактическим обнаруженным утечкам.

Для применения этого метода объектами СПГ диффузные выбросы рассчитываются упрощенным способом, приведенным в Федеральном реестре Агентства по охране окружающей среды США [7]:

- все эксплуатируемое оборудование должно быть проверено, по крайней мере, один

раз, например во время проведения планово-предупредительного ремонта;

- по каждому типу оборудования, классифицированного как негерметичное (> 10,000 ppm), должны быть посчитаны выбросы с учетом соответствующих коэффициентов, полученных по результатам измерений выброса, и часов работы для получения общих выбросов;

- дополнительные выбросы от компрессоров пароуловителей должны определяться путем применения коэффициента выбросов к общему количеству компрессоров.

В табл. 5 приведен ряд типовых коэффициентов выбросов, которые могут использоваться для оценки диффузных выбросов на заводах по переработке природного газа, включая сжижение и регазификацию СПГ, а также могут быть применены для узлов в собирающих трубопроводах и пароулавливающих

компрессорах. Коэффициенты выбросов представлены с точки зрения всего природного газа, и требуется дополнительное преобразование в  $\text{CH}_4$  на основе специфичных для места данных о составе газа.

Руководство ЕМЕП/ЕЕА (Европейское агентство по окружающей среде) 2016 г. по инвентаризации выбросов загрязняющих веществ и Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК-2006) содержат рекомендации по методам оценки выбросов от 1-го уровня детализации (метод по умолчанию) до 3-го уровня (наиболее подробный метод). Рекомендации содержат информацию по коэффициентам выбросов или другим параметрам, математические расчеты, используемые при составлении оценок, а также источники данных о деятельности для оценки общего уровня выбросов.

Инструкции по предотвращению и сокращению выбросов из диффузных источников включены также в BREF «Refining of Mineral Oil and Gas» 2015 г. Европейского бюро комплексного предотвращения и контроля загрязнений (EIPPCB).

Документ Европейского союза по осуществлению и применению природоохранного законодательства (IMPEL) «Диффузные выбросы ЛОС. Методы оценки, меры по снижению. Лицензирование и правоприменительная практика, 2000 г.» включает обзор методов для идентификации утечек и оценки ежегодного выброса. Некоторые подходят для обнаружения утечки, другие – для оценки ежегодного

выброса или являются универсальными. Приводятся методики ЕРА, а также другие методы, основанные на разработках ЕРА и API. Кроме того, приведены рекомендации по сокращению и ликвидации выбросов из диффузных источников.

Технические комитеты Европейского комитета по стандартизации (CEN) осуществляют стандартизацию процедуры оценки утечек и разработку общих принципов мониторинга производственного оборудования. Издан протокол по определению эмиссии летучих соединений на основе разработок Американского агентства по охране окружающей среды ЕРА.

Европейский союз федераций химической промышленности (CEFIC) обеспечивает обзор наилучших имеющихся методов для контроля утечек летучих соединений в химических и нефтехимических производствах (утечка газа в клапанах, фланцах, предохранительных клапанах, насосах и уплотнениях компрессоров, точках отбора проб, люках и др.).

Техническая ассоциация Европейской индустрии природного газа (Marsogaz) в 2007 г. опубликовала Методологию для оценки выбросов метана на основе коэффициентов выбросов с перечнем практик и технологий, используемых для снижения выбросов метана на объектах газовой инфраструктуры. Используется трехуровневый подход для оценки выбросов.

Перечень действующих в настоящее время национальных и корпоративных стандартов, инструкций и методик по определению норм технологических потерь на объектах газовой отрасли приведен в табл. 6.

Таблица 6

**Национальные и корпоративные стандарты,  
методики по учету технологических потерь природного газа**

Наименование документа	Краткое описание
Методика определения технологических потерь сжиженных углеводородных газов на газонаполнительных станциях, газонаполнительных пунктах и автогазозаправочных станциях. Разработана ОАО «Гипрониигаз»	Предназначена для определения технологических потерь в процессе проведения операций слива-налива сжиженных углеводородных газов (СУГ), технического обслуживания и ремонта технологического оборудования данных объектов (независимо от их организационно-правовой формы собственности), предназначенных для обеспечения СУГ потребителей, использующих эти газы в качестве топлива, в том числе автомобильного
РД 153-39.4-079-01. Методика определения расходов газа на технологические нужды предприятий газового хозяйства и потерь в системах распределения газа	Предназначен для эксплуатационных организаций газового хозяйства (газораспределительных организаций) ТЭК РФ независимо от форм собственности. Позволит организовать объективный учет расходов природного газа на технологические нужды и потерь газа в системах его распределения, обеспечение рационального и экономного использования газа самими газораспределительными организациями, снижение потерь газа

Наименование документа	Краткое описание
ОСТ 153-39.2-046-200.3. Методика определения нормативов технологических потерь газообразного и жидкого углеводородного сырья при его компримировании и переработке	Предназначен для контроля за фактическим уровнем потерь газообразного и жидкого углеводородного сырья на КС и газоперерабатывающих предприятиях в условиях стабильной эксплуатации объектов при фактических режимах работы оборудования, а также для разработки системы мер по сокращению потерь углеводородного сырья в рамках программы энерго- и ресурсосбережения
СТО Газпром 3.2-3-016-2011. Методика определения нормативных технологических потерь природного газа, газового конденсата, нефти на перерабатывающих объектах ОАО «Газпром» (основан на ОСТ 153-39.2-046-2003). Разработан ООО «Газпром развитие» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	Предназначен для использования дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром» при контроле проведения работ, нормировании и планировании расхода ресурсов на перерабатывающих объектах, имеющих в своем составе мощности по переработке природного газа, газового конденсата, нефти
СТО Газпром 11-2005. Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО «Газпром». Разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	Предназначен для определения валовых выбросов углеводородов в атмосферу при бурении скважин, добыче углеводородного сырья, промышленной и заводской обработке, транспорте, хранении и использовании природного газа и газового конденсата. Применим для использования экологическими службами дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром», осуществляющих бурение скважин, добычу, переработку, транспорт и хранение газа, а также научно-исследовательскими и проектными организациями газовой и смежных отраслей топливно-энергетического комплекса
СТО Газпром 2-1.19-128-2007. Технические нормы выбросов и утечек природного газа от технологического оборудования. Разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	Предназначен для расчета технических норм выбросов и утечек природного газа от технологического оборудования при подготовке инвентаризации по выбросам природного газа (метана) от организованных и неорганизованных источников выделения; установлении нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) метана и расчета платежей за выбросы метана в атмосферу; обосновании квотируемых объемов выбросов и утечек природного газа (метана) в атмосферу
СТО Газпром 031-2007. Методика проведения измерений объемов эмиссии метана в атмосферу на объектах ОАО «Газпром». Разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	Предназначен для применения при проведении работ по инструментальному обследованию технологического оборудования, коммуникаций и арматуры объектов добычи, транспортировки, хранения, переработки и распределения природного газа с целью обнаружения, измерения параметров и определения фактических объемов неорганизованных эмиссий метана с утечками природного газа и его организованных выбросов в атмосферу
РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. Разработан ОАО «НИПИгазпереработка» (г. Краснодар)	Предназначен для расчета неорганизованных выбросов, обусловленных утечками перерабатываемого углеводородного сырья и продуктов его переработки из технологических аппаратов, агрегатов и запорно-регулирующей арматуры установок и товарно-сырьевых парков (НПЗ и ГПЗ, КС) промышленных установок подготовки и переработки нефти и газа и др. объектов нефтегазовой промышленности при работе их в регламентном режиме
СТО Газпром 2-1.19-060-2006. Инструкция по расчету и нормированию выбросов газонаполнительных станций (ГНС). Разработан ОАО «Промгаз»	Предназначен для обеспечения единого подхода при определении параметров выбросов ГНС для разработки и оформления проектов нормативов ПДВ
СТО Газпром 2-1.19-058-2006. Инструкция по расчету и нормированию выбросов ГРС (АГРС, ГРП), ГИС. Разработан ОАО «Газпром промгаз»	Предназначен для обеспечения единого подхода и унификации работ при определении параметров выбросов ГРС (ГРП, ГРУ), ГИС, а также для разработки и оформления проектов нормативов ПДВ
СТО Газпром 2-1.19-307-2009. Инструкция по расчету объемов выбросов, сбросов и промышленных отходов на объектах транспорта и хранения газа. Разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	Устанавливает порядок и методику проведения расчетов объемов выбросов, сбросов загрязняющих веществ и промышленных отходов на объектах транспорта и хранения газа
СТО Газпром 2-1.19-540-2011. Нормирование выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при добыче, транспорте и хранении газа. Разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	Применяется для определения параметров выбросов от производственных объектов добычи, транспорта и хранения газа

Наименование документа	Краткое описание
СТО Газпром 3.1-2-002-2008. Методика определения нормативов потерь газа горючего природного при добыче в организациях ОАО «Газпром». Разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	Предназначен для постатейного расчета нормативных потерь горючего природного газа при добыче добывающими организациями ПАО «Газпром». Применен для расчета фактических потерь природного газа по всем статьям потерь для осуществления анализа и контроля за потерями и для составления плана организационно-технических мероприятий по сокращению потерь природного газа при добыче добывающей организацией
СТО Газпром 3.1-2-004-2008. Методика определения нормативов потерь конденсата газового при добыче в организациях ОАО «Газпром». Разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	Предназначен для постатейного расчета нормативных потерь конденсата газового при добыче добывающими организациями ПАО «Газпром». Применен для расчета фактических потерь конденсата газового по всем статьям потерь для осуществления анализа и контроля за потерями и для составления плана организационно-технических мероприятий по сокращению потерь конденсата газового при добыче добывающей организацией
СТО Газпром 3.2-3-016-2011. Методика определения нормативных технологических потерь природного газа, газового конденсата, нефти на перерабатывающих объектах ОАО «Газпром». Разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	Предназначен для использования дочерними обществами и организациями ОАО «Газпром» при контроле проведения работ, нормировании и планировании расхода ресурсов на перерабатывающих объектах, имеющих в своем составе мощности по переработке природного газа, газового конденсата, нефти
СТО Газпром 3.2-3-017-2011. Методика определения норм расхода и нормативной потребности природного газа на собственные технологические нужды перерабатывающих объектов ОАО «Газпром». Разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	Предназначен для целей обеспечения эффективного использования и нормирования расхода топливно-энергетических и материальных ресурсов, а также стимулирования газо- и энергосбережения на перерабатывающих объектах
СТО Газпром 3.3-2-024-2011. Методика нормирования расхода природного газа на собственные технологические нужды и технологические потери магистрального транспорта газа. Разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	Применен для постатейного расчета фактического расхода газа на СТН, не имеющего приборного учета
СТО Газпром 2-1.19-628-2012. Контроль и инвентаризация выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для производственных объектов ОАО «Газпром». Разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	Распространяется на различные типы источников выделений и выбросов загрязняющих веществ эксплуатируемого парка технологического оборудования производственных объектов ПАО «Газпром». Устанавливает: методологию инвентаризации, порядок контроля, выбросов загрязняющих веществ; методические положения по определению параметров и характеристик выбросов загрязняющих веществ от оборудования, агрегатов, установок и при выполнении технологических операций
СТО Газпром 2-1.22-175-2007. Нормы эксплуатационных расходов на производство компримированного природного газа. Разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	Устанавливает нормы и методы расчета эксплуатационных расходов на производство компримированного природного газа для всех типов АГНКС. Нормы и методы расчета применимы для определения эксплуатационных расходов на компримирование природного газа по статьям затрат: материалы, газ на собственные нужды и технологические потери, электроэнергия

\*\*\*

Результаты анализа российских стандартов и инструкций в области малотоннажного СПГ показали, что в настоящий момент нормативно-методическое обеспечение в области определения потерь природного газа на объектах малотоннажного производства и потребления СПГ отсутствует как на отраслевом, так и на федеральном уровнях.

В то же время разработаны и действуют отраслевые нормы и методики определения

потерь природного газа на предприятиях газового хозяйства, газораспределительных и газоизмерительных станциях, объектах транспорта и хранения газа, добычи и переработки газа, газового конденсата, нефти, а также сжиженных углеводородных газов на газонаполнительных и автогазозаправочных станциях, технологическое оборудование которых также может использоваться на объектах малотоннажного производства и потребления СПГ.

Приведенные данные по зарубежному и национальному опыту в формировании подходов в области определения и нормирования потерь природного газа при выполнении различных технологических операций на объектах

производства и использования СПГ должны стать основой для разработки отечественных технических нормативов выбросов природного газа в атмосферу для объектов малотоннажного производства и потребления СПГ.

### Список литературы

1. Liquefied Natural Gas (LNG) operations. Consistent methodology for estimating greenhouse gas emissions. Version 1.0. May 2015.
2. Methane emissions from LNG operations: Discussion paper. Virginia, USA. November 2006.
3. Féger D. An innovative way of reducing BOG on existing or «new built» LNG storage tanks / D. Féger // Proceedings LNG16 Congress. Algeria, April 2010.
4. Sempra LNG&Midstream. GHG life-cycle emissions study: U.S. natural gas supplies and international LNG. November 2008.
5. Kitzel B. Choosing the right insulation / B. Kitzel // LNG Industry, Spring 2008.
6. The API Compendium. Version 1.0. May 2015 .
7. US Environmental Protection Agency, Federal Register. December 23, 2011. V. 76. – P. 80594; amended at August 24, 2012. V. 77. – P. 51495.

## Methodological principals for defining and standardizing technological losses of natural gas at the LNG low-tonnage production and consumption facilities

G.S. Akopova<sup>1</sup>, V.V. Golushko<sup>1</sup>, Ye.V. Dorokhova<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: E\_Dorokhova@vniigaz.gazprom.ru

**Keywords:** liquefied natural gas (LNG), low-tonnage LNG production, LNG consumption, standards for technological losses.

**Abstract.** Analysis of Russian standards and instructions regarding the low-tonnage production and consumption of the liquefied natural gas (LNG) showed that nowadays there are neither federal nor branch directives on determination of the correspondent technological losses. So, standardization of technological losses of natural gas for the low-tonnage facilities aimed at LNG production and processing is quite actual.

This paper presents results of work carried out by the specialists from Gazprom VNIIGAZ LLC on summarizing of foreign and domestic principals of determination and rationing losses of natural gas in course of LNG production and consumption. Also the amounts of gas seepage from the above-ground equipment at low-tonnage LNG facilities are estimated using experimental data.

To calculate rates of natural gas loss some manufacturing processes are singled out. These are the particular processes when the atmospheric vent of gas occurs (direct losses) and gas is being utilized and/or applied to own technological purposes (conditional losses).

Results of statistical, analytical and instrumental researches on estimation of gas in-process losses including leakages form a base for elaboration of the Gazprom standard on rationing of the technological losses of natural gas regarding the low-tonnage LNG production and consumption facilities.

### References

1. *Liquefied Natural Gas (LNG) operations. Consistent methodology for estimating greenhouse gas emissions.* Version 1.0. May 2015.
2. *Methane emissions from LNG operations: discussion paper.* Virginia, USA. November 2006.
3. FÉGER, D. An innovative way of reducing BOG on existing or «new built» LNG storage tanks. In: *Proc. of LNG16 Congress.* Algeria, April 2010.
4. SEMPRE LNG&MIDSTREAM. *GHG life-cycle emissions study: U.S. natural gas supplies and international LNG.* SAN DIEGO, November 2008.
5. KITZEL, B. Choosing the right insulation. *LNG Industry.* Spring 2008. ISSN 1747-1826.
6. *The API Compendium.* Version 1.0. May 2015.
7. US ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Federal Register.* December 23, 2011, vol. 76, pp. 80594; and amended at August 24, 2012, vol. 77, pp. 51495.

УДК 579.6:628.3

## Оценка устойчивости к токсикантам аэробных гранул активного ила сооружений биологической очистки сточных вод газовой отрасли

Н.С. Хохлачев<sup>1\*</sup>, Н.В. Попадьюк<sup>1</sup>, Л.А. Митяева<sup>1</sup>, А.Г. Фалин<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

<sup>2</sup> ООО «Газпром добыча Краснодар», Российская Федерация, 350051, г. Краснодар, шоссе Нефтяников, д. 53

\* E-mail: N\_Khokhlachev@vniigaz.gazprom.ru

### Ключевые слова:

сточные воды, интенсификация очистки сточных вод, аэробный гранулированный активный ил, токсиканты, оксидативный стресс.

**Тезисы.** В статье рассмотрены актуальные вопросы интенсификации биологической очистки сточных вод. Сделан акцент на том, что технология гранулированного аэробного активного ила высокоэффективна и имеет большое будущее, включена в перечень перспективных технологий очистки сточных вод в российском информационно-техническом справочнике наилучших доступных технологий (ИТС 10-2015).

Особое внимание уделено результатам исследования аэробных гранул активного ила по оценке их устойчивости к токсикантам, характерным для сточных вод нефтегазового комплекса. Рассмотрены объекты и методы исследования, проанализированы полученные результаты. Сделан вывод об устойчивости аэробного гранулированного активного ила к токсикантам и эффективности использования потенциала микробиоценоза активного ила для интенсификации очистки сточных вод.

Обеспечение эффективного водоотведения является одной из стратегических целей долгосрочного развития системы водопользования ПАО «Газпром», принятых в Водной стратегии Общества на период до 2020 г. Обеспечивая достижение поставленной цели, дочерние общества и организации ПАО «Газпром» реализуют комплекс мероприятий, направленных на рациональное водопользование, повышение эффективности эксплуатации системы водопользования и сокращение сброса загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты. Результаты реализации мероприятий достаточно впечатляющие: за период 2012–2016 гг. объем загрязненных сточных вод объектов ПАО «Газпром», отведенных в поверхностные водные объекты, сократился на 67 %. Однако в общем объеме платы на сверхнормативное воздействие более 80 % составляет плата за сбросы сточных вод. Кроме того, даже относительно небольшой объем сброса загрязненных сточных вод оказывает негативное воздействие на компоненты окружающей среды [1, 2].

Основу парка очистных сооружений отрасли составляют сооружения биологической очистки [1]. Причинами недостаточно эффективной очистки сточных вод являются неравномерность поступления сточных вод (по количественным и качественным показателям), несоответствие фактического состава и объемов поступающих сточных вод проектным решениям, неэффективная работа биоценоза активного ила, физический износ оборудования и т.д. Типовая технология очистки сточных вод с активным илом во взвешенном состоянии в основном не обеспечивает нормативных требований к очистке сточных вод по биологическому потреблению кислорода, биогенным элементам, взвешенным веществам и другим показателям [2]. Между тем биологические методы очистки сточных вод остаются наиболее эффективными и экономически целесообразными для очистки хозяйственно-бытовых и близких к ним по составу производственных сточных вод.

Парк очистных сооружений объектов ПАО «Газпром» требует дорогостоящей реконструкции и модернизации. Эксплуатация локальных очистных сооружений,

расположенных на удаленных производственных объектах, в отсутствие сервисных центров и профессионального обслуживания вызывает значительные затруднения, что выражается в дополнительной финансовой нагрузке. В условиях Крайнего Севера проблемы организаций, эксплуатирующих системы водопользования, возрастают многократно. К жестким нормативам качества очищенных сточных вод, отводимых в поверхностные водные объекты, для микроорганизмов биологических очистных сооружений к общему набору неблагоприятных факторов добавляются неблагоприятный температурный режим, наличие в сточных водах специфических для нефтегазового комплекса загрязнений [3].

Разработка технологий (методов) по интенсификации существующих схем биологической очистки сточных вод направлена на снижение платы за сброс загрязненных сточных вод, уменьшение капитальных и эксплуатационных затрат за счет сокращения инвестиций в реконструкцию станций очистки сточных вод, снижения текущих затрат на сбор и очистку сточных вод, капитальный ремонт основных фондов по сбору и очистке сточных вод.

Основными путями интенсификации работы очистных сооружений являются:

- изменение аппаратного оформления процесса очистки сточных вод;
- применение дополнительных физико-химических методов обработки сточных вод;
- использование потенциала микроорганизмов активного ила в биологической стадии очистки сточных вод.

Первые два пути в большинстве случаев связаны либо с необходимостью значительных капитальных затрат, либо с возникновением вторичного загрязнения, которое также необходимо будет обеззараживать и перерабатывать. Последний путь представляется наиболее перспективным как не требующий капитальных затрат, с одной стороны, и высокоэффективным, с другой [4].

Одним из способов использования потенциала микроорганизмов активного ила биологических очистных сооружений является применение технологии аэробного гранулированного активного ила, что позволяет достичь требуемых показателей очистки сточных вод даже в сложных условиях.

Если традиционные разновидности аэробной биологической очистки сточных вод

в аэротенках со взвешенным активным илом и на биофильтрах с биопленками применяются уже 100 лет, то очистка с использованием гранулированного аэробного активного ила развивается только последние десятилетия [5]. В 2004 г. в Мюнхене состоялась первая научная конференция, посвященная вопросам аэробного гранулированного активного ила [6].

Гранулированный аэробный активный ил (ГААИ) представляет собой прочные сферические самообразующиеся агрегаты микроорганизмов с плотной компактной структурой и хорошей способностью к осаждению. Гранулы имеют четкие контуры и видны как отдельные объекты размером более 0,1 мм после осаждения [7].

В настоящий момент технология аэробного гранулированного активного ила успешно развивается и за рубежом, и в России [5–8] и уже включена в перечень перспективных технологий биологической очистки сточных вод информационно-технического справочника наилучших доступных технологий ИТС 10-2015 «Очистка сточных вод с использованием централизованных систем водоотведения поселений, городских округов».

Аэробный гранулированный ил обычно образуется в периодическом режиме культивирования, а промышленное применение его предполагается в отъемно-доливных реакторах. Каждая гранула представляет собой фактически микробиореактор, разделенный на участки, в каждом из которых проходят процессы нитрификации и денитрификации, а также поддерживается активный рост фосфор-аккумулирующих микроорганизмов, при этом происходит защита всего биоценоза от токсинов, так как гранулы покрыты полисахаридным матриксом.

Несмотря на то что первые сообщения об исследовании технологии ГААИ в России датируются серединой 1990-х гг., внедрение и распространение данной технологии сдерживается малым жизненным циклом гранул активного ила. Кроме того гранулы не всегда устойчивы к поступающим на очистные сооружения токсикантам, что дополнительно ограничивает их применимость, равно как и хлопьев активного ила, а дополнительное усложнение гидродинамики процесса очистки сточных вод повышает затраты. Именно эти вышеперечисленные факторы и стали опорными точками в проведенном исследовании.

### Характеристика модельных смесей

Показатель	Значение	
	смесь 1	смесь 2
Химическое потребление кислорода, ХПК, мг O <sub>2</sub> /л	374,4 ± 70,1	622,1 ± 94,1
Аммонийный азот, NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> , мг/л	22,4 ± 5,8	21,9 ± 4,5
Нитриты, NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> , мг/л	0,65 ± 0,11	0,62 ± 0,08
Нитраты, NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , мг/л	21,6 ± 5,1	20,8 ± 4,2
Фосфаты, PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> , мг/л	6,9 ± 1,5	7,3 ± 2,0

Объектами исследования являлись хлопьевидный аэробный активный ил и гранулированный аэробный активный ил.

В качестве субстрата для активного ила использовались модельные смеси: хозяйственно-бытовые сточные воды (смесь 1) объектов газовой и производственные сточные воды (смесь 2), близкие по составу к хозяйственно-бытовым, содержащие нефтепродукты (таблица).

Активный ил культивировали на шейкере Companion SI-600 при 200–220 об/мин и циклическом отъемно-доливном режиме очистки сточных вод.

Исследовались различные варианты процесса: как с внесением агента стресса – пероксида водорода, так и без него.

Начальная концентрация активного ила составляла около 3 г/л, при этом активный ил во всех линиях был получен из одной и той же экологической ниши и предварительно смешан, после этого его разделили на равные части и поместили в колбы объемом 750 мл при наполненности не более 100 мл.

Морфология активного ила изучалась световой микроскопией на микроскопе «Биолам П2-1» с различным увеличением. Показатели очистки сточных вод (ХПК, NH<sub>4</sub><sup>+</sup>, NO<sub>2</sub><sup>-</sup>, NO<sub>3</sub><sup>-</sup>, PO<sub>4</sub><sup>3-</sup>) измерялись стандартными методами<sup>1</sup>.

На первом этапе исследований была установлена физиологически значимая доза агента стресса, которая составила около 0,6 г/л H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>, т.е. концентрация пероксида водорода, которая не подавляла полностью развитие сообщества активного ила, но при этом стимулировала микроорганизмы к активизации процессов жизнедеятельности.

Опыт проводился при фоновом освещении на модельной смеси 1, в отъемно-доливном

режиме, при этом цикл очистки составил около 96 ч.

Далее были проведены исследования процесса очистки модельной смеси 1 флокулами активного ила. При этом к концу цикла остаточные показатели снизились по ХПК на 84 %, а фосфаты выросли в 2,5 раза, что свидетельствует о неоптимальном состоянии хлопьев активного ила (рис. 1) и практически полном отсутствии фосфораккумулирующих микроорганизмов.

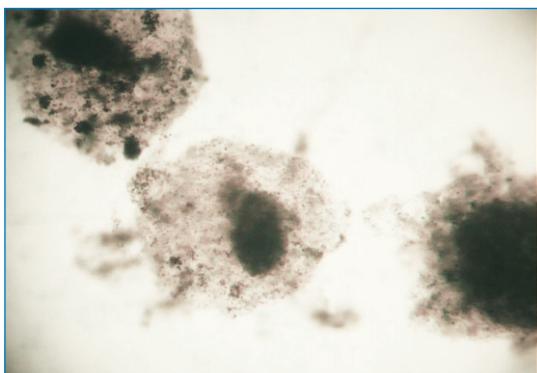
Затем провели изучение процесса очистки модельной смеси 1 гранулами активного ила, полученными в ходе длительного культивирования в условиях качалочных колб, при этом наилучшие результаты показали гранулы аэробного активного ила, стабилизированные воздействием агента стресса.

Ключевые показатели (концентрация ХПК, фосфатов, нитратов, нитритов, аммония) после очистки соответствовали ПДК для воды водоемов рыбохозяйственного назначения. При этом оформились ГАИИ (рис. 2), которые помимо высокой эффективности очистки характеризовались хорошими седиментационными свойствами.

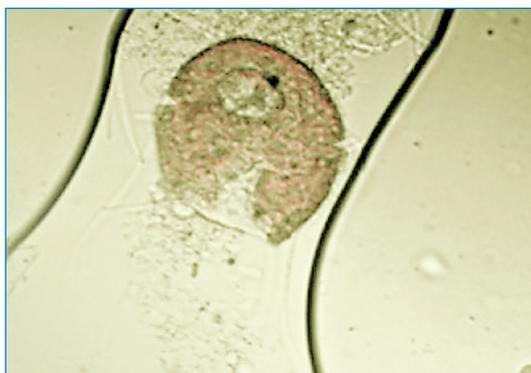


**Рис. 1. Агломераты активного ила после 900 ч культивирования**

<sup>1</sup> См. ИТС 10-2015; РД 52.24.421-2007. Химическое потребление кислорода в водах. Методика выполнения измерений титриметрическим методом.



**Рис. 2. Гранула активного ила после 900 ч культивирования. Увеличение 10×40**



**Рис. 3. Разрушение гранул активного ила без воздействия пероксида водорода после изменения субстрата**

На втором этапе работы было проведено исследование процесса очистки модельной смеси 2 гранулами аэробного активного ила.

Первый опыт проводился с гранулами, не стабилизированными воздействием пероксида водорода (рис. 4). ГААИ были получены в ходе длительного культивирования на модельной смеси 1 в отъемно-доливном режиме. Затем, не меняя режим и цикл внесения субстрата, была заменена модельная смесь 1 на модельную смесь 2, и гранулы начали разрушаться (рис. 3).

При этом наблюдалось ухудшение качества очистки модельной сточной воды (см. рис. 4).

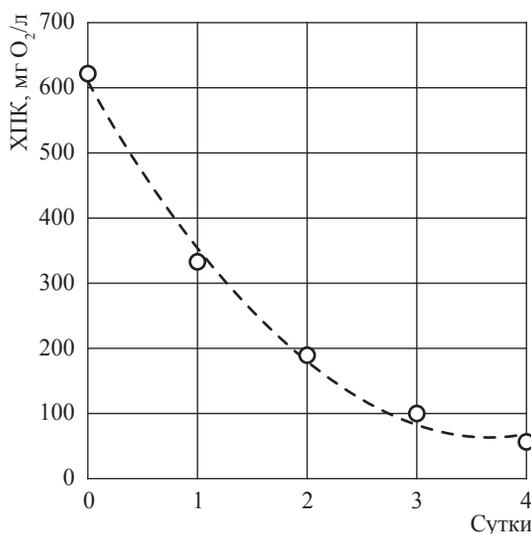
Второй опыт был проведен с гранулами, стабилизированными воздействием пероксида водорода (рис. 6).

ГААИ были получены в ходе длительного культивирования на модельной смеси 1 в отъемно-доливном режиме с внесением пероксида водорода, затем, не меняя режим и цикл внесения субстрата, была изменена модельная смесь, и гранулы не разрушились, лишь немного изменился их микробный профиль (рис. 5).

При этом наблюдалось сохранение качества очистки модельной сточной воды (рис. 6).

\*\*\*

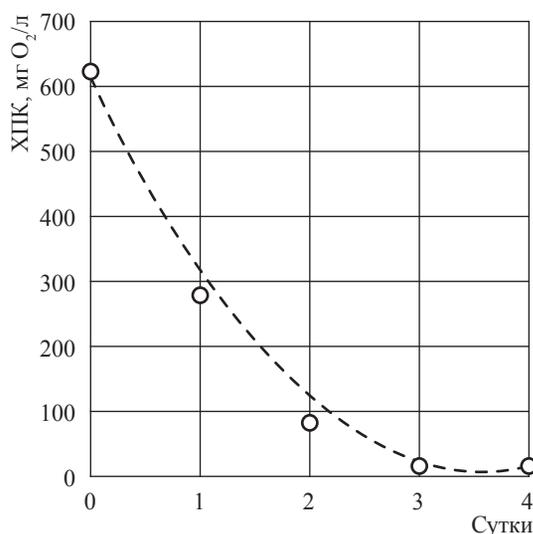
Таким образом, проведенное исследование показало, что применение технологии гранулированного аэробного активного ила эффективно для очистки производственных, хозяйственно-бытовых, и близких по составу к ним сточных вод, в том числе нефтесодержащих. И в том, и другом случаях гранулированный аэробный активный ил обеспечивает



**Рис. 4. Зависимость ХПК от времени при очистке активным илом без воздействия пероксида водорода после изменения субстрата**



**Рис. 5. Гранула аэробного активного ила, стабилизированная воздействием пероксида водорода после изменения субстрата**



**Рис. 6. Зависимость ХПК от времени при очистке активным илом, стабилизированным воздействием пероксида водорода после изменения субстрата**

очистку сточных вод до требуемых природоохранных нормативов. Следовательно, на положительный эффект очистки с использованием гранулированного аэробного активного ила содержание нефтепродуктов как токсиканта не оказывает отрицательного воздействия.

Также исследование подтвердило возможность и результативность использования воздействия оксидативного стресса (пероксида водорода) для интенсификации биологического процесса очистки сточных вод.

## Список литературы

1. Аكوпова Г.С. Сточные воды, отходы производства и потребления объектов ОАО «Газпром»: актуальные проблемы и пути их решения / Г.С. Аكوпова, Н.В. Попадью, Л.В. Стрекалова и др. – М.: ИРЦ Газпром, 2008.
2. Романенко В.А. Перспективы развития системы водоотведения ОАО «Газпром» / В.А. Романенко, Н.Б. Пыстина, Г.С. Аكوпова и др. // Вести газовой науки: охрана окружающей среды, энергосбережение и охрана труда в нефтегазовом комплексе: инновации, технологии, перспективы. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 2(13). – С. 31–36.
3. Пыстина Н.Б. Региональные аспекты и перспективы применения наилучших доступных технологий на полуострове Ямал: обз. инф. / Н.Б. Пыстина, Н.В. Попадью, Б.О. Будников и др. – М: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – 128 с.
4. Денисов А.А. Очистка сточных вод от тяжелых металлов с помощью внеклеточных биополимеров / А.А. Денисов, Л.И. Жуйкова // Экология и промышленность России. – 2007. – № 8. – С. 42–44.
5. Данилович Д.А. Будущее, которое уже наступило: технология аэробного гранулированного ила / Д.А. Данилович // Наилучшие доступные технологии. – М., 2017. – № 3. – С. 8–11.
6. Kreuk M.K., de. Simultaneous COD, nitrogen, and phosphate removal by aerobic granular sludge / M.K. de Kreuk, J.J. Heijnen, M.C.M. van Loosdrecht // Biotechnology and bioengineering. – 2005. – Т. 90. – №. 6. – С. 761–769.
7. Ni B.J. Formation, characterization and mathematical modeling of the aerobic granular sludge / B.J. Ni. – Springer Science & Business Media, 2012. – V. 131.
8. Николаев Ю.А. Биологическая очистка городских сточных вод и возвратных потоков с применением гранулированных илов / Ю.А. Николаев, Е.А. Казакова, В.А. Грачев и др. // Водоснабжение и санитарная техника. – 2011. – № 10. – С. 60–66.

## Estimation of toxicant resistance for the aerobic granules of active silt at the facilities for biological purification of gas industry sewage

N.S. Khokhlachev<sup>1\*</sup>, N.V. Popadko<sup>1</sup>, L.A. Mityayeva<sup>1</sup>, A.G. Falin<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom Dobycha Krasnodar LLC, Российская Федерация, Bld. 3, Neftyanikov shosse, Krasnodar, 350051, Russian Federation

\* E-mail: N\_Khokhlachev@vniigaz.gazprom.ru

**Keywords:** sewage, stimulation of sewage purification, active aerobic granular silt, toxicant, oxidative stress.

**Abstract.** The paper reveals actual issues on stimulation of biological treatment of sewage. It is stressed that the purification on the basis of the aerobic granulated active silt is high-performance and has good perspectives. This technology is included into the list of promising techniques for sewage purification in the Russian Reference of the Best Available Technologies (ITS 10-2015).

Special attention is paid to the results of the active silt aerobic granules testing. The named tests were aimed at estimation of granule resistance to toxicants typical for the oil-gas-industry sewage. The objects and methods of exploration are examined. The obtained results are analyzed.

It is concluded that the aerobic granulated active silt is resistant to the toxicants that's why application of active silt microbiocenosis potential for stimulation of waste waters purification seems effective.

### References

1. AKOPOVA, G.S., N.V. POPADKO, L.V. STREKALOVA et al. *Sewage, industrial wastes and consumer residue at the Gazprom facilities: actual issues and ways of their solution* [Stochnyye vody, otkhody proizvodstva i potrebleniya objektov OAO "Gazprom": aktualnyye problem i puti ikh resheniya]. Moscow: IRTs Gazprom, 2008. (Russ.).
2. ROMANENKO, V.A., N.B. PYSTINA, G.S. AKOPOVA et al. Prospects of development of drainage system of Gazprom [Perspektivy razvitiya sistemy vodootvedeniya OAO "Gazprom"]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 2(13): Environmental protection, energy conservation and safety in oil and gas sector: innovation, technology, and prospects [Okhrana okruzhayushchey sredy, energosberezheniye i okhrana truda v neftegazovom komplekse: innovatsii, tekhnologii, perspektivy], pp. 31–36. ISSN 2306-8949. (Russ.).
3. PYSTINA, N.B., N.V. POPADKO, B.O. BUDNIKOV et al. *Regional aspects and outlooks for application of the best available technologies at the Yamal Peninsular* [Regionalnyye aspekty i perspektivy primeneniya nailuchshikh dostupnykh tekhnologiy na poluostrove Yamal]: review. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017. (Russ.).
4. DENISOV, A.A. and L.I. ZHUYKOVA. Waste water purification from heavy metals using extracellular biopolymers [Ochistka stochnykh vod ot tyazhelykh metallov s pomoshchyu vnekletochnykh biopolimerov]. *Ekologiya i promyshlennost Rossii*. 2007, no. 8, pp. 42–44. ISSN 1816-0395. (Russ.).
5. DANILOVICH, D.A. Future that has already come: technology of aerobic granulated silt [Budushcheye, kotoroye uzhe nastupilo: tekhnologiya aerobnogo granulirovannogo ila]. *Nailuchshiye dostupnyye tekhnologii* [online]. 2017, no. 3, pp. 8–11. Available from: [http://vodanews.info/wp-content/uploads/2017/05/NDT\\_3\\_27\\_AqNrd\\_Dnlvch.pdf](http://vodanews.info/wp-content/uploads/2017/05/NDT_3_27_AqNrd_Dnlvch.pdf). (Russ.).
6. KREUK, M.K., de., J. HEIJNEN, M.C.M. van LOOSDRECHT. Simultaneous COD, nitrogen, and phosphate removal by aerobic granular sludge. *Biotechnology and bioengineering*. 2005, vol. 90, no. 6, pp. 761–769. ISSN 00063592.
7. NI, B.J. *Formation, characterization and mathematical modeling of the aerobic granular sludge*. Springer Science & Business Media, 2012.
8. NIKOLAYEV, Yu.A., Ye.A. KAZAKOVA, V.A. GRACHEV et al. Biological purification of urban waste waters and recuperated flows using granulated silts [Biologicheskaya ochistka gorodskikh stochnykh vod i vozvratnykh potokov s primeneniym granulirovannykh ilov]. *Vodosnabzheniye i sanitarnaya tekhnika*. 2011, no. 10, pp. 60–66. ISSN 0321-4044. (Russ.).

УДК 613.481 612.014.43

## Физиолого-гигиеническое обоснование применения утеплителя из оленьей шерсти в зимней специальной одежде для работников газового комплекса в Арктике

Т.К. Лосик<sup>1</sup>, Е.И. Константинов<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup> ФГБНУ «НИИ медицины труда имени академика Н.Ф. Измерова», Российская Федерация, 105275, г. Москва, пр-т Буденного, д. 31

<sup>2</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: E\_Konstantinov@vniigaz.gazprom.ru

### Ключевые слова:

Арктика, климат, тепловое состояние организма, температура кожи, защитная одежда от пониженных температур, гигиенические свойства материалов.

**Тезисы.** В статье рассмотрен вопрос снижения тепловых потерь организма человека и профилактики неблагоприятного влияния холода на состояние здоровья работников газового комплекса в Арктике за счет применения теплоизоляционной одежды с утеплителем из оленьей шерсти.

Представлены результаты исследования по определению теплоизоляции комплекта специальной одежды с утеплителем из оленьей шерсти и количественная оценка теплового состояния человека, одетого в исследуемый комплект одежды. На основании этих показателей проведен расчет допустимой продолжительности непрерывного пребывания человека в охлаждающем микроклимате на открытой территории в зависимости от температуры воздуха, скорости ветра и категории работ, результаты которого также приведены в статье.

По результатам расчетов сделан вывод о целесообразности применения специальной одежды с утеплителем из оленьей шерсти работниками газовой отрасли в холодный период года в климатических условиях Арктики. Такая одежда позволяет обеспечить сохранение теплового баланса организма человека и, как следствие, его функционального состояния, работоспособности, качества выполняемых операций и здоровья.

Освоение газовых месторождений на арктическом шельфе осуществляется в суровых климатических условиях. Комплексное действие факторов производственной среды и охлаждающего микроклимата создает рабочую среду с экстремальными условиями труда, что негативно влияет на здоровье человека и снижает качество выполняемой работы.

Понятие «охлаждающий микроклимат» характеризуется сочетанием физических факторов: температуры воздушной среды, влажности воздуха, скорости его движения, теплового излучения, оказывающего влияние на теплообмен человека с окружающей средой, при котором имеет место превышение суммарной теплоотдачи в окружающую среду над величиной теплопродукции организма, приводящее к образованию общего и/или локального дефицита тепла в теле человека.

В арктических условиях работники газовой отрасли на открытой территории большую часть года подвергаются воздействию холода. Известно, что физиологические возможности системы терморегуляции организма противостоять развитию гипотермии в охлаждающей среде весьма незначительны. Поэтому необходим обязательный комплекс мер, направленных на снижение тепловых потерь организма человека и профилактику неблагоприятного влияния холода на состояние здоровья работников. Комплекс мероприятий включает: обеспечение специальной теплозащитной одеждой, регламентацию продолжительности пребывания на холоде и перерывов на обогрев, организацию системы питания, медицинского контроля состояния здоровья и др.

В таких экстремальных условиях основная проблема сохранения здоровья работников – это поддержание теплового баланса организма за счет применения защитной одежды с определенными свойствами, требования к которой определяются конкретными условиями ее эксплуатации: метеорологическими параметрами,

эргономическим характером и энергетическим уровнем работы, продолжительностью пребывания на холоде [1, 2, 4, 5].

Наиболее суровые метеорологические условия наблюдаются в климатических поясах Ia («особый») и IV, количественные показатели которых представлены в табл. 1.

Для изготовления специальной одежды, защищающей от холода, в современных условиях применяют теплоизолирующие материалы, для производства которых используется синтетическое сырье (полиэфирные, влагоустойчивые, объемные, упругие, легкие нетканые полотна) и натуральное (пух северных птиц и шерсть животных). Их использование требует дополнительного ограничения внешнего воздействия воды, ветра и внутреннего воздействия пота. К дополнительным требованиям относятся легкость спецодежды и ее способность не сковывать движения. Следует отметить, что при температуре воздуха  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  и ниже необходимо применять средства защиты органов дыхания.

Среди материалов обращает на себя внимание утеплитель из оленьей шерсти, теплозащитные свойства которого в реальных условиях в три и более раз превосходят известные современные утеплители: шерстяной (овечий) ватин, шерстон, тинсулейт, холлофайбер, синтепон и др. [5]. Натуральная оленья шерсть, используемая в изделиях, обработанная по уникальной технологии с использованием приемов коренных народов Севера, является экологичным природным материалом. Утеплитель хорошо впитывает пот, удерживает тепло и предохраняет верхнюю одежду от увлажнения.

Олений мех состоит на 20 % из остевого волоса и на 80 % из пуха. Остевого волос представляет собой полую структуру с большим количеством пор, в которой находится воздух, что обеспечивает суммарное тепловое

сопротивление меха. Исходящая от тела влага и пар постепенно заполняют микропоры, благодаря чему сохраняется ощущение сухости в пространстве под одеждой. После снятия одежды влага испаряется из волоса, и он вновь заполняется воздухом, поэтому оленья шерсть способствует сохранению тепла и сухости в условиях охлаждающего микроклимата [3].

Для физиолого-гигиенических исследований теплозащитных свойств комплекта спецодежды в ФГБНУ «НИИ медицины труда» был представлен комплект специальной одежды с утеплителем из оленьей шерсти «Хотугу Танас», изготовленный на основе синтеза традиций народов Севера и современных технологий, предназначенный для защиты от пониженных температур [3].

Цель исследований заключалась в определении допустимой продолжительности непрерывного пребывания человека, одетого в комплект специальной одежды с утеплителем из оленьей шерсти, при различной отрицательной температуре воздуха на основании количественной оценки теплового состояния человека и теплоизоляции комплекта одежды.

Комплект специальной одежды включает: костюм верхний, костюм промежуточный, жилет, съемный пояс, расширенный в области поясицы. Костюм верхний утепленный состоит из куртки и брюк с центральной бортовой застежкой типа «молния» и липучки, с ветрозащитной планкой, рукава и низ брюк – с трикотажными напульсниками. Куртка – с отложным воротником и капюшоном с опушкой.

Для всех предметов комплекта использованы следующие материалы: покровная ткань костюма – 100 % полиэстер, утеплитель – 100 % оленья шерсть, подкладка – 100 % хлопчатобумажная ткань. Воздухопроницаемость ткани верха не превышала  $10\text{ дм}^3/(\text{м}^2\cdot\text{с})$ .

Таблица 1

## Показатели метеорологических условий в российской Арктике

Климатический пояс	Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$			Скорость ветра, м/с		Отн. влажность, %	Российские географические регионы Арктики
	средняя	мин.	макс.	средняя	наиболее вероятная (%)		
Ia «особый»	-27,1	-57	-3	6,8	2 (69,4)	75	Республика Саха (Якутия), Мурманская и Архангельская области,
IV	-41,0	-68	0	1,3	0-1 (62,8)	79	Ненецкий, Ямало-Ненецкий и Чукотский АО, п-ов Таймыр

Экспериментальные исследования проводились в микроклиматической камере с участием добровольцев. В группу добровольцев входили практически здоровые мужчины в возрасте 21–46 лет, от которых получены письменные согласия. Эксперименты для каждого испытуемого проводились в течение 1 ч с трехкратной повторяемостью в соответствии с требованиями нормативных и методических документов<sup>1</sup>.

У испытуемых лиц, одетых в исследуемый комплект одежды, измерялись: температура кожи ( $t_k$ ) и тепловой поток ( $q_{т.п}$ ) с помощью специальных датчиков, размещенных на 11 участках поверхности тела. В ходе проведения испытаний регистрировались также субъективные тепловые ощущения. При проведении испытаний в камере были созданы микроклиматические условия со следующими параметрами воздушной среды: температура ( $T_b$ ) –  $1,8 \pm 1,0$  °С, скорость движения – 0,2 м/с, относительная влажность – 40 %. По результатам испытаний определялись средневзвешенные величины температуры кожи и теплового потока.

Расчет средневзвешенной величины температуры кожи осуществлялся по формуле

$$\bar{t}_k = 0,0886t_1 + 0,34(t_2 + t_3 + t_4 + t_5)/4 + 0,134t_6 + 0,045t_7 + 0,203(t_8 + t_9) + 0,125t_{10} + 0,0664t_{11}, \quad (1)$$

где  $t_1$ – $t_{11}$  – соответственно температура кожи лба, груди, спины, живота, поясницы, плеча, кисти, бедра (верхняя и нижняя часть), голени, стопы.

Расчет теплоизоляции комплекта одежды ( $I_{с.м.}$ ) производился по формуле

$$I_{с.м.} = \frac{\bar{t}_k - T_b}{\bar{q}_{т.п}}, \quad (2)$$

где  $\bar{t}_k$  – средневзвешенная температура кожи на 60-й минуте испытания;  $T_b$  – средняя температура воздуха за период испытания;  $\bar{q}_{т.п}$  – средневзвешенный тепловой поток в период с 20-й по 60-ю минуту испытания.

<sup>1</sup> См. ГОСТ Р 12.4.236-2011 ССБТ; ГОСТ Р 12.4.185-2010 ССБТ; МР 11-0/279-09 «Методические рекомендации по расчету теплоизоляции комплекта индивидуальных средств защиты работающих от охлаждения и времени допустимого пребывания на холоде»; МР 5168-90 «Оценка теплового состояния человека с целью обоснования гигиенических требований к микроклимату рабочих мест и мерам профилактики охлаждения и перегревания»; МУК 4.3.1894-04 «Физиолого-гигиеническая оценка одежды для защиты работающих от холода».

Результаты экспериментов после обработки представлены в табл. 2.

В результате исследований было установлено, что средневзвешенное значение величины температуры кожи и теплового потока соответствуют состоянию допустимого теплового комфорта человека в созданных микроклиматических условиях. Теплоизоляция комплекта специальной одежды с утеплителем из оленьей шерсти составляет  $0,864 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$  (5,57 кло) в относительно спокойном воздухе.

При использовании ткани верха костюма с воздухопроницаемостью  $10 \text{ дм}^3/\text{м}^2$  комплект специальной одежды с указанным утеплителем может быть рекомендован для эксплуатации в климатических поясах Ia («особый») и IV в соответствии с требованиями ТР ТС 019/2011 «О безопасности средств индивидуальной защиты» для защиты от пониженных температур окружающей среды.

Создание рациональной одежды позволяет практически решить задачу надлежащей защиты человека от охлаждения при изменении метеорологических условий и физической активности<sup>2</sup>. В соответствии с указаниями МР № 11-0/279-09 была рассчитана допустимая продолжительность непрерывного пребывания человека в охлаждающем микроклимате на открытой территории, одетого в исследуемый комплект одежды при воздухопроницаемости ткани верха  $10 \text{ дм}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ , в зависимости от температуры воздуха, скорости ветра и категории работ. Результаты расчетов представлены в табл. 3.

Полученные данные показывают, что комплект спецодежды с утеплителем из оленьей шерсти при выполнении физической работы категории IIa ( $M = 113 \text{ Вт}/\text{м}^2$ ) при температуре воздуха  $-30$  °С и скорости ветра 2 м/с обеспечивает человеку длительный тепловой комфорт без перерыва на обогрев. При той же температуре воздуха, но при скорости ветра 8 м/с выполнение той же работы допустимо в течение 1,9 ч, далее необходим 10-минутный перерыв на обогрев в помещении с комфортными микроклиматическими условиями.

Нижняя граница длительного теплового комфорта для человека, выполняющего физическую работу категории IIб, соответствует температуре воздуха  $-40$  °С и скорости

<sup>2</sup> См. ГОСТ Р 12.4.236-2011 ССБТ; ГОСТ Р 12.4.185-2010 ССБТ; МР 11-0/279-09.

Таблица 2

**Результаты испытаний комплекта спецодежды с утеплителем из оленьей шерсти,  
 $x \pm \delta \pm m$  ( $p > 0,95$ )**

Показатели	Температура кожи, °С	Тепловой поток, Вт/м <sup>2</sup>	Теплоизоляция, м <sup>2</sup> ·°С/Вт (кло)
Ср. взвешенное значение	34,91 ± 0,55 ± 0,32	35,18 ± 1,3 ± 0,8	0,864 ± 0,008 ± 0,0047 (5,57 ± 0,13 ± 0,08)

*Примечание:* полученные результаты были обработаны статистически с применением общепринятого метода – критерия Стьюдента, где  $x$  – их среднее значение;  $\pm\delta$  – среднее квадратичное от средней величины;  $\pm m$  – ошибка средней величины;  $p > 0,95$  – достоверность полученных результатов (95 %).

Таблица 3

**Допустимая продолжительность непрерывного пребывания человека  
в охлаждающем микроклимате в холодный период года, ч**

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с							
	2		4		6		8	
	Энерготраты, Вт/м <sup>2</sup>							
	113	130	113	130	113	130	113	130
–15	Перегрев	Перегрев	Перегрев	Перегрев	Перегрев	Перегрев	Перегрев	Перегрев
–20	Перегрев	Перегрев	Перегрев	Перегрев	Комфорт	Перегрев	Комфорт	Перегрев
–25	Комфорт	Перегрев	Комфорт	Перегрев	Комфорт	Перегрев	2,8	Комфорт
–30	Комфорт	Перегрев	Комфорт	Комфорт	4,5	Комфорт	1,9	Комфорт
–35	6,7	Комфорт	3,8	Комфорт	2,7	7,3	1,4	3,8
–40	3,4	Комфорт	2,5	5,9	1,9	3,4	1,2	2,3
–45	2,3	4,9	1,8	3,2	1,5	2,2	1,1	1,7
–50	1,8	3,0	1,5	2,2	1,2	1,7	1,0	1,3
–55	1,4	2,2	–	–	–	–	–	–
–60	1,3	1,4	–	–	–	–	–	–

*Примечание:* энерготраты ( $M = 113$  и  $130$  Вт/м<sup>2</sup>) соответствуют среднему значению энерготрат (с учетом средней площади поверхности тела человека  $1,8$  м<sup>2</sup>) при работах средней тяжести категорий Па и Па-Пб соответственно как наиболее часто встречающиеся на современном производстве (см. МР 5168-90) [5].

ветра 2 м/с. С увеличением скорости ветра до 8 м/с при той же температуре время непрерывного пребывания на холоде необходимо сократить до 2,3 ч, после чего требуется обогрев в помещении с комфортными условиями (22–24 °С) в течение 20 мин.

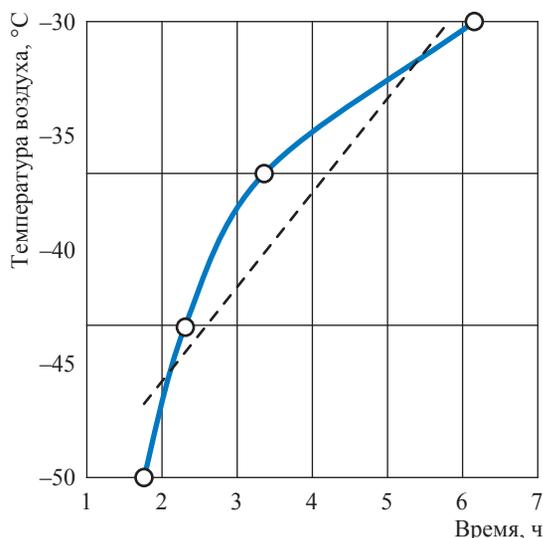
Допустимая продолжительность непрерывного пребывания на холоде человека, одетого в указанный комплект спецодежды и выполняющего физическую работу категории Пб ( $M = 130$  Вт/м<sup>2</sup>), при температуре воздуха –50 °С и скорости ветра 2 м/с составляет 3 ч. При усилении скорости ветра до 6 м/с необходимо сократить допустимое время пребывания человека на холоде до 1,7 ч.

На рис. 1 и 2 в графическом виде представлено, что изменение допустимого времени пребывания человека на холоде, одетого в специальную одежду с утеплителем из оленьей шерсти, практически имеет линейный характер при одинаковой скорости ветра для различных физических нагрузок, что позволяет дифференцированно подходить

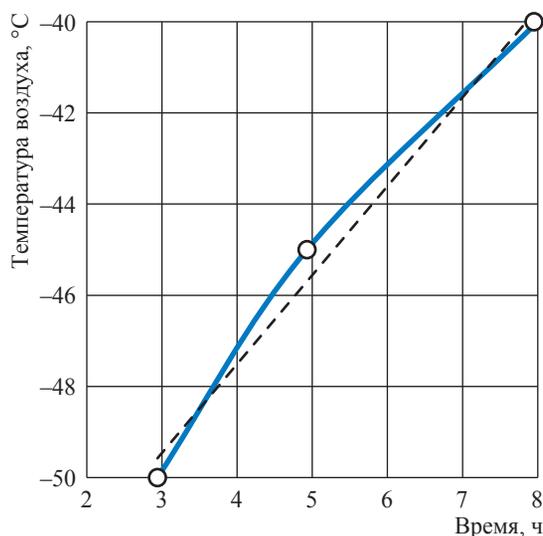
к определению режимов труда в охлаждающем микроклимате.

Следует отметить, что при температуре воздуха –40 °С и ниже необходимо применять средства защиты органов дыхания. Для этой цели можно использовать трикотажную полумаску, во внутренней части которой находится специальный антибактериальный вкладыш, пропускающий через себя воздух и абсорбирующий влагу, так что рот и нос при соприкосновении с маской остаются сухими. Благодаря хемосорбционным свойствам прокладки полумаска предупреждает образование конденсата и его обледенение на внешней стороне, аккумулирует выдыхаемое человеком тепло и согревает вдыхаемый холодный воздух [5].

Комплект специальной одежды с утеплителем из оленьей шерсти «Хотугу Танас» позволяет обеспечить сохранение теплового баланса организма человека и, как следствие, его функционального состояния, работоспособности, качества выполняемых операций и здоровья и может быть рекомендован работникам



**Рис. 1. Допустимое время пребывания человека на холоде при  $M = 113 \text{ Вт/м}^2$ , скорость ветра 2 м/с**



**Рис. 2. Допустимое время пребывания человека на холоде при  $M = 130 \text{ Вт/м}^2$ , скорость ветра 2 м/с**

газовой отрасли для эксплуатации в холодный период года в климатических условиях Арктики.

\*\*\*

В заключение можно сделать следующие выводы.

Теплоизоляция комплекта специальной одежды «Хотугу Танас» с утеплителем из оленьей шерсти составляет  $0,864 \text{ м}^2 \cdot \text{°С/Вт}$  (5,57 кло) и может быть рекомендована к использованию в климатических поясах Ia («особый») и IV для защиты от воздействия охлаждающего микроклимата, в частности для эксплуатации работниками ПАО «Газпром» в Арктике.

Допустимую продолжительность непрерывного пребывания работающего человека на холоде при использовании средств защиты от пониженных температур следует регламентировать.

### Список литературы

1. Афанасьева Р.Ф. Гигиенические основы проектирования одежды для защиты от холода / Р.Ф. Афанасьева. – М.: Легкая индустрия, 1977. – 136 с.
2. Афанасьева Р.Ф. Физиолого-гигиенические требования к одежде для защиты от холода работающих на открытой территории Северных регионов / Р.Ф. Афанасьева, О.В. Бурмистрова // Медицина труда и промышленная экология. – 1996. – № 6. – С. 10–15.
3. Расторгуева Л.Н. Средства индивидуальной защиты человека от холода на Севере. Традиции и современные разработки / Л.Н. Расторгуева. – Якутск, 1999. – 94 с.
4. Измеров Н.Ф. Физиолого-гигиенические требования к одежде для защиты работающих от пониженных температур и методы оценки ее теплоизоляции / Н.Ф. Измеров, Г.А. Суворов, Р.Ф. Афанасьева // Медицина труда и промышленная экология. – 2001. – № 6. – С. 27–30.
5. Ринтамяки Х. Работа в арктических карьерах: термальные ответные реакции и защита от холода / Х. Ринтамяки, К. Юссилла, С. Риссанен и др. // Бюллетень по охране и гигиене труда. – 2015. – Т. 18. – № 1. – С. 8–10.

## Physiological-hygienic feasibility of the reindeer-wool heat insulation as an element of the winter overalls for gas industry employees working in the Arctic

T.K. Losik<sup>1</sup>, Ye.I. Konstantinov<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup> Izmerov Research Institute of Occupational Health, Bld. 31, prospect Budennogo, Moscow, 105275, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: E\_Konstantinov@vniigaz.gazprom.ru

**Keywords:** the Arctic, climate, thermal state of an organism, temperature of skin, cold-protective clothing, hygienic properties of materials.

**Abstract.** The article studies the issues of heat waste reduction for a human system and prevention of unfavorable influence of Arctic cold to the health of the gas-industry employees by means of the heat-insulating clothing with the warmth keeper made of the reindeer wool.

The results of testing a special set of clothing with the reindeer wool warmth keeper are presented, as well as the quantitative assessment of heat state of a human being dressed in the studied set. On the basis of the named indices a possible duration for continuous stay of a human being within a refrigerant microclimate outdoors was calculated depending on the atmospheric temperature, wind velocity and a category of works. The results are given in the article.

According to the results of calculations it is concluded that usage of the reindeer wool cloths in the Arctic in the cold period of a year is reasonable. Such wear could preserve heat balance of a human body and as a consequence will save functional state, working capacity and health of an employee as well as a high quality of made works.

### References

1. AFANASYEVA, R.F. *Hygienic principals of designing cold-protecting cloths* [Gigiyenicheskiye osnovy proyektirovaniya odezhdy dlya zashchity ot kholoda]. Moscow: Legkaya industriya, 1977. (Russ.).
2. AFANASYEVA, R.F. and O.V. BURMISTROVA. Physiological-hygienic requirements to cloths aimed at cold protection of employees working outdoors in northern regions [Fiziologo-gigiyenicheskiye trebovaniya k odezhde dlya zashchity ot kholoda rabotayushchikh na otkrytoy territorii Severnykh regionov]. *Meditcina truda i promyshlennaya ekologiya*. 1996, no. 6, pp. 10–15. ISSN 1026-9428. (Russ.).
3. RASTORGUYEVA, L.N. *Means of self-protection against cold in the North. Traditions and modern projects* [Sredstva individualnoy zashchity cheloveka ot kholoda na Severe. Traditsii i sovremennyye razrabotki]. Yakutsk, 1999. (Russ.).
4. IZMEROV, N.F., G.A. SUVOROV, R.F. AFANASYEVA. Physiological-hygienic requirements to cloths aimed at protection of employees against low temperatures and methods for estimation of its heat-insulating properties [Fiziologo-gigiyenicheskiye trebovaniya k odezhde dlya zashchity rabotayushchikh ot ponizhennykh temperatur i metody otsenki ee teploizolyatsii]. *Meditcina truda i promyshlennaya ekologiya*. 2001, no. 6, pp. 27–30. ISSN 1026-9428. (Russ.).
5. RINTAMYAKI, H., K. YUSSILA, S. RISSANEN et al. Working in Arctic open casts: thermal responses and protection against cold [Rabota v arkticheskikh karyerakh: termalnyye otvetnyye reaktsii i zashchita ot kholoda]. *Bulleten po okhrane i gigiyene truda*. 2015, vol. 18, no. 1, pp. 8–10. (Russ.).

УДК 628.517.2: 62-932.4

## Совершенствование шумоглушителей сбросов газа высокого давления

А.В. Тербнев<sup>1\*</sup>, О.Н. Емельянов<sup>1</sup>, Л.Р. Яблоник<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

<sup>2</sup> ОАО «НПО ЦКТИ», Российская Федерация, 191167, г. Санкт-Петербург, ул. Атаманская, д. 3/6

\* E-mail: A\_Terebnev@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** шумоглушитель, сброс природного газа в атмосферу, регулятор, продолжительность сброса, габариты, скорость выхлопной струи.

**Тезисы.** Разработаны соотношения, определяющие трансформацию текущих динамических и акустических показателей потока газа в сбросном трубопроводе, оснащённом типовым устройством глушения шума. На основе расчетов по разработанным соотношениям показана перспективность схемы шумоглушителя (ШГ), включающего регулирующий элемент для обеспечения стационарного режима сброса. Схема позволяет в несколько раз уменьшить время сброса для ШГ заданных габаритов либо использовать конструкции глушителей значительно меньших типоразмеров. Регулируемый сброс позволяет также практически устранить проблему низкоскоростного выхлопа на заключительном этапе сброса газа.

Установка шумоглушителей (ШГ) сбросов природного газа высокого давления широко используется для обеспечения санитарных норм на компрессорных станциях, подземных хранилищах газа, при обустройстве нефтегазоконденсатных месторождений.

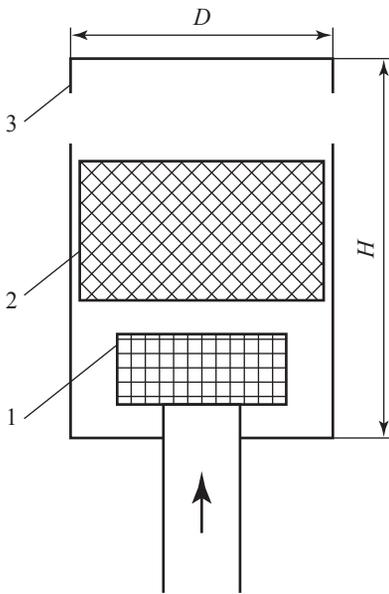
Специфика работы большинства ШГ сбросов газа на предприятиях газовой отрасли обусловлена определенным изменением параметров источника шума с течением времени. Это изменение связано с постепенным снижением давления в емкости, из которой сбрасывается газ, по мере ее опустошения, вследствие чего шум сброса, очевидно, носит нестационарный характер. В число регламентируемых параметров шумового воздействия в данном случае должны быть включены уровни как максимального, так и эквивалентного шума в период сброса. Расчетные шумовые показатели глушителя при этом зависят как от скорости изменения условий процесса, так и от характера снижения шума в период сброса газа.

Помимо этого пропускная способность конструкции должна удовлетворять технологическим требованиям по максимально допустимой продолжительности полного сброса заданного количества газа.

Еще один аспект проблемы применения рассматриваемых ШГ связан с необходимостью эффективного, с точки зрения безопасности, отвода сбрасываемого газа от рабочей зоны предприятия, что приводит к ограничениям по минимально допустимой характерной скорости сброса.

Совершенствование ШГ сбросов газа должно основываться на комплексном рассмотрении отмеченных условий. Для этого необходимо представить характер изменения режимных параметров ШГ в процессе сброса газа и соответствующую трансформацию текущих показателей акустического излучения и динамических характеристик выхлопной струи.

Рабочая схема глушителя (рис. 1) традиционно включает в себя дроссельный блок, обеспечивающий малозумное дросселирование газа, и ступень звукопоглощения, в которой мощность акустического излучения снижается до требуемых показателей [1]. При этом сопротивление глушителя, обуславливающее его расходные характеристики, практически связано лишь с параметрами дроссельного блока. В свою очередь ограничения на максимально допустимую скорость потока в каналах между элементами ступени звукопоглощения определяют связь расхода газа с минимально возможными габаритами конструкции.



**Рис. 1. Типовая схема шумоглушителя сброса газа: 1 – дроссельный блок; 2 – ступень звукопоглощения; 3 – стационарная крышка**

Далее при вычислении главных параметров и соотношений, определяющих эволюцию характеристик сброса газа, будем рассматривать следующую физическую схему. Положим, что в начальный момент сброса газ с давлением ( $p_0$ , Па) и абсолютной температурой ( $T_0$ , К) находится в сосуде некоторого объема ( $V$ , м<sup>3</sup>). Считаем, что диаметр сбросного трубопровода достаточно велик, так что общее аэродинамическое сопротивление тракта определяется дроссельным блоком ШГ, который моделируется простым сопловым отверстием площадью  $s$ , м<sup>2</sup>. Аэродинамическое сопротивление ступени звукопоглощения и выхлопной части будем считать пренебрежимо малыми по сравнению с сопротивлением дроссельного блока.

При решении задачи используется модель совершенного газа с постоянными теплоемкостями и аппарат газодинамических функций [2]. При этом вместо абсолютной температуры удобно использовать эквивалентную ей характеристику – начальную скорость звука ( $c_0$ , м/с) в газе, связанную с  $T_0$  соотношением

$$c_0 = \sqrt{\kappa RT_0}, \tag{1}$$

где  $\kappa$  – показатель изоэнтропы;  $R$  – удельная газовая постоянная, м<sup>2</sup>/(с<sup>2</sup>·К).

Текущая масса ( $m$ , кг) газа в сосуде представляется равенством

$$m = \rho V = \frac{pV}{TR}, \tag{2}$$

где  $p$  – текущее значение давления в сосуде, Па;  $T$  – текущее значение температуры в сосуде, К.

Массовый расход газа ( $G$ , кг/с) через сопловое отверстие определяется по формуле

$$G = \frac{p}{\sqrt{TR}} \sqrt{\kappa \alpha q(\pi) s}, \tag{3}$$

где  $q(\pi)$  – газодинамическая функция расхода, определяемая по известным зависимостям [2];

$\alpha$  – параметр, зависящий только от показателя изоэнтропы газа, определяемый по формуле

$$\alpha = \left( \frac{2}{\kappa + 1} \right)^{\frac{\kappa + 1}{2(\kappa - 1)}}. \tag{4}$$

При сверхкритических перепадах газодинамическая функция расхода газа равна единице. Условие сверхкритического перепада определяется выражением

$$\pi \leq \pi_{cr} = \left( \frac{2}{\kappa + 1} \right)^{\frac{\kappa}{\kappa - 1}}, \tag{5}$$

где  $\pi$  – отношение неизменного давления ( $p_e$ , Па) за отверстием к текущему давлению  $p$ .

Таким образом, определение текущей массы и массового расхода газа можно представить в виде

$$m = \frac{V p \kappa}{c^2}, \tag{6}$$

$$G = \frac{p}{c} \kappa \alpha q(\pi) s. \tag{7}$$

Далее рассмотрим два модельных варианта изменения параметров газа в объеме в процессе сброса. Первый вариант предполагает, что температура газа в результате теплообмена с ограничивающими стенками остается постоянной (изотермическая модель). Второй – теплообмен отсутствует, так что расширение газа в емкости носит адиабатический характер.

Необходимо отметить, что в реальных обстоятельствах степень и характер влияния теплообменных процессов на параметры сбрасываемого газа зависят от множества факторов, которые могут к тому же изменяться в ходе сброса. При этом рассматриваемые здесь модели адиабатического и изотермического расширений могут рассматриваться как своего

рода индикаторные, т.е. показывающие, в какой мере процессы теплообмена могут повлиять на существенные показатели сброса газа.

Таким образом, значения текущей массы и массового расхода газа определяются по формулам:

- для случая изотермического расширения

$$m = \pi_0 \frac{V p_0 \kappa}{c_0^2}, \quad (8)$$

$$G = \pi_0 \frac{p_0}{c_0} \kappa \alpha q(\pi) s, \quad (9)$$

где  $\pi_0$  – отношение текущего давления  $p$  к начальному  $p_0$ ;

- адиабатического расширения

$$m = \pi_0^{1/\kappa} \frac{V p_0 \kappa}{c_0^2}, \quad (10)$$

$$G = \pi_0^{\frac{\kappa+1}{2\kappa}} \frac{p_0}{c_0} \kappa \alpha q(\pi) s. \quad (11)$$

Уравнение сохранения расхода газа

$$\frac{dm}{dt} = -G \quad (12)$$

ввиду равенств (6) и (7) приводит к дифференциальным соотношениям, определяющим изменение безразмерного текущего давления  $\pi_0$  по времени:

- для изотермической модели

$$\frac{d(\pi_0)}{dt} = -\frac{s c_0}{V} \alpha q(\pi) \pi_0; \quad (13)$$

- адиабатической

$$\frac{d(\pi_0^{1/\kappa})}{dt} = -\frac{s c_0}{V} \alpha q(\pi) \pi_0^{\frac{\kappa+1}{2\kappa}}. \quad (14)$$

Из последнего равенства, в частности, следует, что характерный период времени истечения газа из сосуда ( $t_x$ , с) составляет

$$t_x = \frac{V}{s c_0}. \quad (15)$$

Для удобства оценки изменения перепада давлений в относительном масштабе времени введем параметр  $t_{np}$ , определяемый по соотношению

$$t_{np} = t / t_x. \quad (16)$$

Изменения перепада давлений в безразмерных переменных имеют практически универсальный характер и могут быть записаны:

- для изотермического расширения

$$\frac{d\pi}{dt} = \alpha \pi q(\pi); \quad (17)$$

- адиабатического расширения

$$\frac{d\pi}{dt_{np}} = \alpha \kappa q(\pi) \left( \frac{p_b}{p_0} \right)^{\frac{\kappa-1}{2\kappa}} \pi^{\frac{\kappa+1}{2\kappa}}. \quad (18)$$

Интегрируя последние соотношения, получаем расчетные зависимости, связывающие текущее значение давления в емкости с относительным временем истечения газа ( $t_{np}$ ) для изотермической и адиабатической моделей соответственно:

$$t_{np} = \frac{1}{\alpha} \int_{p_b/p_0}^{\pi} \frac{d\pi}{\pi q(\pi)}, \quad (19)$$

$$t_{np} = \left( \frac{p_0}{p_b} \right)^{\frac{\kappa-1}{2\kappa}} \frac{1}{\alpha \kappa} \int_{p_b/p_0}^{\pi} \frac{d\pi}{\pi^{\frac{\kappa+1}{2\kappa}} q(\pi)}. \quad (20)$$

Примеры зависимостей для стандартного значения  $\kappa = 1,3$  показаны на рис. 2. Кривые иллюстрируют тот факт, что на начальном этапе сброса адиабатическое расширение сопровождается более быстрым падением давления, тогда как на заключительном этапе более быстрым снижением давления характеризуется изотермическое расширение. При этом на основном временном участке

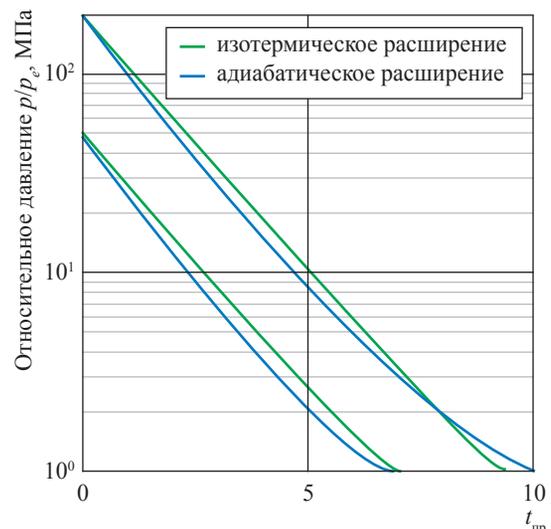


Рис. 2. Изменения относительного давления в процессе сброса газа

изотермическое снижение давления носит практически экспоненциальный характер.

Расчеты показывают, что аналогичным образом изменяется по времени и текущий расход сбрасываемого газа, характер снижения которого при значимых значениях близок к экспоненциальному.

Оценки, проведенные на основе представленных соотношений применительно к изотермическому расширению [3], показывают, что продолжительность сброса ( $t_0$ , с), определяемая (для однозначности) конечным значением  $\pi = 0,995$ , логарифмически зависит от начального перепада давлений. При этом полная продолжительность сброса газа достаточно хорошо представляется аппроксимационной формулой

$$\frac{t_0}{t_x} = 3,9 \lg \frac{p_0}{0,8 p_b}. \quad (21)$$

Формула (21) позволяет относительно просто связать средний расход ( $G_{cp}$ , кг/с), непосредственно определяемый заданными величинами массы сбрасываемого газа и продолжительности сброса, с максимальным начальным значением расхода ( $G_0$ , кг/с). Таким образом, соответствующее соотношение имеет вид

$$\frac{G_0}{G_{cp}} = 3,9 \alpha \lg \frac{p_0}{0,8 p_b}. \quad (22)$$

Из этого соотношения непосредственно следует, что в актуальном диапазоне начальных давлений 3–20 МПа при сбросе в атмосферу ( $p_b = 0,1$  МПа) начальный максимальный расход примерно в 3,5–5,5 раз превышает средний.

Поскольку габариты ШГ фактически определяются максимальным расходом, последний результат приводит к представлению о целесообразности включения в состав конструкции регулирующего элемента переменного аэродинамического сопротивления, обеспечивающего организацию расхода, приближенного к постоянному. Отсутствие жестких требований к точности выполнения условия постоянства расхода и специфика работы шумоглушителей сброса газа указывают, что выбор в данном случае – за простыми и надежными схемами регулирования.

Очевидно, что работа такого регулятора расхода в несколько раз увеличит пропускную способность ШГ, позволяя в 3–5 раз сократить время сброса газа при неизменности габаритов. В свою очередь, при заданных условиях сброса газа реализация схемы с регулятором

позволяет использовать конструкции с габаритами в 2,0–2,5 раза меньше применяемых в настоящее время. Такая возможность представляется также востребованной, поскольку размеры типовых ШГ сброса достигают 2,5 м в диаметре и 5 м в длину.

Преимущества регулируемого сброса связаны также с дополнительными возможностями отвода сбрасываемого газа от рабочей зоны за счет повышения средней скорости сброса. Данный фактор обусловлен тем, что максимальная скорость выхлопа ограничивается допустимым уровнем шума, генерируемого выхлопной струей.

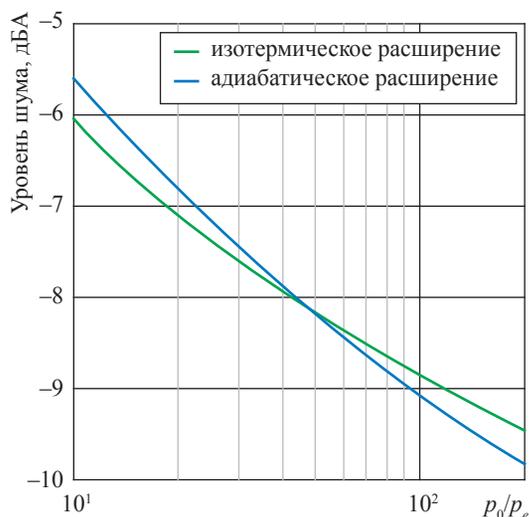
В случае стандартного сброса со снижающимся текущим расходом газа значительное его количество вытекает со скоростью, существенно ниже начальной. В рамках экспоненциального приближения можно утверждать, что относительное количество газа, истекающего со скоростью ниже заданной ( $v$ , м/с), равно отношению этой скорости к начальной (максимальной) скорости –  $v_0$ , м/с. Т.е. со скоростью ниже  $v_0/2$  истекает половина сбрасываемого газа, со скоростью ниже  $v_0/3$  – треть и т.д. Это затрудняет практическую реализацию эффективного отвода сбрасываемого газа за счет использования динамических свойств выхлопной струи.

Очевидно, что отмеченная проблема отсутствует при сбросе газа с поддержанием стабильного расхода. В этом случае следует, однако, иметь в виду эффект некоторого повышения эквивалентного шума сброса.

Рассмотренные выше соотношения, представляющие изменение текущих параметров в процессе нерегулируемого сброса, позволяют оценить связь между максимальным и эквивалентным шумом выхлопной струи. Для проведения такой оценки можно использовать эмпирическое соотношение [4], согласно которому при небольших скоростях акустический КПД выхлопной струи пропорционален кубу числа Маха.

Результаты соответствующих расчетов, приведенные на рис. 3, показывают, что уровни эквивалентного шума ( $L_{eq}$ , дБА) при нерегулируемом сбросе на 7–10 дБА ниже максимальных уровней, причем разница несколько увеличивается с ростом начального перепада давлений.

Поскольку при регулируемом сбросе уровни эквивалентного шума практически равны максимальным значениям, данный результат означает, что применение регулятора



**Рис. 3. Разница уровней эквивалентного и максимального выхлопного шума в зависимости от относительного начального давления**

приведет к повышению эквивалентного шума на те же 7–10 дБА.

Здесь следует, однако, учитывать два обстоятельства. Во-первых, при одинаковых начальных условиях период осреднения регулируемого сброса в несколько раз меньше, чем нерегулируемого. Учет этого фактора и проведение оценок по одинаковым временным интервалам сокращает отмеченную разницу до 4–5 дБА. Во-вторых, регламентируемые нормативами<sup>1</sup> уровни определяются периодами ( $t_n$ , с) продолжительностью 8 ч (ночные) и 16 ч. При этом разница между нормативно допустимыми максимальными и эквивалентными уровнями составляет 15 дБА. Отсюда следует, что в случае относительно непродолжительных одиночных сбросов, удовлетворяющих условию

$$\frac{t_0}{t_n} < 10^{-1,5}, \quad (23)$$

эквивалентные уровни шума вообще можно исключить из числа контролируемых параметров.

В заключение отметим, что акустические ограничения на максимальную скорость выхлопной струи количественно зависят от показателей эффективности собственно ШГ.

Действительно, если предельно допустимый показатель уровня шума характеризуется величиной  $L_{доп}$ , а собственно ШГ обеспечивает уровень  $L_{шг} \leq L_{доп}$ , то вследствие эффекта

энергетического суммирования допустимое значение показателя  $L_{вых}$  определяется неравенством

$$10^{L_{шг}/10} + 10^{L_{вых}/10} \leq 10^{L_{доп}/10}. \quad (24)$$

Тогда допустимое значение показателя  $L_{вых}$  шума выхлопной струи представляется равенством

$$dL_{вых} = -10 \lg(1 - 10^{-\Delta L_{шг}/10}), \quad (25)$$

где  $dL_{вых}$ ,  $\Delta L_{шг}$  – разница между предельно допустимым уровнем  $L_{доп}$  и значениями  $L_{вых}$  и  $L_{шг}$  соответственно.

Задавая акустический КПД аналогично тому, как это было сделано при расчете эквивалентного шума выхлопа, нетрудно получить оценку снижения допустимой скорости вследствие недостаточного «запаса»  $\Delta L_{шг}$ . Непосредственные расчеты показывают, что при значениях  $\Delta L_{шг}$ , составляющих более 4–6 дБ, максимальная скорость может составлять до 90–95 % от предельно допустимой.

\*\*\*

Проведенные расчетно-аналитические исследования по определению геометрических и акустических параметров глушителей систем сброса газа позволяют разработать конструкции, исключающие образование взрывоопасного облака в приземном слое атмосферы.

Применение безопасных, акустически эффективных устройств глушения шума позволит повысить уровень надежности работы технологического оборудования, снизить производственный шум до нормативных значений.

### Список литературы

1. Емельянов О.Н. Снижение шума систем сброса газа на газотурбинных компрессорных станциях / О.Н. Емельянов, А.Л. Терехов, Л.Р. Яблоник // Наука и техника в газовой промышленности. – М.: ИРЦ Газпром, 2005. – № 4. – С. 20–24.
2. Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика / Г.Н. Абрамович. – М.: Наука, 1991. – 600 с.
3. Яблоник Л.Р. Шумозащитные конструкции турбинного и котельного оборудования: теория и расчет: автореф. дис. д-ра техн. наук / Л.Р. Яблоник. – СПб., 2005. – 33 с.
4. Кудашев Е.Б. Турбулентные пульсации давления в аспекте задач снижения гидроаэродинамических шумов / Е.Б. Кудашев, Л.Р. Яблоник. – М.: Научный мир, 2007. – 223 с.

<sup>1</sup> См. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

## Perfection of mufflers used for killing noise of high-pressure gas vents

A.V. Terebnev<sup>1\*</sup>, O.N. Yemelyanov<sup>1</sup>, L.R. Yablonik<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>2</sup> I.I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment, Bld. 3/6, Atamanskaya street, St. Petersburg, 191167, Russian Federation

\* E-mail: A\_Terebnev@vniigaz.gazprom.ru

**Keywords:** noise killer (muffler), atmospheric venting of natural gas, regulator, duration of a vent, dimensions, velocity of a jet.

**Abstract.** The ratios determining transformation of current dynamic and acoustic indices of a gas flow in a discharge pipe equipped with a typical noise killer were developed. On the grounds of calculations using these ratios authors showed a perspective of a noise killer circuit which includes a control element providing a stationary mode of venting. The named circuit enables to reduce by several times the duration of a vent for noise killers of given dimensions or to use far smaller noise killers. Regulated venting also gives opportunity to exclude low-velocity exhaust at the final stage of gas venting.

### References

1. YEMELYANOV, O.N., A.L. TEREKHOV, L.R. YABLONIK. Reduction of gas venting systems' noise at gas rotor compressor stations [Snizheniye shuma system sbrosa gaza na gazoturbinnnykh kompressornykh stantsiyakh]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*. Moscow: IRTs Gazprom, 2005, no. 4, pp. 20–24. ISSN 2070-6820. (Russ.).
2. ABRAMOVICH, G.N. *Applied gas dynamics* [Prikladnaya gazovaya dinamika]. Moscow: Nauka, 1991. (Russ.).
3. YABLONIK, L.R. *Noise-protective constructions of rotor and boiler equipment: theory and calculation* [Shumozashchitnyye konstruksii turbinnogo i kotelnogo oborudovaniya: teoriya i raschet]: Dr. sci. thesis (engineering). St. Petersburg, 2005. (Russ.).
4. KUDASHEV, Ye.B. and L.R. YABLONIK. *Turbulent beats of pressure in respect to the tasks of hydroaerodynamic noise reduction* [Turbulentnyye pulsatsii davleniya v aspekte zadach snizheniya gidroaerodinamicheskikh шумов]. Moscow: Nauchnyy mir, 2007. (Russ.).

УДК 631.618:502.5

## Методические аспекты восстановления антропогенно трансформированных ландшафтов полуострова Ямал

Н.Б. Пыстина<sup>1</sup>, А.В. Баранов<sup>1\*</sup>, Е.Е. Ильякова<sup>1</sup>, К.Л. Унанян<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: A\_Baranov@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** технологии рекультивации, условия Крайнего Севера, залужение, биомат, проективное покрытие, итоговая интегральная оценка, качество восстановления.

**Тезисы.** Возобновление нарушенного дернового покрова в условиях Крайнего Севера до первоначального состояния естественным путем происходит в течение длительного периода времени – более 10–15 лет. Сократить этот срок до 2–3 лет можно путем применения агротехнических приемов и новейших достижений биотехнологии. С целью выбора оптимальных для условий п-ова Ямал решений по восстановлению почвенно-растительного покрова была проведена серия лабораторных и полевых исследований. Был осуществлен подбор наиболее эффективных биодобавок и стимуляторов роста, а также проведены испытания полностью разлагаемого покрытия для рекультивации почвенно-растительного слоя «БиоСТЭК». В ходе детального мониторинга состояния растительности на рекультивированных участках был выполнен расчет интегральной оценки восстановления почвенно-растительного покрова и сформулировано заключение о степени успешности примененных технологий рекультивации.

В условиях Ямала целостность ландшафтов обеспечивается несущей способностью мерзлых грунтов. Грунты в талом состоянии в зависимости от литологии выдерживают нагрузки от 2 до 15 кг/см<sup>2</sup>, что на один-два порядка ниже существующих антропогенных нагрузок, имеющих место при обустройстве месторождений углеводородов.

Для оценки современного состояния почвенно-растительного покрова и существующей экологической ситуации на территории Бованенковской группы месторождений был проведен комплекс работ по наземному исследованию нарушенных участков земель, включающий: ландшафтную характеристику территории, оценку экологического состояния растительного покрова, экологического состояния почвенного покрова, степени загрязнения земель [1, 2]. Для каждого ключевого участка была дана характеристика исходного природно-территориального комплекса: рельеф, почвы и растительность, тип местности. Оценка состояния нарушенных и загрязненных участков была проведена по следующим параметрам: тип нарушения; формы механических нарушений; степень разрушения исходных природно-территориальных комплексов; загрязнение земель (толщина и консистенция углеводородов или других загрязнителей, площадь загрязнения); захламленность участка (наличие отходов строительства, производства и потребления); степень развития и тенденции процессов трансформации; степень проявления опасных экзогенных процессов. Анализ нарушений, выявленных в ходе проведения экспедиционных исследований в 2009–2016 гг., показал, что 90 % из них – результат механических нагрузок на ландшафты.

В результате проведенных исследований было установлено, что возобновление нарушенного дернового покрова до первоначального состояния естественным путем происходит в течение более чем 10–15 лет. Сократить этот срок до 2–3 лет можно путем посева многолетних трав с применением агротехнических приемов и новейших достижений биотехнологии. Искусственное залужение нарушенных территорий позволяет сформировать адекватную органоминеральную среду для развития биоценоза, максимально приближенного по своему составу к исходному природно-территориальному комплексу каждого из участков. Наиболее перспективными для рассматриваемой территории являются технологии, основанные на посеве травосмесей с внесением научно обоснованных доз минеральных удобрений, применении стимуляторов роста и корне-

образования растений различного происхождения: гуминовых веществ, биопрепаратов, фитогормонов и т.д. [3, 4].

С целью выбора оптимальных для условий п-ова Ямал решений по восстановлению почвенно-растительного покрова была проведена серия лабораторных и полевых исследований. При этом основными задачами являлись подбор наиболее эффективных биодобавок и стимуляторов роста и испытания полностью разлагаемого биомата на льняной основе.

Анализ результатов лабораторных испытаний биодобавок и стимуляторов роста позволил сделать ряд предварительных выводов:

- наиболее высокие результаты показали биопрепараты на основе бактерий *Pseudomonas putida*, а также ауксина, ксантана и гумата натрия;
- для ускорения роста и развития растений целесообразно применять раствор ауксина для предпосевного замачивания семян;
- применение гуминовых препаратов наиболее эффективно при поливе почвы после высева травосмесей;
- нанесение водного раствора ксантана на поверхность песчаного грунта повышает его эрозионную устойчивость и в то же время интенсифицирует рост и развитие растений;
- использование при залужении биопрепарата на основе бактерий *Pseudomonas putida* значительно стимулирует развитие растений, способствует образованию мощной корневой системы, повышающей эрозионную устойчивость песчаной почвы.

Также в лабораторных условиях проводились испытания образцов биоматов, представляющих полностью биоразлагающуюся основу, состоящую из слоев геотекстиля, между которыми присутствует восстановительная смесь. Основное назначение биоматов – закрепление грунта на наклонных поверхностях и откосах при рекультивации. При этом восстановительная смесь для рекультивации должна подбираться с учетом грунтовых, гидрологических и природно-климатических условий территории применения биомата. В качестве объекта испытаний как наиболее перспективного для использования в условиях Крайнего Севера было выбрано покрытие для рекультивации почвенно-растительного слоя «БиоСТЭК» (ТУ 8397-019-89632342-2013) на основе льняных волокон, разработанное ЗАО «Газпром СтройТЭК Салават». Данное

покрытие способно полностью разлагаться в течение одного-двух вегетационных периодов. Комплекс исследований по оценке эффективности применения покрытия «БиоСТЭК» для защиты грунтовых поверхностей и рекультивации почвенно-растительного слоя на п-ове Ямал предусматривал применение 11 вариантов состава покрытия «БиоСТЭК» с шитыми семенами травосмеси «Специальная» (мятлик луговой, костреч безостый, овсяница луговая, овсяница красная, тимофеевка луговая). Данная травосмесь была выбрана по результатам лабораторных и полевых исследований на п-ове Ямал, проведенных ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2010–2011 гг. Кроме того, было рассмотрено несколько видов удобрений и добавок, оказывающих влияние на рост растений.

Анализ результатов лабораторных испытаний показал, что внесение удобрений и биодобавок в покрытие положительно влияет на рост растений, при этом наибольшее воздействие оказывает комплексное минеральное удобрение. Для образцов с этим удобрением характерны наибольшие величины высоты ростков.

В целом покрытие для рекультивации почвенно-растительного слоя «БиоСТЭК» показало положительные результаты в смоделированном микроклимате, близком к условиям Ямала. Проведенные лабораторные исследования послужили основой для его дальнейших испытаний в полевых условиях полуострова.

Проведение полевых работ было связано с заложением серии экспериментов в 2010, 2014 и 2015 гг. Для этого на территории Бованенковского НГКМ предварительно были выбраны пилотные участки, на которых в дальнейшем были апробированы технологии, отобранные по результатам анализа отечественного и зарубежного опыта рекультивации, включая разработанные сотрудниками ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (табл. 1).

В ходе исследований на пилотных участках проводился подбор компонентного состава и норм расхода травосмесей, адаптированных к местным условиям, минеральных удобрений, стимуляторов, биопрепаратов, необходимых для активного роста и развития растений. В качестве основы была взята травосмесь со следующим составом: мятлик луговой, костреч безостый, овсяница луговая, овсяница красная, тимофеевка луговая, пырей ползучий с добавлением в ряде случаев овса, ржи, клевера лугового, люцерны (табл. 2). Также оценивалась

Таблица 1

## Технологии биологической рекультивации, примененные на пилотных участках в 2010 г.

№	Технология	Карьер № 4	Участок разьездов техники	Участок скв. № 124
1	Биопрепарат на основе бактерий <i>Pseudomonas putida</i> *	+	+	–
2	Ауксин + твердые бытовые отходы (фильтрат)*	+	–	–
3	Бентонитовый буровой состав + ксантан*	–	–	–
4	Ауксин*	–	+	–
5	Биомат – полотно нетканое марки БТ-СО/130 (2,0):	+	+	–
	Биомат (контроль)	+	+	–
	Биомат + минеральное удобрение (нитроаммофоска)	+	+	–
	Биомат + гуминовый препарат «Росток» (0,001 %)	+	+	–
	Биомат + гумат натрия (0,05 %)	+	+	–
6	Полимерное покрытие – ПВС 16/1*	–	–	–
7	Разная норма семян многолетних злаковых трав + минеральное удобрение*	+	+	+
8	Разная норма семян многолетних злаковых трав (контроль)*	+	+	–
9	Разная норма минеральных удобрений*	+	–	–
10	Гуминовый препарат «Росток» + минеральное удобрение (нитроаммофоска)*	+	–	–
	Гуминовый препарат «Росток»*	+	+	–
12	Гумат натрия + минеральное удобрение (нитроаммофоска)*	+	–	–
	Гумат натрия*	+	+	–
	Торфомат	+	–	–
	Препарат «Рекультивит»*	+	–	–

\* Способ рекультивации – залужение.

Таблица 2

## Состав использованных травосмесей по годам, %

Вид растения	2010 г.		2014 г.			2015 г.					
	№ травосмеси										
	1	7	8	9	10	1	2	3	4	5	6
Мятлик луговой (многолетнее)	8,0	30,0	8,0	–	–	8,0	–	–	–	–	7,0
Кострец безостый (многолетнее)	23,0	10,0	–	20,0	10,0	23,0	10,0	10,0	20,0	15,0	22,0
Овсяница луговая (многолетнее)	23,0	10,0	23,0	30,0	15,0	23,0	15,0	15,0	30,0	10,0	22,0
Овсяница красная (многолетнее)	23,0	40,0	23,0	10,0	5,0	23,0	5,0	5,0	10,0	–	22,0
Овсяница тростниковидная (многолетнее)	–	–	23,0	–	–	–	–	–	–	–	–
Тимофеевка луговая (многолетнее)	23,0	10,0	23,0	25,0	12,5	23,0	12,5	12,5	25,0	60,0	22,0
Пырей ползучий (многолетнее)	–	–	–	15,0	7,5	–	7,5	7,5	15,0	10,0	–
Овес (однолетнее)	–	–	–	–	25,0	–	50,0	–	–	–	–
Рожь (однолетнее)	–	–	–	–	25,0	–	–	50,0	–	–	–
Клевер луговой (многолетнее)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	5,0	–
Люцерна (многолетнее)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	5,0

возможность применения в условиях Крайнего Севера традиционных биоматов, содержащих синтетическое волокно, и полностью разлагаемых биоматов на льняной основе.

В 2016 г. на участках рекультивации был проведен детальный мониторинг состояния растительности. На предмет оценки эффективности примененных в 2010 г. технологий обследовано 65 отдельных делянок/

пробных площадок: на карьере № 4 – 36 (всего 143 эксперимента); на карьере № 3 – 14 (всего 24 эксперимента); у скважины № 124 – 1; у базы бурения – 14 (всего 24 эксперимента). Количество оцениваемых делянок, рекультивированных в 2014 г., составило 23: на участке № 1.2 (покрытие «БиОСТЭК») – 21; на участке № 1.1 – 2. Из рекультивированных в 2015 г. было рассмотрено 65 опытных делянок,

в том числе на участке № 1.3 – 1; на участке № 1.4 – 9; на участке № 1.4 (мелкоделяночные эксперименты, биопрепараты) – 10; на участке № 1.4 (мелкоделяночные эксперименты, покрытие «БиоСТЭК») – 18; на участке № 1.4 (покрытие «БиоСТЭК») – 18; на участке № 2 – 6; на участке № 3 – 3. В общей сложности в процессе мониторинга было проанализировано 138 реализованных технологий. Для того чтобы объективно оценить процесс восстановления нарушенных участков, были проведены наблюдения за состоянием растительного покрова.

На основе полученных геоботанических данных был выполнен расчет интегральной оценки восстановления почвенно-растительного покрова. Расчет проводился в соответствии с доработанной для данной цели методикой контроля качества восстановительных работ.

При расчете учитывались следующие показатели растительных сообществ: проективное покрытие, средняя высота побегов, суммарная доля жизнеспособных и незначительно ослабленных, количество особей на единицу площади, урожайность сеяного сообщества. По результатам расчета рекультивированным участкам присваивалась та или иная категория качества восстановления. Итоговая оценка ( $\Sigma_{\text{итоговая}}$ ) складывалась из суммы баллов, присвоенных каждому показателю.

Из экспериментов, заложенных в 2010 г. в районе карьера минерального грунта № 4, лучшие результаты соответствуют участкам, на которых применялось залужение с травосмесью № 7 (см. табл. 2). Эти участки характеризуются в целом более высокими значениями показателей (рис. 1), чем участки

с травосмесью № 1, для которых зарегистрировано большинство из минимумов (рис. 2).

Наилучшее проективное покрытие (от 60 % и более) отмечено для залужения с травосмесью № 7 и ауксином; залужения с травосмесью № 7 и *Pseudomonas putida*; залужения с травосмесью № 7 и препаратом «Росток». Суммарная доля жизнеспособных и незначительно ослабленных растений на этих участках колеблется от 60 до 80 % и более.

Анализ результатов расчета итоговой интегральной оценки, проведенного при учете всех рассматриваемых геоботанических показателей по восстановлению почвенно-растительного покрова, показывает, что внесение регулятора роста (ауксин), стимулятора роста (*Pseudomonas putida*) и гуминового препарата («Росток») положительно влияют на качество рекультивации. В частности, это относится к участкам, рекультивированным с применением залужения с травосмесью № 7: для этих экспериментальных делянок  $\Sigma_{\text{итоговая}} > 45$ , что соответствует категории качества восстановления «отлично» и «очень хорошо» и позволяет признать успешными рекультивационные мероприятия.

Установлено, что экспериментальные участки в районе базы бурения имеют одинаковые геоботанические показатели, вследствие этого провести сравнение технологий рекультивации не представляется возможным. Необходимо отметить хорошую обеспеченность влагой участка, что создало благоприятные условия для роста и развития растений: проективное покрытие составляет более 80 % (рис. 3, 4). Растения жизнеспособные, средняя



Рис. 1. Экспериментальный участок № 1.2 (II), рекультивированный залужением с травосмесью № 7 (150 кг/га) и ауксином



Рис. 2. Экспериментальный участок № 1.2 (I), рекультивированный залужением с травосмесью № 1 (150 кг/га) и ауксином



**Рис. 3. Северо-западный участок рекультивации разрездов техники у базы бурения**



**Рис. 4. Образец растительного сообщества на северо-западном участке рекультивации разрездов техники у базы бурения**

высота – 100–110 см. Несмотря на относительно небольшое количество особей на единицу площади (500 ед./м<sup>2</sup>), отмечается высокая урожайность сеяного сообщества. Все это позволяет отнести участок по качеству восстановления к категории «отлично», а рекультивационные мероприятия признать успешными.

Наилучшие результаты на делянках на карьере № 3 (рис. 5) отмечены для залужения с внесением нитроаммофоски: проективное покрытие на них составило более 80 %, средняя высота побегов – более 30 см, суммарная доля жизнеспособных и незначительно ослабленных растений – 60–80%, а урожайность сеяного сообщества – 300 г/м<sup>2</sup>. Также неплохие результаты зафиксированы на делянке, рекультивированной залужением с травосмесью № 7 и внесением препарата «Росток». Здесь при том же проективном покрытии и суммарной доле жизнеспособных и незначительно ослабленных растений средняя высота побегов несколько ниже (18–30 см), но более высокий показатель урожайности (450 г/м<sup>2</sup>).



**Рис. 5. Измерение проективного покрытия почв**

Один из лучших результатов отмечен на участке у скважины № 124, рекультивированном с применением залужения травосмесью № 7. Показатели состояния растительности на этой делянке начиная с 2011 г. демонстрировали стабильность в межгодовой динамике. По состоянию на 2016 г. (рис. 6, 7) отмечалось наличие устойчивого почвенно-растительного покрова с проективным покрытием более 80 %, средней высотой побегов 18–30 см, суммарной долей жизнеспособных и незначительно ослабленных растений более 80 % и урожайностью 2500 г/м<sup>2</sup>. Качество восстановления участка оценивается как отличное, а рекультивационные мероприятия признаются успешными.

В 2014 г. были испытаны две технологии: демутиационный способ рекультивации залужением травосмесью № 10 с добавлением однолетников и залужение травосмесью № 9 с внесением азофоски NPK и пушицы. При этом последняя, как показывает анализ полученных результатов, характеризуется более высоким проективным покрытием – более 80 %, но низкой урожайностью сеяного сообщества (400 г/м<sup>2</sup>). На делянке с демутиационным методом проективная поверхность меньше (60–80 %), однако жизненная сила и урожайность сеяного сообщества выше. Согласно результатам расчета интегральной оценки восстановления почвенно-растительного покрова на данном участке качество восстановления оценивается как очень хорошее, а рекультивационные мероприятия – успешные.

В 2015 г. была продолжена отработка технологий рекультивации на проблемных участках. Результаты расчета интегральной оценки восстановления почвенно-растительного



**Рис. 6. Участок у скважины № 124, рекультивированный залужением с травосмесью № 7, 2016 г.**



**Рис. 7. Образец почвенно-растительного покрова на участке у скважины № 124**

покрова методом залужения показывают, что качество восстановления на экспериментальных делянках с применением травосмесей № 4 и № 5 с внесением нитроаммофоски можно оценить как «хорошо», что, согласно принятой авторами классификации, указывает на необходимость проведения дополнительных рекультивационных мероприятий. Для остальных делянок с применением травосмесей № 1–3 и № 6 с внесением нитраммофоски, а также № 1 с внесением органо-минерального удобрения «Благодар» качество восстановления соответствует категории «очень хорошо», что свидетельствует об успешности проведения рекультивации.

При проведении полевых исследований особое внимание было уделено участкам, рекультивированным с применением биоматов. Так, в 2010 г. в условиях п-ова Ямал проводились испытания традиционно используемых нетканых покрытий, в частности биоматов марки БТ-СО/130 (2,0) (ОАО «Вистэкс») и торфоматов. Первое покрытие показало хороший кратковременный эффект: в 2011 г. в рамках первого года контроля качества восстановительных работ участки с биоматами хорошо себя

зареккомендовали (рис. 8). Однако в 2013 г. ситуация изменилась коренным образом (рис. 9). Опытные участки были покрыты прошлогодней отмершей травой при практически полном отсутствии молодых растений. Обследования 2014 г. зафиксировали относительно оголенный участок (рис. 10). Дальнейшие наблюдения, проведенные в 2015 и 2016 гг. показали, что вследствие переноса частиц почвы ветром и водными потоками на поверхности покрытия образуется почвенный слой, толщина которого зависит от рельефа. Вследствие этого происходит постепенное естественное залужение участка отдельными представителями растительного сообщества (рис. 11). Чем больше почвенный слой, тем активнее происходит залужение, тем больше проективное покрытие. Кроме того, предполагалось, что в течение двух-трех лет биомат должен разложиться. Однако несмотря на то что с момента рекультивации прошло шесть лет, признаков разложения обнаружено не было. Аналогичная ситуация прослеживается и для торфоматов (рис. 12 и 13).

Очевидно, что неэффективность применения биоматов и торфоматов связана с крайне низкой степенью разлагаемости субстрата-



**Рис. 8. Делянки 1.33–1.36, рекультивированные биоматами, 2011 г.**



**Рис. 9. Делянки 1.33–1.36, рекультивированные биоматами, 2013 г.**



**Рис. 10. Делянки 1.33–1.36, рекультивированные биоматами, 2014 г.**



**Рис. 11. Делянки 1.33–1.36, рекультивированные биоматами, 2016 г.**



**Рис. 12. Участок, рекультивированный торфоматами, 2016 г.**



**Рис. 13. Торфомат под слоем почвы, 2016 г.**

полотна, содержащего неразлагаемые синтетические волокна [5]. Данное обстоятельство является ограничивающим фактором как для поддержания интродуцированной флоры, так и для заселения аборигенными видами растений. Учитывая вышесказанное, был сделан вывод о необходимости более осторожного подхода к выбору биоматов для рекультивации

в условиях Крайнего Севера, в том числе к наличию в их составе неразлагаемой основы.

В 2014–2015 гг. были заложены серии экспериментов с покрытием «БиоСТЭК». Так, в 2015 г. на участке № 1.4 в качестве удобрений были использованы: нитроаммофоска, сапропель, комплексные удобрения «Газон-Сити», «Фертика газонное» и «АВА-Универсал».

Кроме того, эксперименты закладывались в двух вариантах: с поверхностной отсыпкой грунтом и без нее. Следует отметить, что на полученный результат сильное влияние оказали климатические условия, включая температурный режим и осадки: лето 2016 г. было самым засушливым за период 2010–2016 гг. Одновременно отмечались аномально высокие для данного региона температуры, превышавшие днем отметку 30 °С. Все это привело к превышению испарения над поступлением влаги и изменению водного режима почвы, что в итоге обусловило существенный недостаток влаги и ее неравномерное распределение на экспериментальных участках. В соответствии с результатами расчета интегральной оценки восстановления почвенно-растительного покрова с применением биоматов на участке № 1.4 на делянках с поверхностной отсыпкой грунтом качество восстановления признано хорошим, за исключением экспериментов с «БиоСТЭК-Грин 45» с внесением удобрения «Газон-Сити», «БиоСТЭК-Грин 45» с внесением гранулированного сапропеля и «БиоСТЭК-Грин 45» с внесением «АВА-Универсал» и отсыпкой грунтом. Для первых двух качество восстановления относится к категории «удовлетворительно», для третьего – «неудовлетворительно». Кроме того, как «хорошо» оценивается качество восстановления на делянке без поверхностной отсыпки грунтом «БиоСТЭК-Грин 10» с внесением удобрения «Газон-Сити». Также в процессе мониторинга установлено, что на исследуемых делянках активно развиваются процессы разложения покрытия (рис. 14).



**Рис. 14. Покрытие «БиоСТЭК» (поверхностная плотность 450 г/м<sup>2</sup>) с признаками разложения, 2016 г.**

Рассмотренная выше и испытанная на опытных делянках технология применения биоматов была реализована в опытно-промышленном масштабе на участке, расположенном в непосредственной близости от промысловой автодороги, ведущей на кусты газовых скважин № 43, 44 Бованенковского НГКМ.

На этом участке в 2013 г. вследствие аномально высоких температур произошел масштабный обвал грунта с образованием котловины, край которой на момент обследования специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» располагался в 3 м от автодороги (рис. 15, 16).

Для сохранения данной автодороги совместными усилиями специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ООО «Газпром добыча Надым» в период 2015–2016 гг. были реализованы специальные технологии восстановления этого участка, основанные на использовании биоразлагаемых геотекстильных покрытий – биоматов на льняной основе,



**Рис. 15. Водные потоки уходят под поверхность отсыпанного грунта, способствуя размыву засыпки изнутри, 2015 г.**



**Рис. 16. Активно развивающиеся процессы криопланации вблизи от автодороги, ведущей на кусты газовых скважин № 43, 44**



**Рис. 17. Укладка биоматов силами ООО «Газпром добыча Надым»**



**Рис. 18. Рекультивированный участок. Общий вид**

позволяющих надежно удерживать грунт от сдвигов и размывов при весеннем снеготаянии и дождевом стоке.

Предварительно на участок дополнительно был доставлен грунт и проведено его выравнивание (техническая рекультивация). В 2015 г. на водораздельной территории обвала (слева и справа от засыпанной котловины) с целью стабилизации опасных проявлений водно-эрозионных процессов на водоразделе специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» были проведены специальные мероприятия по их залужению травосмесями, адаптированными к местным условиям. В дальнейшем биоматы были уложены вдоль линии уклона, закреплены к поверхности специальными П-образными скобами и присыпаны землей (рис. 17). На конец полевого сезона 2016 г. был зафиксирован устойчивый травяной покров высотой 10–15 см. При этом проявление эрозионных борозд на восстановленном участке обнаружено не было (рис. 18). В целом полученные результаты свидетельствуют об успешном восстановлении этого участка.

\*\*\*

Таким образом, на территории Бованенковской группы месторождений проведены исследования процессов восстановления земель на опытно-экспериментальных участках, восстановленных с помощью усовершенствованных технологий рекультивации. Эффективность их практической реализации определялась по методике, основанной на расчете интегральной оценки по пяти геоботаническим показателям. Из 280 вариантов апробированных технологий успешными были признаны результаты применения 23.

Анализ динамики восстановления нарушенных территорий свидетельствует о том, что разработанные технологии позволяют получить полноценный растительный покров в течение одного вегетационного периода и не требуют в дальнейшем дополнительного посева.

### Список литературы

1. Пыстина Н.Б. Геоэкологические аспекты добычи и транспорта газа на полуострове Ямал / Н.Б. Пыстина, А.В. Баранов, Е.Л. Листов и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – 190 с.
2. Романов К.В. Эколого-технологические экспедиции на полуострове Ямал / К.В. Романов, Ю.В. Илатовский, Н.Б. Пыстина и др. // Газовая промышленность. – 2013. – № 688. – С. 35–38.
3. Пыстина Н.Б. Совершенствование технологий рекультивации нарушенных и загрязненных земель на месторождениях углеводородов Крайнего Севера / Н.Б. Пыстина, А.В. Баранов, Е.Л. Листов и др. // Научный вестник ЯНАО: Экология и природопользование в Ямало-ненецком автономном округе. – Тюмень, 2016. – № 2 (91). – С. 4–8.
4. Ишков А.Г. Деградация и охрана почвенно-растительного покрова при освоении месторождений углеводородов Крайнего Севера / А.Г. Ишков, А.В. Баранов, В.Я. Григорьев и др. – М.: Газпром экспо, 2009. – 284 с.: ил.
5. Пыстина Н.Б. Опыт применения биоматов при рекультивации земель в условиях Крайнего Севера / Н.Б. Пыстина, А.В. Баранов, Е.Е. Ильякова // Газовая промышленность. – 2015. – № 9 (727). – С. 101–104.

## Methodical dimension in restoring man-transformed landscapes of the Yamal Peninsular

N.B. Pystina<sup>1</sup>, A.V. Baranov<sup>1\*</sup>, Ye.Ye. Ilyakova<sup>1</sup>, K.L. Unanyan<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: A\_Baranov@vniigaz.gazprom.ru

**Keywords:** revegetation technology, the Far North conditions, grassing, biomat, foliage cover, definitive integrated estimate, quality of restoration.

**Abstract.** In conditions of the Far North natural revegetation of a disturbed turfing up to the initial state lasts quite long, namely during 10–15 years. Agrotechnical measures and state-of-art biotechnologies can shorten this period down to 2–3 years. In order to choose optimal grassing solutions for Yamal a series of laboratory and field tests was carried out. The most efficient biological additives and stimulators of growth were selected, and the BioSTEK degradable covering for restoration of top soil was tested. In course of the detailed monitoring of vegetation at the recultivated land sites an integral estimate of top soil restoration was calculated. On these grounds conclusions about the successfulness of revegetation technology application were made.

### References

1. PYSTINA, N.B., A.V. BARANOV, Ye.L. LISTOV et al. *Geoecological aspects of gas production and transport at the Yamal Peninsular* [Geoekologicheskiye aspekty dobychi i transporta gaza na poluostrove Yamal]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. (Russ.).
2. ROMANOV, K.V., Yu.V. ILATOVSKIY, N.B. PYSTINA et al. Ecological-technological expeditions to the Yamal Peninsular [Ekologo-tekhnologicheskiye ekspeditsii na poluostrov Yamal]. *Gazovaya promyshlennost*. 2013, no. 688, pp. 35–38. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. PYSTINA, N.B., A.V. BARANOV, Ye.L. LISTOV et al. Perfection of techniques for revegetation of disturbed and contaminated lands at the hydrocarbon fields of the Far North [Sovershenstvovaniye tetekhnologiy rekultivatsii narushennykh i zagryaznennykh zemel na mestorozhdeniyakh uglevodorodov Kraynego Severa]. *Nauchnyy vestnik YaNAO*. Tumen, 2016, no. 2(91): Ecology and nature management in the Yamal-Nenets Autonomous District [Ekologiya i prirodopolzovaniye v Yamalo-Nenetskom avtonomnom okruge], pp. 4–8. ISBN 978-5-9908628-2-1. (Russ.).
4. ISHKOV, A.G., A.V. BARANOV, V.Ya. GRIGORYEV et al. *Degradation and protection of vegetative ground cover at development of the Far North hydrocarbon fields* [Degradatsiya i okhrana pochvenno-rastitelnogo pokrova pri osvoyenii mestorozhdeniy uglevodorodov Kraynego Severa]. Moscow: Gazprom expo, 2009. (Russ.).
5. PYSTINA, N.B., A.V. BARANOV, Ye.Ye. ILYAKOVA. Experience in application of the biomats for land restoration in conditions of the Far North [Opyt primeneniya biomatov pri rekultivatsii zemel v usloviyakh Kraynego Severa]. *Gazovaya promyshlennost*. 2015, no. 9(727), pp. 101–104. ISSN 0016-5581. (Russ.).

УДК 502.64:551.4

## Экологическая безопасность арктических берегов России: углеводородное загрязнение и методы восстановления

**А.А. Ермолов**

АО «Институт экологического проектирования и изысканий», Российская Федерация, 119234, г. Москва, Ленинские горы, д. 1, стр. 75Г  
E-mail: alexandr.ermolov@gmail.com

**Ключевые слова:**

Карское море, море Лаптевых, береговая зона, экологическая безопасность, углеводородное загрязнение, индекс экологической чувствительности, геоморфологическое районирование, картографирование, ликвидация разливов нефти.

**Тезисы.** Целью настоящей работы являлось геоморфологическое районирование и оценка экологической чувствительности берегов морей Карского и Лаптевых к разливам нефти и нефтепродуктов с использованием международной системы индексов экологической чувствительности ESI (Environmental Sensitivity Index), адаптированной к арктическим берегам. В развитие международной методики настоящая работа решает задачу оценки экологической чувствительности берегов труднодоступных районов Арктики на основании комплексного геоморфологического анализа и районирования береговой зоны по дистанционным спутниковым, картографическим и фондовым данным. Важным аспектом является разработка универсальной типизации арктических берегов, сопоставимой с типами берегов международной системы индексов чувствительности.

В статье представлены отдельные результаты этих исследований и кратко рассмотрены методы реагирования на возможное нефтяное загрязнение берегов различного типа. Установлено, что свыше 5300 км (около 50 %) береговой линии в море Лаптевых и около 2200 км (20 %) в Карском море соответствуют высокому индексу экологической чувствительности и требуют первоочередной защиты в случае возникновения разлива нефти. Выбор стратегий реагирования и приемлемых методов ликвидации разливов нефти должен основываться на научных принципах, воплощенных в рамках анализа суммарной экологической выгоды. Это позволит снизить риски развития экологических катастроф и минимизировать финансовые затраты на реабилитацию пораженных экосистем, длительность естественного восстановления которых в условиях Арктики может исчисляться десятилетиями.

Арктический шельф России весьма перспективен в отношении углеводородного сырья. Беспрецедентные по своим масштабам геологоразведочные работы последних лет на лицензионных участках крупнейших российских компаний (ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть») подтвердили существующие и выявили множество перспективных нефтегазоносных структур на шельфе арктических морей, определяющих стратегические планы развития нефтегазовой отрасли России. Освоение шельфовых месторождений неизбежно связано с развитием добычной и транспортной инфраструктуры, строительством морских ледостойких платформ, трубопроводов, терминалов различного типа и пр. Это требует разработки мероприятий по охране окружающей среды, в том числе по защите побережий, предотвращению и устранению последствий потенциально возможных разливов нефти и нефтепродуктов.

Среди современных источников загрязнения Арктики разливы углеводородного сырья являются одними из наиболее опасных. Они оказывают существенное воздействие на физико-химические и биологические характеристики морской среды и прибрежной зоны. Начиная с момента возникновения аварии и распространения углеводородного загрязнения взаимодействие с морской средой и субстратом может происходить по-разному и будет определяться как свойствами самого загрязнителя, так и природными факторами, обладающими рядом специфических особенностей в арктических регионах. Общими чертами будут являться динамизм, особенно в безледный период, и сложное сочетание физических, химических и биологических процессов трансформации и рассеивания компонентов углеводородов вплоть до их полного исчезновения [1]. Процессы распространения и взаимодействия нефтяного разлива с морской средой включают физический перенос, эмульгирование, окисление,

деструкцию, микробное разложение, агрегирование, растворение и седиментацию. В результате нефть теряет свои первоначальные свойства, разделяется на группы углеводородов и фракции, состав и химическая структура которых трансформируются, а содержание падает в результате рассеивания и распада вплоть до исчезновения. Это и есть так называемое самоочищение морской среды, которое происходит в экосистеме, если, конечно, токсическая нагрузка не превысила допустимых пределов. Однако длительность периода естественного восстановления может быть различной.

Берег, являясь естественной границей двух сред, служит преградой на пути распространения нефтяного разлива и способен при определенных условиях аккумулировать нефть и продукты ее преобразования [1–3]. С другой стороны, приустьевые взморья крупных рек и береговая зона являются наиболее продуктивными в биологическом отношении – здесь сосредоточена основная биомасса морских и прибрежных растений и животных.

Мировой опыт ликвидации нефтяных разливов свидетельствует о том, что именно в прибрежной зоне наблюдаются самые тяжелые экологические последствия аварий. Кроме того, в условиях низких температур воздуха, продолжительного отсутствия солнечной радиации и длительной (до 9–11 месяцев) консервации прибрежного мелководья и акватории арктических морей морскими льдами процессы естественного самоочищения на берегах существенно замедлены и могут протекать десятилетиями. Значительно увеличивается и период сохранности разлитой нефти, чему способствует низкая гидродинамическая активность среды на обширных мелководьях, характерных, например, для моря Лаптевых.

В настоящей работе рассматриваются берега морей Карского и Лаптевых, шельфовые районы которых оцениваются как одни из наиболее перспективных в нефтегазовом отношении. Общая протяженность анализируемой береговой линии превышает 36 тыс. км, значимая ее часть располагается в пределах 16 особо охраняемых природных территорий – заказников, заповедников и национальных парков.

Все это определяет приоритетность защиты прибрежных районов при планировании и проведении мероприятий по ликвидации разливов нефти и необходимость выявления как

наиболее ценных в экологическом отношении, так и наиболее чувствительных к загрязнению береговых участков. Для этих целей разрабатываются специальные карты экологической чувствительности берегов, отражающие комплексную экспертную оценку. Планирование действий по ликвидации разливов нефти, включая разработку таких карт, лежит в основе оперативного принятия решений в чрезвычайной ситуации и является необходимым при освоении недр шельфа.

Главной целью исследования являлись геоморфологическое районирование и оценка экологической чувствительности берегов морей Карского и Лаптевых к разливам нефти и нефтепродуктов с использованием международной системы индексов экологической чувствительности (ESI – Environmental Sensitivity Index) [4, 5].

Рекомендованная международная методика, впервые предложенная в 1978 г. американскими учеными [6], продолжает формироваться и совершенствоваться на основании опыта различных стран и компаний. На сегодняшний день в системе ESI насчитывается 10 основных уровней (индексов): от 1 (низкая чувствительность) до 10 (высокая чувствительность). Учитывая множество региональных отличий, отдельные уровни ESI включают несколько типов берегов, обозначаемых буквенными индексами. Всего выделяются 25 типов берегов. Каждый тип имеет утвержденную цветную кодировку в соответствии с увеличением индекса экологической чувствительности от холодного цвета к теплomu. Это обеспечивает идентификацию экологической чувствительности берега при картографировании и работе с геоинформационными системами, позволяет выделять наиболее ранимые и более устойчивые к загрязнению участки.

В основу ранжирования, согласно международной методике, положены три основных фактора:

- характеристика береговой линии (гранулометрический состав отложений, профиль береговой зоны), определяющая возможность проникновения и/или захоронения нефти на берегу и их перемещения;
- воздействие волнения и приливной энергии, определяющее время естественной устойчивости (сохранности) нефти на берегу;
- общая биологическая продуктивность и чувствительность берега.

При этом авторы оригинальной идеи [6] не рекомендуют объединять биологическую и геоморфологическую составляющие в одном индексе чувствительности. При принятии решений важно иметь представление об относительной чувствительности каждого из компонентов экосистемы, чтобы определить соответствующие меры реагирования для конкретного времени и места. Учитывая это, в своей работе автор сознательно не рассматривает биологическую составляющую, безусловно, важнейшую с точки зрения охраны природы.

### **Оценка экологической чувствительности арктических берегов**

Для оценки экологической чувствительности берегов Карского и Лаптевых морей применялся эколого-геоморфологический подход, основанный на базовых принципах ранжирования берегов в соответствии с международной системой индексов ESI. Дополнительно учитывались геолого-геоморфологические и гидродинамические условия функционирования береговых систем, геокриологические и гидрометеорологические факторы, которые определяют условия развития берега не в меньшей степени, чем волнение. Принимались во внимание особенности перемещения и аккумуляции наносов, необходимые для понимания характера распространения нефтепродуктов в береговой зоне, определения зон возможного накопления нефти и времени удержания ее на берегу.

Основанный на представлениях о геоморфологии береговой зоны [7–9] такой подход не противоречит принципам международной методики, а является ее более широким аналогом, дополняющим упрощенную типизацию по отдельным критериям ранжирования. Важным аргументом в его пользу является удаленность и недостаточная изученность многих береговых районов Арктики, серьезно ограничивающая возможность их экологического районирования. Геоморфологический анализ способен нивелировать недостаток информации о берегах труднодоступных районов.

Другим аспектом является своеобразие функционирования арктических берегов, сложенных многолетнемерзлыми отложениями. Так, широко распространенные процессы термоабразии и термоденудации никак не учитываются международной системой индексов ESI. А ведь хорошо известно, что благодаря разрушению многолетнемерзлых льдистых

отложений отступление береговых уступов может составить первые метры – десятки метров в течение одного штормового сезона. Соответственно будет меняться и профиль береговой зоны, смещаться линия заплеска, интенсивно перерабатываться и замещаться пляжевые отложения, а вместе с ними и возможное загрязнение – нефть и нефтепродукты. Добавим, что в условиях техногенного воздействия подобные береговые экосистемы отличаются крайне низкой устойчивостью [10, 11] и требуют всесторонней оценки рисков при разработке планов ликвидации разливов нефти.

С учетом разработанных подходов [12, 13] на начальном этапе было выполнено морфодинамическое районирование берегов, которое представляет обобщенную геолого-геоморфологическую характеристику береговой зоны, необходимую для оценки экологической чувствительности к разливам нефти. Разработка типизации и картографирование осуществлялись с учетом имеющихся представлений о геоморфологии и литодинамике береговой зоны арктических морей. Использовался большой объем картографических, спутниковых и литературных данных, материалы экспедиционных исследований различных лет, имеющиеся фото- и видеоматериалы [13–15]. В основу морфодинамической типизации были положены известные классификации берегов внутренних и окраинных морей, учитывающие особенности широтной зональности и специфики региона [8, 9, 15, 16]. Было выделено 10 морфодинамических типов берегов, сложенных прочными коренными породами и осадочными четвертичными отложениями (табл. 1). Это позволило весьма подробно охарактеризовать побережье морей Карского и Лаптевых, хотя и не исключило некоторых обобщений.

Дальнейший анализ производился в рамках отдельных литодинамических систем или отрезков берега, обладающих схожими показателями морфологии и литологии. На основе экспертной оценки основных критериев ранжирования каждому участку присваивался индекс чувствительности к нефтяному загрязнению в соответствии с системой индексов ESI. Типы аварийных ситуаций, модели распространения (дрейфа, растекания и пр.), возможные способы ликвидации загрязнения и варианты физико-химического и механического взаимодействия нефтепродуктов с осадками

Таблица 1

**Морфодинамические типы берегов морей Карского и Лаптевых  
(масштаб 1:200 000 – 1:1 000 000)**

Типы берегов	Общая протяженность, км	
	Карское море	Лаптевых море
Выработанные в коренных породах		
Абразионные	5327	1174
Абразионно-денудационные	4450	835
Термоденудационные, образованные выводными ледниками	576	110
Сложенные рыхлыми многолетнемерзлыми породами		
Термоабразионные	2365	577
Термоденудационные	3151	1605
Абразионные с отмершим или отмирающим береговым уступом, окаймленным аккумулятивной террасой	542	281
Аккумулятивные выровненные, с примкнувшими аккумулятивными формами	4020	517
Аккумулятивные отмели с ветровыми осушками	5210	616
Аккумулятивные лагунные	350	1206
Дельтовые	149	3637
Итого	26140	10558

Таблица 2

**Система индексов экологической чувствительности берегов морей Лаптевых и Карского**

Цветовой код	Индекс ESI*	Тип берега		Протяженность, км	
		оригинальное название	в переводе на русский язык	Карское море*	Лаптевых море
	1A	Exposed rocky shore	Открытый скалистый (ледяной) берег	700 (197)	365 (111)
	1C	Exposed rocky cliffs with boulder talus base	Открытые скалистые обрывистые с валунно-глыбовой отмосткой	1331	809
	2B	Exposed scarps and steep slopes in clay	Открытые уступы и крутые склоны в глинистых отложениях	170	261
	3A	Fine- to medium-grained sand beaches	Пляжи, сложенные мелко- и среднезернистым песком	1502	408
	3B	Scarps and steep slopes in sand	Уступы и крутые склоны в песчаных отложениях	1304	1933
	5	Mixed sand and gravel beaches	Пляжи, сложенные смешанными песчано-гравийными отложениями	1404	290
	6A	Gravel beaches (granules and pebbles)	Галечные пляжи (гравий и галька)	30	88
	7	Exposed tidal flats (large sandy area often covered at high tide)	Открытые приливные отмели и ветровые осушки	171	71
	8A	Sheltered scarps in bedrock, mud or clay and sheltered rocky shore	Защищенные уступы в коренных породах, глинистых и илистых отложениях, и защищенные скалистые берега	1333	700
	8D	Sheltered rocky rubble shores	Защищенные скалистые крупнообломочные берега	555	135
	9A	Sheltered tidal flats	Защищенные приливные отмели и ветровые осушки	403	1750
	10A	Salt and brackish water marshes	Соленые и опресненные марши (лайды)**	1642	–
	10E	Inundated low-lying tundra	Пойменные низменные тундры	149	3637

\* Исследованная часть береговой линии Карского моря.

\*\* Выделяются только в Карском море.

на арктических побережьях были приняты в соответствии с Руководством [3] и монографией [1]. Учитывались особенности взаимодействия нефти с различным субстратом, установленные экспериментальным путем, возможность естественного захоронения нефти и перемещения грунта, предполагаемые способы устранения загрязнения [3]. При этом в расчет не принимались природоохранный статус того или иного берега, биологическое разнообразие и удаленность от основных объектов инфраструктуры.

Всего в пределах обследованной части Карского моря и моря Лаптевых было выделено 13 типов берегов с различными индексами экологической чувствительности (табл. 2). При разработке легенды в оригинальные названия отдельных экологических типов берегов были внесены изменения, которые можно считать минимальными. Этого удалось добиться за счет использования емких понятий и генерализации близких по характеру предполагаемого взаимодействия с нефтью и нефтепродуктами типов берега. Именно с этих позиций использовалась предложенная зарубежными коллегами и апробированная [13] при оценке экологической чувствительности берегов Карского моря градация крупности пляжевых отложений, соответствующая системе индексов ESI. В будущем подобная стандартизация методических подходов позволит разработать единую типизацию берегов морей Северного Ледовитого океана, отвечающую российским и международным стандартам.

### **Актуальность карт экологической чувствительности арктических берегов**

Для оценки актуальности и применимости разработанной типизации следует еще раз подчеркнуть региональную специфику функционирования арктических берегов, обусловленную суровыми климатическими условиями региона. В частности, длительность ледового периода в море Лаптевых составляет 9–11 месяцев, в Карском море – 6–9 месяцев. Ширина припая сильно изменяется вдоль побережья и на отдаленных берегах моря Лаптевых достигает десятков километров. Морские льды контактируют с дном на больших пространствах, и весной ширина подошвы припая, смерзшаяся с грунтом, может достигать 8–10 км [14]. Льды блокируют деятельность большинства рельефообразующих процессов, снижается или полностью

исключается вероятность контакта и проницаемость отложений для нефти и нефтепродуктов. Соответственно, в этот период берега практически не чувствительны к нефтяным разливам на акватории и малочувствительны к разливам непосредственно на береговых участках.

Возможность распространения нефти в береговой зоне, ее непосредственный контакт с берегом и способность к проникновению нефтепродуктов в отложения пляжей арктических морей появляются только в летний период года. Тогда же оттаивает деятельный слой и активизируются экзогенные геологические процессы. Максимальная глубина сезонного оттаивания варьирует в регионе от 0,2–0,3 до 2,5 м и достигается к концу августа на пляжах и осушках под отепляющим воздействием самой воды.

Таким образом, представленная оценка экологической чувствительности и типизация арктических берегов актуальны исключительно для короткого безледного периода года (2–5 месяцев), когда морские берега восприимчивы к внешнему воздействию. Это следует учитывать при освоении шельфовых месторождений и разработке планов ликвидации разливов нефти, вероятность возникновения которых не ограничивается отдельными сезонами года.

### **Загрязнение и очистка берегов различного типа**

В мировой практике выбор приемлемых методов ликвидации разливов нефти осуществляется на основе анализа совокупной экологической выгоды, учитывающего все мероприятия и технологии ликвидации разливов нефти, применение которых способно причинить вторичный вред окружающей среде, помимо самого разлива [17–19]. Это позволяет снизить риски развития экологических катастроф и минимизировать финансовые затраты на восстановление пораженных экосистем. Ведь мероприятия по ликвидации последствий разливов нефти при загрязнении берега с высоким индексом чувствительности могут длиться годами и оказаться безуспешными. Поэтому выбор стратегий реагирования должен основываться на научных принципах, воплощенных в рамках анализа суммарной экологической выгоды.

Не имея возможности в рамках настоящей статьи охарактеризовать каждый из выделенных типов берега с различной чувствительностью к нефтяному загрязнению, кратко рассмотрим возможные методы реагирования

на наиболее распространенных в регионе берегах. Стоит отметить, что указанные технологии очистки морских берегов приводятся в соответствии с рекомендациями Руководства по ликвидации разливов нефти на морях, озерах и реках [3], учитывающего международный и национальный опыт, требования и законодательство Российской Федерации. Рассмотренные рекомендации являются далеко не полными и отражают возможности ликвидации разливов только в безледовых условиях. Их описание носит ознакомительный характер и направлено на выявление различий при оценке экологической чувствительности берегов отдельных типов.

Наименьшей чувствительностью к углеводородному загрязнению характеризуются открытые скалистые абразионные берега, выработанные в прочных коренных породах, и ледяные берега (индексы 1А и 1С). В море Лаптевых они занимают всего около 1280 км, или около 12 % протяженности береговой линии, в Карском море – около 2200 км (20 %). Эти берега отличаются значительными уклонами подводного склона, что обеспечивает непосредственное воздействие волнения на береговые уступы. Выброшенная нефть остается на поверхности уступа и/или может быть смыта. При наличии валунно-глыбового пляжа высока вероятность проникновения нефти в пространстве между крупнообломочным материалом. Тем не менее период сохранности загрязнения на этих берегах является минимальным, и естественное восстановление рассматривается как предпочтительный метод очистки, особенно в начале безледового сезона [3].

На абразионных и аккумулятивных берегах формируются пляжи, сложенные мелко- и среднезернистым песком (индекс 3А, 3В) или смешанными песчано-гравийными отложениями (индекс 5). В совокупности такие берега занимают около 50 % протяженности береговой линии рассматриваемых морей и характеризуются умеренной восприимчивостью к нефтяным разливам. Поверхностный слой песчаных отложений очень подвижный, глубина его волновой переработки соответствует глубине сезонного оттаивания. В теплый период года отложения являются проницаемыми для некоторых видов нефти и легких нефтепродуктов. Подстилающие мерзлые породы практически непроницаемы для загрязнения. Метод естественного восстановления может применяться при небольших разливах,

легких нефтепродуктах и в удаленных районах. В остальных случаях рекомендуется ликвидация загрязнения механическими способами и смыванием с применением вакуумных систем удаления нефти при условии минимизации техногенного воздействия и сохранении баланса наносов береговой зоны. На разрушающихся участках термоабразионных и термоденудационных берегов (индекс 3В) возможно захоронение нефти в ходе обрушения крупных блоков пород внутри волноприбойных ниш и на пляжах. При небольшом количестве загрязнения целесообразно механическое перемешивание с перемещением породы, а также биовосстановление [3].

Высокая экологическая чувствительность защищенных приливных отмелей и ветровых осушек (индекс 9А) на аккумулятивных берегах обусловлена длительной сохранностью загрязнения в затишных гидродинамических условиях и трудностью его устранения. На практике лишь немногие технологии эффективны для очистки этих периодически затапливаемых берегов. Следует применять наименее разрушающие из них – сгон нефти посредством промывания или мойки и сбор при помощи сорбентов или вакуумных установок. Все работы должны проводиться в фазу прилива при наиболее высоком уровне моря. При наличии выбора предпочтительно естественное восстановление, особенно для небольших разливов.

Наиболее чувствительными к разливам нефти в море Лаптевых являются низменные пойменные участки дельтовых берегов (индекс 10Е). Устьевые области рек включают не только дельты, но и устьевое взморье, изобилующее мелкими островами, заливами и бухтами. Благодаря высокой изрезанности береговой линии дельтовые берега имеют наибольшую протяженность – более 3600 км, или около 35 % общей длины береговой линии моря Лаптевых. В Карском море наиболее чувствительными являются отмельные аккумулятивные и дельтовые берега с обширными осушками и лайдами (индекс 10А, 10Е), охватывающие около 1800 км (16 %) длины исследованной береговой линии. Распространение нефти на этих берегах возможно в периоды сизигийных приливов и штормовых нагонов, когда поверхности затапливаются морскими водами. Сложный микрорельеф, многочисленные рукава, каналы и озера, проницаемость дельтовых отложений и низкий уровень волнового воздействия

способствуют максимальной сохранности нефти и нефтепродуктов. Картина еще более усугубляется недоступностью этих мелководных участков со стороны моря и практически полным отсутствием подъездных, а часто и пеших подходов к ним. Следствием этого является крайне затруднительное, а порой невозможное (нерациональное) использование большинства доступных методов очистки. Присутствие людей и оборудования на поверхности лайд, не говоря о тяжелой технике и сжигании, способны вызывать серьезные повреждения рельефа, растительных и животных биоценозов, существенно задерживая или делая невозможным процесс естественного восстановления. Поэтому технологии сбора следует применять только при наличии большого объема загрязнения тяжелого и вязкого состава, когда прогнозируемый период восстановления оценивается десятилетиями. Во всех остальных случаях естественное восстановление является приоритетным [3].

\*\*\*

Проведенные исследования показали, что около 30 % протяженности береговой линии

морей Карского и Лаптевых соответствует высокому индексу экологической чувствительности. Такие берега требуют первоочередной защиты в случае возникновения разлива нефти и должны учитываться при освоении шельфовых месторождений и разработке природоохранных мероприятий. Труднодоступность и низкая эффективность большинства существующих методов очистки этих берегов определяют особое значение таких факторов, как скорость обнаружения разлива и оповещения специализированных служб, своевременное реагирование и применение наиболее рациональных с экологической точки зрения технологий устранения углеводородных загрязнений на акватории, вдали от берегов. Поэтому в районах добычи углеводородного сырья необходимо обустройство соответствующих объектов инфраструктуры, разработка и ведение спутникового и наземного мониторинга. Только в случае отлаженной работы служб экологической безопасности добывающих компании карты экологической чувствительности берегов будут оставаться хоть и обязательной, но неостребованной частью планов ликвидации нефтяных разливов.

### Список литературы

1. Сочнев О.Я. Экологическая безопасность систем вывоза нефти с месторождений арктического шельфа / О.Я. Сочнев, И.О. Сочнева. – М.: ЦЕИИТЭнефтехим, 2003. – 272 с.
2. Немировская И.А. Нефть в океане (загрязнение и природные потоки) / И.А. Немировская. – М.: Научный мир, 2013. – 432 с.
3. Руководство по ликвидации разливов нефти на морях, озерах и реках. – СПб.: ЦНИИМФ, 2002. – 344 с.
4. Petersen J. Environmental Sensitivity Index guidelines. Version 3.0 / J. Petersen, J. Michel, S. Zengel et al. // NOAA Technical Memorandum NOS OR&R 11. – Seattle, Washington. – 2002. – 192 p. – [http://response.restoration.noaa.gov/sites/default/files/ESI\\_Guidelines.pdf](http://response.restoration.noaa.gov/sites/default/files/ESI_Guidelines.pdf).
5. Sensitivity mapping for oil spill response. – London: IMO – IPIECA – OGP. – 2012. – 39 p. – <http://www.ogp.org.uk/pubs/477.pdf>.
6. Gundlach E.R. Vulnerability of coastal environments to oil spill impacts / E.R. Gundlach, M.O. Hayes // Marine Technology Society Journal. – 1978. – № 12. – P. 18–27.
7. Леонтьев О.К. Основы геоморфологии морских берегов / О.К. Леонтьев. – М.: Изд-во МГУ, 1961. – 418 с.
8. Зенкович В.П. Основы учения о развитии морских берегов / В.П. Зенкович. – М.: Изд-во АН СССР, 1962. – 710 с.
9. Сафьянов Г.А. Геоморфология морских берегов / Г.А. Сафьянов. – М.: Изд-во МГУ, 1996. – 400 с.
10. Геоэкология Севера (введение в геокриологию) / под ред. В.И. Соломатина. – М.: Изд-во МГУ, 1992. – 270 с.
11. Исследование устойчивости геосистем Севера / под ред. В.И. Соломатина. – М.: Изд-во МГУ, 1988. – 213 с.
12. Ермолов А.А. Методические подходы к оценке экологической чувствительности берегов арктических морей к разливам нефти (на примере Карского моря) / А.А. Ермолов, Д.Г. Илюшин, А.И. Исаченко и др. // Инженерные изыскания. – 2016. – № 5-6. – С. 28–39.
13. Карское море. Экологический атлас. – М.: Арктический научный центр, 2016. – 271 с.

14. Жигарев Л.А. Термоабразивное разрушение арктических островов / Л.А. Жигарев, В.А. Совершаев // Береговые процессы в криолитозоне: сб. ст. – Новосибирск: Наука, 1984. – С. 31–38.
15. Каплин П.А. Берега / П.А. Каплин, О.К. Леонтьев, С.А. Лукьянова и др. – М.: Мысль, 1991. – 479 с.
16. Каплин П.А. Новейшая история побережий Мирового океана / П.А. Каплин. – М.: Изд-во МГУ, 1973. – 265 с.
17. Чекменева Н.А. Разливы нефти в арктических морях: экологические последствия и методы очистки / Н.А. Чекменева, А.А. Ермолов // Труды Международной конференции «Offshore Marintec Russia 2016» и 16-го Петербургского международного энергетического форума. – СПб: Химиздат, 2016. – С. 268–272.
18. Поттер С. Ликвидация разливов нефти на арктическом шельфе: пер. с англ. / С. Поттер, И. Бьюст, К. Трудель и др.; под ред. Д. Шольц. – Shell Exploration and Production Services (RF) B.V. – 2013. – 141 с.
19. Журавель В. Сохраняя экосистему Арктики. Рациональные методы локализации и ликвидации разливов нефти во льдах / В. Журавель // Offshore Russia. – 2015. – № 4. – С. 84–91.

---

## Environmental security of the Arctic coast of Russia: hydrocarbon contaminations and recovery methods

A.A. Yermolov

Institute of Ecological Design and Surveys, Est. 1, Bld. 75G, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation  
E-mail: alexandr.ermolov@gmail.com

**Key words:** Kara Sea, Laptev Sea, coastal zone, environmental security, hydrocarbon pollution, index of environmental sensitivity, geomorphological zoning, mapping, oil spill response.

**Abstract.** Among the modern sources of pollution of the Arctic the spill of hydrocarbons is one of the dangerousest. World experience of accidents shows that the most severe ecological consequences are observed in the coastal zone. It prioritizes the protection of the sea shores and the need to allocate the most ecologically valuable and the most sensitive areas in the development of spill response plans.

The aim of the described work was the geomorphological zoning and assessment of the environmental sensitivity of the coasts of the Kara and Laptev seas to oil spills and oil products using the international ESI (Environmental Sensitivity Index) system adapted to the conditions of the Arctic shores. The present work solves the problem of estimation of environmental sensitivity of the coast inaccessible areas of the Arctic on the basis of a comprehensive analysis and geomorphological zoning of the coastal zone by remote satellite, map and stock data. An important aspect is elaboration of a universal typing of the Arctic shores, comparable with the types of banks applied by the ESI.

The article presents some results of these studies and briefly discusses methods for responding to various possible oil pollutions of coasts. It is established that more than 5300 km (about 50%) of the coastline in the Laptev Sea and about 2,200 km (20%) in the Kara sea correspond to a high index of environmental sensitivity and require priority protection in the event of a spill. A choice of response strategies and appropriate methods for elimination of oil spills should be based on scientific principles embodied in the framework of the analysis of the total environmental benefits. This will reduce the risk of environmental disasters and minimize financial costs of rehabilitating of affected ecosystems, which natural recovery in the Arctic could last decades.

### References

1. SOCHNEV, O.Ya. and I.O. SOCHNEVA. *Environmental safety of the systems for oil removal from the Arctic offshore fields* [Ekologicheskaya bezopasnost system vyvoza nefti s mestorozhdeniy arkticheskogo shelfa]. Moscow: Central Scientific Research Institute of Information and Feasibility Studies of Oil Refining and Petrochemical Industry, 2003. (Russ.).
2. NEMIROVSKAYA, I.A. *Oil in the ocean (contamination and natural streams)* [Neft v okeane (zagryazneniye i prirodnyye potoki)]. Moscow: Nauchnyy mir, 2013. (Russ.).

3. CENTRAL MARINE RESEARCH AND DESIGN INSTITUTE. *Guidance for liquidation of oil spills at seas, lakes and rivers* [Rukovodstvo po likvidatsii razlivov nefi na moryakh, ozerakh i rekakh]. St. Petersburg, 2002. (Russ.).
4. PETERSEN, J., J. MICHEL, S. ZENGEL et al. *NOAA Technical Memorandum NOS OR&R 11. Environmental Sensitivity Index guidelines. Version 3.0.* [online]. Seattle, Washington, 2002. Available from: [http://response.restoration.noaa.gov/sites/default/files/ESI\\_Guidelines.pdf](http://response.restoration.noaa.gov/sites/default/files/ESI_Guidelines.pdf)
5. *Sensitivity mapping for oil spill response* [online]. London: IMO–IPIECA–OGP, 2012. Available from: <http://www.ogp.org.uk/pubs/477.pdf>
6. GUNDLACH, E.R. and M.O. HAYES. Vulnerability of coastal environments to oil spill impacts. *Marine Technology Society Journal*. 1978, no. 12, pp. 18–27. ISSN 00253324.
7. LEONTYEV, O.K. *Basics of marine coastal geomorphology* [Osnovy geomorfologii morskikh beregov]. Moscow: Moscow State University Publishers, 1961. (Russ.).
8. ZENKOVICH, V.P. *Principals of doctrine on development of sea coastal line* [Osnovy ucheniya o razviti morskikh beregov]. Moscow: AN SSSR, 1962. (Russ.).
9. SAFYANOV, G.A. *Geomorphology of sea coasts* [Geomorfologiya morskikh beregov]. Moscow: Moscow State University Publishers, 1996. (Russ.).
10. SOLOMATIN, V.I. (ed.). *Geoecology of the North (introduction to geocryology)* [Geoekologiya Severa (vvedeniye v geokriologiyu)]. Moscow: Moscow State University Publishers, 1992. (Russ.).
11. SOLOMATIN, V.I. (ed.). *Exploring resistance of geosystems at the North* [Issledovaniye ustoychivosti geosystem Severa]. Moscow: Moscow State University Publishers, 1988. (Russ.).
12. YERMOLOV, A.A., D.G. ILYUSHIN, A.I. ISACHENKO et al. Methodic approaches to estimation of environmental sensitivity of the Arctic seas' coastal line to the oil spills (on example of the Kara Sea) [Metodicheskiye podkhody k otsenke ekologicheskoy chuvstvitelnosti beregov arkticheskikh morey k razlivam nefi (na primere Karskogo morya)]. *Inzhenernyye izyskaniya*. 2016, no. 5–6, pp. 28–39. ISSN 1997-8650. (Russ.).
13. ARCTIC SCIENTIFIC CENTER. *The Kara Sea: ecologic atlas* [Karskoye more. Ekologicheskiy atlas]. Moscow, 2016. (Russ.).
14. ZHIGAREV, L.A. and V.A. SOVERSHAYEV. Thermal-abrasion destruction of Arctic islands [Termoabrazionnoye razrusheniye arkticheskikh ostrovov]. In: *Coastal processes in the cryolitic zone* [Beregovyye protsessy v kriolitozone]: collected papers. Novosibirsk: Nauka, 1984, pp. 31–38. (Russ.).
15. KAPLIN, P.A., O.K. LEONTYEV, S.A. LUKYANOVA et al. *Coasts* [Berega]. Moscow: Mysl, 1991. (Russ.).
16. KAPLIN, P.A. *Contemporary history of the Seven Seas coast-line* [Noveyshaya istoriya poberezhny Mirovogo okeana]. Moscow: Moscow State University Publishers, 1973. (Russ.).
17. CHEKMENEVA, N.A. and A.A. YERMOLOV. Oil spills in the Arctic seas: environmental aftereffects and methods of treatment [Razlivy nefi v arkticheskikh moryakh: ekologicheskiye posledstviya i metody ochistki]. In: *Proc. of the int. conf. "Offshore Marintec Russia 2016" and the 16<sup>th</sup> St. Petersburg International Energy Forum*. St. Petersburg: Khimizdat, 2016, pp. 268–272. (Russ.).
18. POTTER, S., I. BUIST, K. TRUDEL et al. *Liquidation of oil spills at Arctic shelf* [Likvidatsiya razlivov nefi na arkticheskoy shelfe] [online]. Trans. from Engl. by ExxonMobil. Shell Exploration and Production Services (RF) B.V, 2013. (Russ.). Available from: <http://www.shell.com/content/dam/shell-new/local/country/rus/downloads/pdf/wpc/new-oil/osr-book-rus.pdf>
19. ZURAVEL, V. Preserving the Arctic ecosystem. Rational methods for localization and liquidation of oil spills in ices [Sokhranyaya ekosistemy Arktiki. Ratsionalnyye metody lokalizatsii i likvidatsii razlivov nefi vo ldakh]. *Offshore Russia*. 2015, no. 4, pp. 84–91. ISSN 2309-5822. (Russ.).

УДК 502.36

## Очистка загрязнений на обратноосмотических мембранах с использованием ультразвуковых волн

**К.В. Ладыгин**

ЗАО «Безопасные Технологии», Российская Федерация, 197342, г. Санкт-Петербург, Красногвардейский пер., д. 15Д  
E-mail: ladygin@zaobt.ru

**Тезисы.** Подавляющий объем образующихся в РФ твердых бытовых отходов (ТБО) подлежит полигонному захоронению. Выделение из тела полигона токсичного жидкого фильтрата является серьезной экологической проблемой. В статье кратко проанализированы существующие технологии очистки обратноосмотических мембран от загрязнений. Одним из перспективных, но малоизученных методов воздействия на слой загрязнений на обратноосмотической мембране с целью его удаления является метод, основанный на использовании механических колебаний ультразвукового диапазона.

Целью проведенных исследований было изучение влияния ультразвуковой обработки обратноосмотических мембран на их загрязнение в установках очистки зимнего фильтрата полигонов ТБО на лабораторном стенде. Одним из результатов исследований является экспериментально доказанная возможность увеличения периода непрерывной эксплуатации обратноосмотических мембран за счет постоянного ультразвукового сопровождения процесса фильтрации. Важным аспектом является сокращение использования реагентов при функционировании обратноосмотических систем и тем самым снижение воздействия на окружающую среду на всех этапах подготовки реагентов, их транспортировки, хранения, аварий и т.д.

В настоящее время подавляющий объем (97 %) образующихся в РФ твердых бытовых отходов (ТБО) подлежит полигонному захоронению. Ежегодно под полигоны в стране отводится более 11 тыс. га земли вблизи городов и населенных пунктов (без учета площади под санитарно-защитные зоны). Полигоны несут серьезную опасность для окружающей среды. Одной из причин такой опасности является выделение из тела полигона токсичной жидкости – фильтрата. Размер экологического бедствия следует оценивать от воздействия ~ 600 тыс. м<sup>3</sup> фильтрата, ежегодно сбрасываемых по стране в подземные водоносные горизонты вблизи поселений. Фильтрат образуется в результате взаимодействия проникающих в полигон природных осадков с ТБО и продуктами его анаэробного разложения. При таком взаимодействии осадки обогащаются токсичными органическими и неорганическими соединениями. Особенности этих соединений являются их сложный состав и высокая стабильность.

Из опубликованных данных следует, что в мире имеются три группы способов очистки токсичного фильтрата:

- биологическая очистка фильтрата на полигонах для предварительно отсортированных ТБО в странах с умеренно теплым влажным климатом;
- физико-химическая очистка фильтрата на полигонах для сортированных ТБО в странах с умеренно теплым влажным климатом;
- канализование – сброс в канализацию фильтрата для последующей совместной очистки его с хозяйственно-бытовыми стоками (при наличии сетей и других условий) в количествах не более 5 % объема хозяйственно-бытовых стоков.

Анализ существующих зарубежных технологий очистки фильтрата, реализуемых на полигонах предварительно отсортированных ТБО в Австрии, Германии, США, Японии, а также отечественного опыта показал, что для этих целей можно использовать различные методы: биохимические (денитрификация, нитрификация с использованием активного ила и прикрепленной микрофлоры) и физико-химические (коагуляция, флокуляция, сорбция, микро- и ультрафильтрация, обратный осмос, озонирование, электрохимическое окисление, ультрафиолетовое излучение).

**Ключевые слова:** обратноосмотическая мембрана, ультразвуковая обработка, установки очистки фильтрата.

В России практически отсутствует сортировка депонируемых ТБО с целью выделения из них опасных фракций (на захоронение поступают изделия строительной и бытовой химии, парфюмерия, лекарственные препараты и пр.), что в свою очередь исключает возможность очистки фильтрата перечисленными технологическими приемами, характерными для большинства европейских стран, так как в результате неконтролируемых химических реакций в фильтрате возникают стойкие токсичные соединения.

Наилучшие отечественные многостадийные технологические схемы очистки фильтрата с высоким содержанием органических и неорганических взвесей, ионов и соединений тяжелых металлов, высокотоксичных хлор- и фосфорорганических соединений, патогенной микрофлоры при сезонной нестабильности химического состава фильтрата пока привели только к достижению нормативов для стоков культурно-бытового назначения. При этом степень очистки фильтрата сильно зависит от сезонного количества осадков, т.е. от концентрации опасных компонентов, продолжительности сезона с плюсовыми температурами окружающей среды и уровня температур.

Таким образом, ни одна из известных на сегодня технологий очистки фильтрата полигонов ТБО, применяемых в развитых странах, не может быть применена там, где не используется селективный сбор ТБО: в России, странах Юго-Восточной Европы, Южной Америки, Азии и других странах. В России фильтрат полигонов ТБО представляет собой многокомпонентную токсичную жидкость, у которой химическое и биологическое потребление кислорода (в частности, БПК<sub>5</sub>) превышает 40000. Для увеличения степени очистки до норматива, позволяющего сброс на ландшафт фильтрата, необходимы дополнительные стадии очистки. В качестве такой финишной стадии наиболее эффективно применение фильтрации с использованием мембран обратного осмоса. Однако содержание загрязнений в фильтрате столь велико, что период работы мембраны без периодической ее очистки не превышает нескольких недель. Для продления срока службы обратноосмотических мембран фильтрат подвергают предварительной многостадийной физико-химической очистке, но и после этого период эффективной работы мембраны не превышает 2–4 месяцев в теплое время года и одного

месяца – зимой. Так как важным требованием, предъявляемым к технологическому процессу и оборудованию, работающему на полигоне захоронения ТБО, является его ресурс безостановочной работы не менее одного года, весьма актуальной является задача исследования и разработки эффективных методов очистки обратноосмотических мембран в установках очистки фильтрата полигонов захоронения несортированных ТБО.

Рассмотрим существующие технологии очистки обратноосмотических мембран от загрязнений.

Гидродинамические способы очистки включают в себя смыв из напорного канала концентрационного поляризационного слоя сильной струей воды, газожидкостной эмульсией, пульсирующим потоком, обратную промывку пермеатом [1]. По сравнению с химическими методами очистки гидродинамические проще и дешевле. К сожалению, с их помощью удается удалить только концентрационный поляризационный слой, который не связан с мембраной [2]. Химические методы сравнительно дороги, сопряжены с расходом химических реагентов и образованием сточных вод, могут приводить к сокращению срока службы мембран, особенно с невысокой химической стойкостью. Тем не менее данные методы широко применяются, поскольку зачастую являются единственно эффективными. Для организации химической промывки установки обратного осмоса оснащаются промывной системой, что удорожает и усложняет технологический процесс.

При проектировании установок обратного осмоса способы предочистки обрабатываемого раствора и методы очистки мембран от загрязнений должны выбираться в такой совокупности, чтобы обеспечить минимальную стоимость процесса разделения. Экономия на предочистке неизбежно ведет к увеличению затрат на промывку мембран. В настоящее время считается, что оптимальные затраты на предобработку должны составлять не менее 40–60 % от всех затрат на разделение исходного стока с применением обратного осмоса [3]. Обычно, чтобы выполнить химическую очистку мембран, установку останавливают, обратноосмотические мембраны демонтируют и помещают в специальную промывочную машину – установку химической промывки, в которой и происходит их очистка [4].

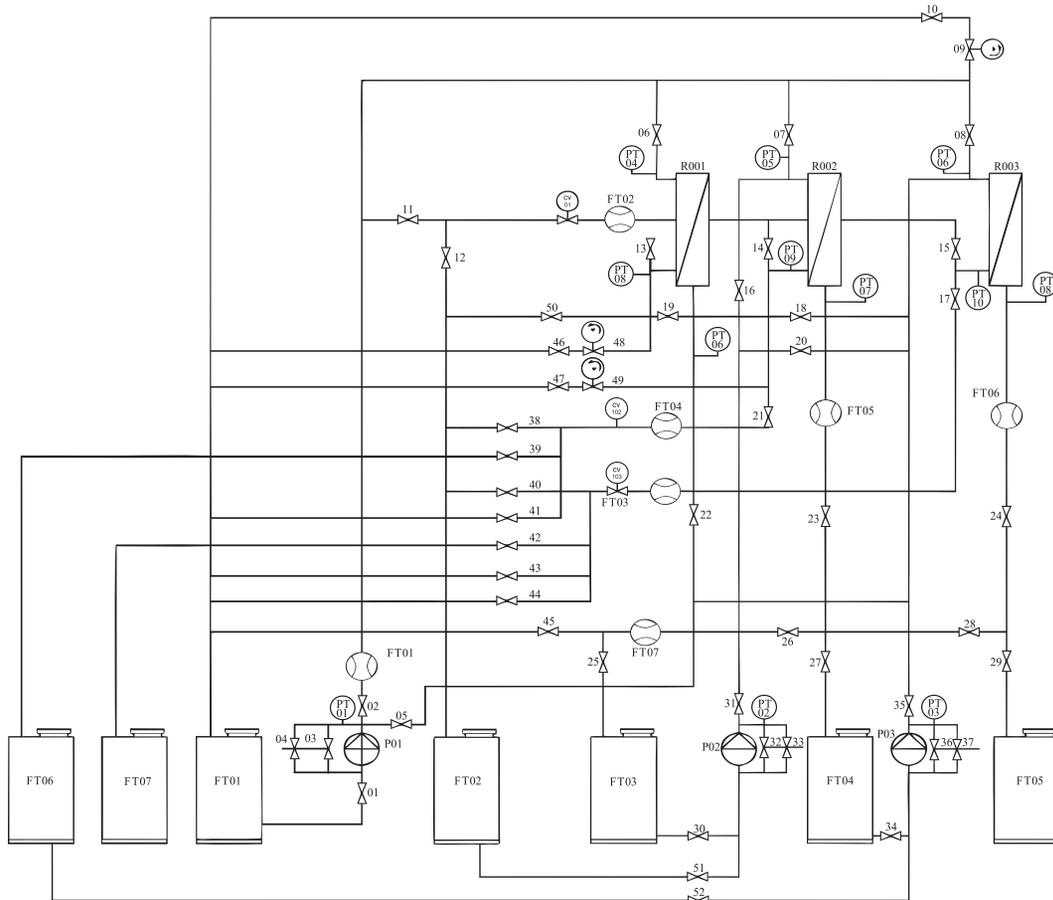
Таким образом, наиболее распространенные химические и гидродинамические методы очистки обратноосмотических мембран позволяют эффективно восстанавливать их фильтрующую способность в различных технологических процессах. Однако недостатком указанных методов является необходимость в периодической остановке технологических процессов и очистных сооружений для реагентов ввода, разрушающих загрязнения.

Одним из перспективных, но малоизученных физических методов воздействия на загрязнение обратноосмотических мембран с целью его удаления является метод, основанный на использовании механических колебаний ультразвукового диапазона – так называемых ультразвуковых (УЗ) колебаний. Наиболее успешно УЗ-колебания используются в процессах, связанных с жидкими состояниями реагентов, поскольку только в них возникает специфический процесс – УЗ-кавитация, обеспечивающий максимальные энергетические воздействия на различные вещества. В зависимости от параметров

ультразвуковой обработки воздействие УЗ-колебаний на процессы в жидких средах позволяет ускорить растворение, обезжиривание, дегазацию, измельчение, пропитку, эмульгирование, экстрагирование, кристаллизацию, полимеризацию; предотвратить образование накипи, гомогенизацию, эрозию, химические и электрохимические реакции; увеличить выход полезных продуктов (например, экстрактов) и придать им дополнительные свойства (например, биологическую активность и стерильность); получить новые вещества (например, тонкодисперсные эмульсии и суспензии), а также интенсифицировать технологические процессы (сварку металлов и полимерных материалов, склеивание и др.).

Стоит отметить, что ни экспериментальных, ни теоретических исследований по ультразвуковой очистке фильтрата полигонов твердых бытовых отходов в литературе не обнаружено.

В рамках исследования механизмов загрязнения поверхности мембран и разработки способов противодействия образованию



**Рис. 1. Схема лабораторного экспериментального стенда для исследования технологии УЗ-очистки обратноосмотических мембранных элементов**

загрязнений и ликвидации загрязнения мембран был создан лабораторный экспериментальный стенд. Стенд оснащен электронными приборами контроля и измерений, данные от которых получает программируемый логический контроллер. Он имеет интерфейс обмена информацией с персональным компьютером, что позволяет записывать и обрабатывать все данные, полученные от контрольно-измерительных приборов.

Как показано на рис. 1 и 2, стенд состоит из основания, на котором закреплены три емкости объемом 60 л, два насоса мощностью 2,2 кВт, три мембранных блока, состоящих из корпуса и мембраны, блок контроля расхода, состоящий из шести ротаметров, блоки управления и питания.

Исследование проводилось в рамках государственного контракта № 16.525.11.5003 от 25.05.2011 по теме «Разработка новой комплексной опытно-промышленной технологии для обеспечения нормативной экологической безопасности высоконагруженного полигона захоронения органосодержащих отходов производства и потребления и его санитарно-защитной зоны».

Общая схема установки для глубокой круглогодичной очистки фильтрата полигона несортированных ТБО представлена на рис. 3.



**Рис. 2. Лабораторный экспериментальный стенд**

Расчетно-теоретический анализ процесса разрушения концентрационного поляризационного слоя загрязнений у обратноосмотической мембраны показал, что в области параметров проведенных экспериментов существуют технически реализуемые диапазоны амплитудно-частотных ультразвуковых воздействий, обеспечивающих разрушение слоя загрязнений. Экспериментально установлено наиболее эффективное сочетание ультразвукового воздействия и физико-химических методов очистки фильтрата полигона захоронения несортированных ТБО. Определены режимы удаления загрязнений рулонных обратноосмотических мембран при ультразвуковом воздействии на частоте 12–24 кГц, с амплитудой колебаний от 1,0 до 5,0 мкм, после длительной работы (более 10 ч). При этом периодическая очистка загрязненных мембран длится 1–6 мин.

Неоспоримым преимуществом данного технологического решения является исключение использования серной кислоты, щелочных моющих средств, ингибиторов и, соответственно, отсутствие необходимости в обращении с данными веществами.

Стоит отметить, что срок службы обратноосмотических мембран для очистки зимнего фильтрата для климатических условий средней полосы России составляет один сезон, а это в два-три раза ниже заявляемых фирмами параметров, определенных по летнему фильтрату в странах Европы.

Как следует из обобщения результатов экспериментов в виде соотношений между безразмерными комплексами, основными факторами, влияющими на удаление загрязнений с поверхности обратноосмотических мембран при финишной очистке фильтрата полигона ТБО, являются гидродинамические эффекты воздействия УЗ-колебаний. Разработанная гидродинамическая модель воздействия УЗ-колебаний на концентрационный поляризационный слой у мембраны качественно верно отражает процесс его турбулизации.

Созданная установка глубокой круглогодичной очистки фильтрата на полигоне, включающая реагентную и электрохимическую обработку до нормативов водоемов культурно-бытового назначения, предназначена для применения в составе основного оборудования многостадийного химико-технологического процесса обезвреживания фильтрата полигонов.

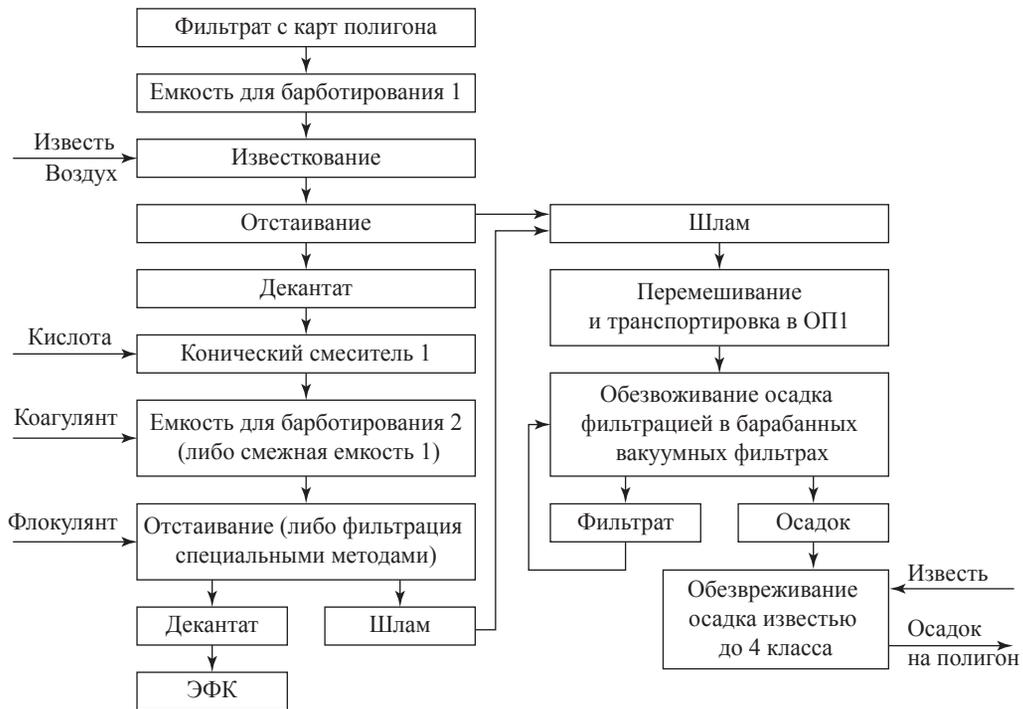


Рис. 3. Общая схема установки для глубокой круглогодичной очистки фильтрата полигона несортированных ТБО

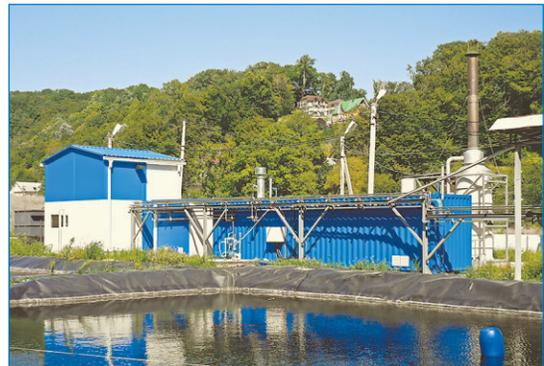


Рис. 4. Системы очистки стоков полигона ТБО, г. Адлер

Очищенный фильтрат полигона может частично использоваться для орошения полигона с целью ускорения гидролизных процессов, способствующих ферментации, а также во избежание пыления и возгорания, а частично направляться в пруд-испаритель для испарения, при этом осадок после обезвреживания возвращается в тело полигона.

Внедрение подобной технологии очистки фильтрата позволит повысить безопасность полигонов для окружающей среды.

Проведенные при проектировании опытно-промышленной технологии технико-экономические расчеты показали, что выбранная для достижения норматива схема с разделением потоков здесь наиболее экономична.

Конструкция установки для очистки обратноосмотической мембраны ультразвуковым воздействием разработана и защищена патентом РФ (положительное решение от 01.11.2013 по заявке на изобретение № 2012151551 от 03.12.2012).

Полученные результаты могут быть использованы при модернизации действующих и проектировании новых схем очистки фильтрата полигонов ТБО, включающих блоки обратно-осмоса и ультразвуковой очистки мембран.

Результаты работы апробированы на опытно-промышленной установке очистки фильтрата полигонов ТБО «Дмитровский» (Дмитровский р-он, Московская обл.), в г. Сочи (Адлерский р-он, Краснодарский край),

Астраханском, полигоне ТПБО (твердых промышленных и бытовых отходов «Саларьево» (д. Саларьево, Московская обл.) (рис. 4).

\*\*\*

Полученные результаты могут быть использованы при модернизации действующих и проектировании новых схем очистки фильтрата полигонов ТБО, включающих блоки обратного осмоса и ультразвуковой очистки мембран. В настоящее время данное решение также реализуется в рамках проекта «Комплекс по переработке строительных отходов и ТБО» для космодрома «Восточный», где предусмотрена технологическая стадия, основным функционирующим оборудованием которой является станция очистки загрязненных стоков – СОС-120.3.0 производительностью 120 м<sup>3</sup>/сут. Установка, в основе которой лежит технология обратного осмоса, позволит осуществлять очистку сточных (инфильтрационных) вод от дегидрататора и фильтрата золошлакоотвала, образующихся в процессе обезвоживания иловых осадков, тем самым обеспечивая эффективную и непрерывную эксплуатацию всего Комплекса.

## Список литературы

1. Когановский А.М. Очистка и использование сточных вод в промышленном водоснабжении / А.М. Когановский. – М.: Химия, 1983. – 123 с.
2. Карелин Ф.Н. Обессоливание воды обратным осмосом / Ф.Н. Карелин. – М.: Стройиздат, 1988. – 208 с.
3. Пат. 2148427 Российская Федерация, 7 В 01 D 63/16. Мембранный аппарат с погружным фильтрующим элементом / Кретов И.Т., Антипов С.Т., Шахов С.В., Ключников А.И., Черемушкина И.В., Рязанов А.Н.; заявитель и патентообладатель Воронежский технол. ин-т. – № 98119005/28; заявл. 20.10.1998; опубл. 10.05.2000, Бюл.
4. Пат. 1807883 СССР, МПК В 01 D 63/16. Аппарат для ультрафильтрации и обратного осмоса / Волков С.В., Шахов С.В., Антипов С.Т.; заявитель и патентообладатель Воронежский технол. ин-т. – № 4934360; заявл. 05.05.1991; опубл. 07.04.1993.

## Ultrasonic cleaning of the fouled RO membranes

K. Ladygin

Safe Technologies CJSC, Bld. 15D, Krasnogvardeyskiy lane, St. Petersburg, 197342, Russian Federation  
E-mail: ladygin@zaobt.ru

**Abstract.** At the moment, the great bulk of the generated MSW in Russia is deposited at landfills. The landfill body bleeds landfill leachate, which is a serious threat to the environment and is subject to treatment (cleaning). In this article the existing methods of the RO membranes defouling are analyzed. One of the less studied methods of RO sedimentation removal is exposing it to the mechanical oscillation of ultrasonic waves.

The present study focuses on the effect of ultrasonic processing of the fouling of RO membranes used in winter leachate cleaning at the lab test rack. It was experimentally proved that continuous exposing of the RO membranes to ultrasonic waves increases their continuous operation period. It is important to scale down the use of the chemical reagents in operating RO systems resulting in lessening environmental impact on all reagent shipment, storage and preparation stages.

**Keywords:** ultrasonic cleaning of RO membranes, reverse osmosis membrane, leachate cleaning stations, ultrasonic processing.

### References

1. KOGANOVSKIY, A.M. *Purification and reuse of waste waters in the industrial water supply* [Ochistka i ispolzovaniye stochnykh vod v promyshlennom vodosnabzhenii]. Moscow: Khimiya, 1983. (Russ.).
2. KARELIN, F.N. *Desalination of water by the reverse osmosis* [Obessolivaniye vody obratnym osmosom]. Moscow: Stroyizdat, 1988. (Russ.).
3. VORONEZH STATE TECHNOLOGICAL ACADEMY. Membrane apparatus with a dipping filtering element [Membrannyy apparat s pogruzhnym filtruyushchim elementom]. Inventors: KRETOV, I.T., S.T. ANTIPOV, S.V. SHAKHOV et al. 20 October 1998. Appl.: 10 May 2000. RU 2148427.
4. VORONEZH TECHNOLOGICAL INSTITUTE. Apparatus for ultrafiltration and reverse osmosis [Apparat dlya ultrafiltratsii i obratnogo osmosa]. Inventors: VOLKOV, S.V., S.V. SHAKHOV, S.T. ANTIPOV. 7 April 1993. Appl.: 5 May 1991. SU 1807883.

УДК 661.183:621.385

## Регенерация углеводородозагрязненных активных углей

К.Г. Старостин<sup>1\*</sup>, В.Н. Клушин<sup>1</sup>

<sup>1</sup> РХТУ имени Д.И. Менделеева, Российская Федерация, 125047 г. Москва, Миусская пл., д. 9

\* E-mail: kirill@anabot.ru

**Тезисы.** Исследована десорбция бутанола из активного угля в модифицированной 800-ваттной бытовой СВЧ-печи. Полученные результаты свидетельствуют о принципиальной возможности регенерации насыщенного бутанолом активного угля АГ-3 при малых периодах СВЧ-облучения.

**Ключевые слова:** газоочистка, активные угли, СВЧ-излучение, регенерация, десорбция.

Совершенствование энергозатратных процессов регенерации и реактивации активных углей с использованием различных технологий является задачей, актуальной для многих отраслей промышленности [1]. Большое внимание в научно-технической литературе последних десятилетий уделяется, в частности, использованию с этой целью СВЧ-технологий [2–4]. Однако в опубликованных работах обычно отсутствуют сведения, обеспечивающие возможность экспериментального воспроизведения полученных результатов.

В настоящей статье выполнена оценка оптимального режима регенерации под воздействием СВЧ-облучения гранулированных активных углей (ГАУ), отработанных в процессе, моделирующем их цикличное использование, для извлечения из воздуха паров органических растворителей.

Исследования собственно регенерации выполнены с использованием бытовой СВЧ-печи марки SUPRA MW-G2101MW на примере системы «активный уголь АГ-3 – бутанол» в условиях, охарактеризованных в работе [5]. Уголь этой марки розничной продажи, широко применяемый как универсальный адсорбент для очистки газовых и жидких сред [6], в соответствии с приложенным паспортом по физико-химическим свойствам соответствует показателям, охарактеризованным в источнике [7]. В работе использован в качестве адсорбата *n*-бутиловый спирт квалификации «ч».

Для глубокого удаления влаги и других летучих примесей, поглощенных при хранении, отобранную для эксперимента пробу свежего угля предварительно выдерживали в сушильном шкафу при температуре  $105 \pm 2$  °С до обеспечения постоянства ее массы. Затем взятую навеску высушенной пробы помещали в кварцевый бюкс с притертой крышкой, снабженной штуцером, который устанавливали в СВЧ-печь и обрабатывали в течение 15 мин при полной мощности ее магнетрона. Адсорбционная емкость по бутанолу приготовленных таким образом навесок угля незначительно увеличивалась по сравнению с аналогичной свежего угля. Максимальная масса навески угля соответствовала предельному объему кварцевого бюкса и составляла 24 г.

Насыщение навесок ГАУ указанной массы парами бутанола проводили при комнатной температуре в соответствии с методикой, охарактеризованной в работе [5]. Регенерацию насыщенного адсорбента изучали при различных режимах работы СВЧ-печи и длительностях процесса. Степень регенерации определяли сопоставлением масс угля до насыщения и после десорбции. Наряду с этим при обеспечивающем максимальную десорбцию времени облучения бюкса с насыщенным углем в каждом режиме работы СВЧ-печи оценивали выход десорбированного бутанола. Оценку выполняли посредством конденсации паров последнего из самопроизвольно вытесняемого из бюкса потока, транспортируемого по пластиковому шлангу, в расположенном вне печи предварительно взвешенном стеклянном накопителе, погруженном в смесь сухого льда и бутанола, используемую в качестве хладоагента, и последующего определения массы накопителя с аккумулированным конденсатом.

Непосредственное регулирование мощности магнетрона бытовой СВЧ-печи невозможно, однако имеется возможность варьирования периода его работы. С этой целью с помощью амперметра отслежена периодичность функционирования магнетрона при разных режимах работы СВЧ-печи, а насыщенные бутанолом навески угля обрабатывали в ней в течение 25, 30, 35 и 40 мин. Установлена и длительность процесса десорбции, при котором магнетрон работает непрерывно. Изученные режимы эксплуатации СВЧ-печи характеризуют данные табл. 1 и рис. 1–4 (где «0» – простой, «1» – работа).

Результаты экспериментальных определений, выполненных в охарактеризованных режимах регенерации насыщенного поглотителя, отражают данные табл. 2.

Анализ табл. 3 показывает, что оптимальное время регенерации составляет 35, 30 и 20 мин при втором, третьем и четвертом режимах эксплуатации СВЧ-печи соответственно. При первом режиме длительность процесса регенерации превышает 1 ч. При постоянном

облучении бьюкса (пятый режим) время регенерации составило 15 мин. Из этих результатов следует, что увеличение длительности импульса воздействия СВЧ-излучения на испытуемый образец названной системы обуславливает сокращение оптимального времени его регенерации.

Также в табл. 3 содержатся сведения о массе сконденсированного бутанола и его процентном выходе в параллельных идентичных экспериментах, выполненных в различных режимах функционирования СВЧ-печи. Из данных таблицы следует, что более жесткое воздействие СВЧ-излучения обусловлено, очевидно, более интенсивной десорбцией и ожидаемо высоким результатом конденсации более концентрированных паров бутанола. Однако согласно данным табл. 2, степень десорбции, обеспечиваемая в режимах 2–4, близка к 100 %, что свидетельствует о значительных потерях бутанола в охарактеризованном приеме конденсации его десорбируемых паров, вызываемых совокупностью ряда причин (отсутствие газа-вытеснителя, контроля скорости вытеснения паров и т.п.).

Таблица 1

**Временные показатели работы магнетрона, с**  
(«+» – время работы, «-» – время простоя)

Режим	+	-	+	-	+	-	+	-	+	-
1	7,5	23,0	7,0	23,0	6,0	24,0	6,5	23,5	6,5	23,0
2	11,5	18,5	11,5	18,6	11,9	18,1	11,6	18,2	11,6	18,2
3	18,3	11,2	18,6	11,5	18,7	11,3	18,5	11,4	18,8	11,5
4	25,0	4,5	25,0	4,8	25,3	4,9	25,0	5,0	24,8	4,8

Таблица 2

**Кинетика десорбции бутанола в различных режимах**  
(масса угля:  $m_1$  – начальная,  $m_2$  – после насыщения,  $m_3$  – после регенерации)

Режим работы	Показатель образца	Масса образца, г, при времени регенерации, мин			
		40	35	30	25
1	$m_1$	24,00	24,00	24,00	24,00
	$m_2$	30,32	30,32	30,32	30,32
	$m_3$	24,30	24,20	24,50	26,24
2	$m_1$	24,00	24,00	24,00	24,00
	$m_2$	30,32	30,32	30,32	30,32
	$m_3$	24,00	24,00	24,15	25,70
3	$m_1$	24,00	24,00	24,00	24,00
	$m_2$	30,32	30,32	30,32	30,32
	$m_3$	23,98	24,00	24,00	24,70
4		20		15	
	$m_1$	24,00		24,00	
	$m_2$	30,32		30,32	
	$m_3$	24,00		24,20	

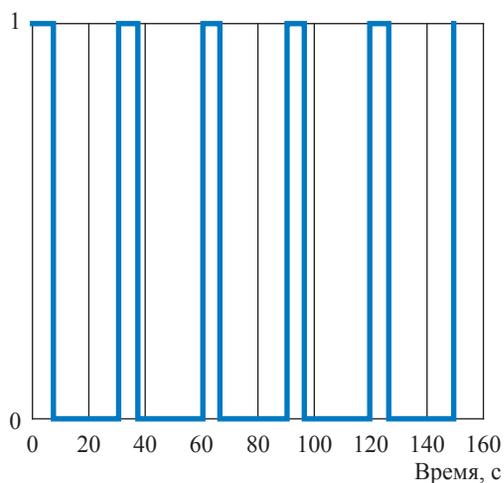


Рис. 1. Режим 1

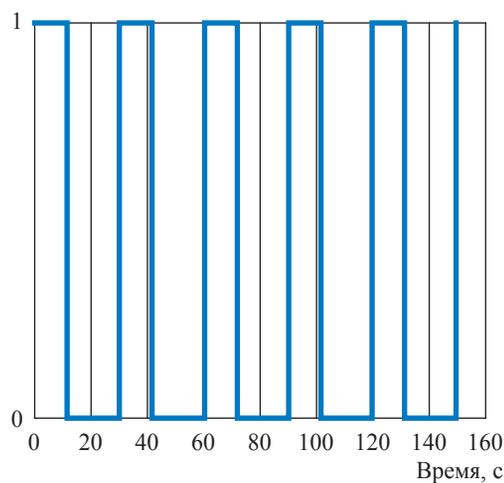


Рис. 2. Режим 2

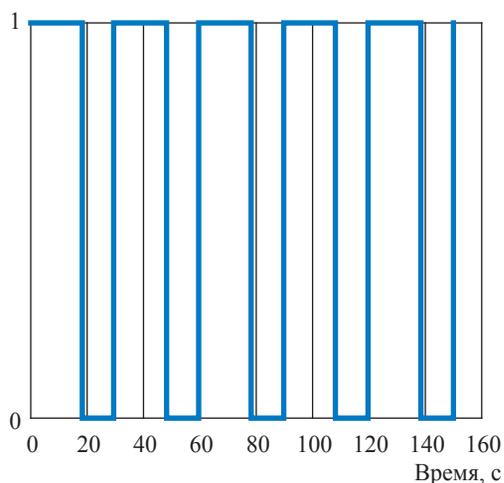


Рис. 3. Режим 3

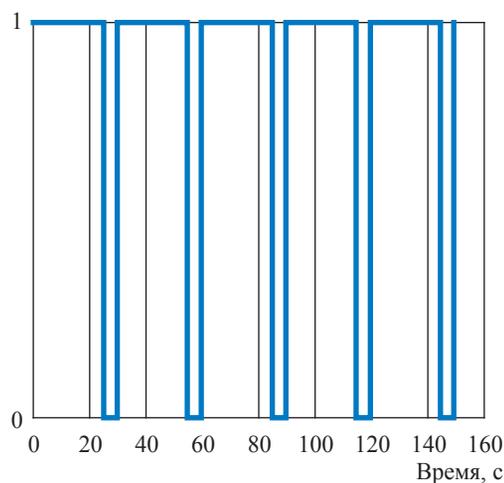


Рис. 4. Режим 4

Таблица 3

Связь показателей конденсации поглощенного бутанола массой 6 г с режимом СВЧ-воздействия на насыщенный адсорбент

Режим работы	Длительность регенерации, мин	Показатель конденсации бутанола	
		масса, г	% от поглощенного
1	60	3,02	50,3
		3,00	50,0
2	35	5,40	90,0
		4,95	82,5
3	30	5,10	85,0
		5,10	85,0
4	20	5,40	90,0
		5,30	88,3
5	15	5,60	93,3
		5,60	93,3

\*\*\*

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о принципиальной возможности эффективной, с точки зрения временных

и энергетических позиций, регенерации в СВЧ-поле активных углей, насыщенных летучими растворителями.

## Список литературы

1. Мухин В.М. Производство и применение углеродных адсорбентов / В.М. Мухин, В.Н. Клушин. – М.: Изд-во РХТУ им. Д.И. Менделеева, 2012.
2. Foo K.Y. A cost effective method for regeneration of durian shell and jackfruit peel activated carbons by microwave irradiation / K.Y. Foo, B.H. Hameed // *J. Chemical Engineering*. – 2012. – № 192. – P. 404–409.
3. Liu X. Granular activated carbon adsorption and microwave regeneration for the treatment of 2,4,5-trichlorobiphenyl in simulated soil-washing solution / X. Liu, G. Yu, W. Han // *J. Hazard Mater.* – 2007. – № 147 (3). – P. 746–751.
4. Peng W. Treatment of an industrial chemical waste-water using a granular activated carbon adsorption-microwave regeneration process / W. Peng, Z. Shan-Shan, Z. Wei // *J. Chemical Technology and Biotechnology*. – 2012. – V. 87. – P. 1004–1009.
5. Семенищева Е.Л. Регенерация гранулированного активного угля, насыщенного парами бутанола, микроволновым излучением / Е.Л. Семенищева, К.Г. Старостин, В.Н. Клушин // *Молодой ученый*. – 2014. – № 6. – С. 235–239.
6. Дытнерский Ю.И. Основные процессы и аппараты химической технологии: пособие по проектированию / Ю.И. Дытнерский. – М.: Химия, 1991. – 496 с.
7. Мухин В.М. Активные угли. Эластичные сорбенты. Катализаторы, осушители и химические поглотители на их основе: каталог / В.М. Мухин, В.В. Чебыкин, Е.А. Галкин и др.; под. общ. ред. В.М. Мухина. – М.: Руда и металлы, 2003. – 280 с.

## Regeneration of activated coals contaminated by hydrocarbons

K.G. Starostin<sup>1</sup>\*, V.N. Klushin<sup>1</sup>

<sup>1</sup> D. Mendeleev University of Chemical Technology of Russia, Bld. 9, Miusskaya square, Moscow, 125047, Russian Federation

\* E-mail: kirill@anabot.ru

**Abstract.** Desorption of n-butanol from activated carbon in modified 800-Watt domestic microwave oven was studied. The received results testify to the principle possibility of regeneration of AG-3 active carbon saturated with butanol at small periods of microwave irradiation.

**Key words:** gas purification, activated carbon, microwave irradiation, regeneration, desorption.

### References

1. MUKHIN, V.M. and V.N. KLUSHIN. *Production and application of carbonic adsorbents* [Производство и применение углеродных адсорбентов]. Moscow: D. Mendeleev University of Chemical Technology, 2012. (Russ.).
2. FOO, K.Y. and B.H. HAMEED. A cost effective method for regeneration of durian shell and jackfruit peel activated carbons by microwave irradiation. *Chemical Engineering Journal*. 2012, no. 192, pp. 404–409. ISSN 1385-8947.
3. LIU, X., G. YU, W. HAN. Granular activated carbon adsorption and microwave regeneration for the treatment of 2,4,5-trichlorobiphenyl in simulated soil-washing solution. *J. Hazard Mater.* 2007, no. 147(3), pp. 746–751. ISSN 0304-3894.
4. PENG, W., Z. SHAN-SHAN, Z. WEI. Treatment of an industrial chemical waste-water using a granular activated carbon adsorption-microwave regeneration process. *J. Chemical Technology and Biotechnology*. 2012, vol. 87, pp. 1004–1009. ISSN 0268-2575.
5. SEMENISHCHEVA, Ye.L., K.G. STAROSTIN, V.N. KLUSHIN. Microwave-emission-stimulated regeneration of granular activated carbon saturated with butanol vapors [Regeneratsiya granulirovannogo aktivnogo uglya, насыщенный парами бутанола, микроволновым излучением]. *Molodoy uchenyy*. 2014, no. 6, pp. 235–239. ISSN 2072-0297. (Russ.).
6. DYTNERSKIY, Yu.I. *Main processes and apparatuses in chemical engineering: design manual* [Osnovnyye protsessy i apparaty khimicheskoy tekhnologii: posobiye po proyektirovaniyu]. Moscow: Khimiya, 1991. (Russ.).
7. MUKHIN, V.M. (ed.), V.V. CHEBYKIN, Ye.A. GALKIN et al. Activated coals. Elastic sorbents. Catalysts, dehydrators and based chemical absorbents [Aktivnyye ugli. Elastichnyye sorbenty. Katalizatory, osushiteli i khimicheskiye poglotiteli na ikh osnove]: catalogue. Moscow: Ruda i metally, 2003. (Russ.).

УДК 579.6

## Окисление нефти в морской среде бактериями – эпифитами бурых водорослей

А.М. Семенов<sup>1\*</sup>, А.В. Оленин<sup>1</sup>, Н.С. Хохлачев<sup>2</sup>

<sup>1</sup> МГУ имени М.В. Ломоносова, Российская Федерация, 119234, г. Москва, Ленинские горы, д. 1, стр. 12

<sup>2</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: amsemenov@list.ru

**Тезисы.** В статье кратко рассматриваются фундаментальные теоретические обобщения и экспериментальные результаты новых подходов, которые могут послужить основами новых технологий удаления углеводородных загрязнений как из северных почв, так и из водных, особенно солено-водных, низкотемпературных морских экосистем.

**Ключевые слова:** окисление углеводородов, бактерии-эпифиты, бурые водоросли.

Несмотря на развитие транспортных и добывающих углеводороды (УВ) технологий, загрязнение углеводородами и их продуктами, к сожалению, не уменьшается, а защита окружающей среды, особенно экстремально уязвимых северных почвенных и, конечно, северных морских акваторий, остается актуальной. Так, по разным оценкам ежегодно только в воды Мирового океана попадает 1,1–16,0 млн т сырой нефти.

Удаление УВ нефти и ее продуктов из почвенных, особенно морских, экосистем, пусть и при активном участии в этом процессе человека, в существенной степени происходит за счет обитающих в таких природных комплексах углеводородоокисляющих (УВО) микроорганизмов, т.е. путем самоочищения.

Хорошо известно, что в процессах самоочищения водных экосистем от нефтяных загрязнений основную роль играют планктонные микроорганизмы [1, 2]. Однако в последние годы появилось мнение о том, в процессах удаления нефти и ее продуктов в местах обильного произрастания макроскопических водорослей определенную роль могут играть эти макрофиты, в том числе фукусовые, или, как их традиционно называют, бурые водоросли [3–6]. Основанием для этого послужили факты обнаружения в талломах морских макрофитов следовых количеств углеводородов, а также теоретические умозаключения о возможном участии талломов таких водорослей в механической адсорбции и даже ограждении («бонировании») разливов нефти [7]. Подобного рода предположения привлекательны, но их экспериментальное подтверждение далеко не всегда соответствует глубине и основательности требуемых в таких случаях исследований.

В настоящей статье рассмотрены основные положения для последующей разработки технологий удаления УВ-загрязнений как из северных почв, так и из водных, особенно солено-водных, низкотемпературных морских экосистем.

### Углеводородоокисляющие микроорганизмы

Способность микроорганизмов потреблять углеводородные субстраты, находящиеся не только в жидком состоянии, но и в газообразном, известна давно. Последние получили даже оригинальное название – метанотрофы [8, 9].

Здесь следует отметить следующее: 1) микроорганизмы потребляют субстраты только из растворенного в воде состояния, т.е. все они являются осмотрофами; 2) поглощаемые УВ-субстраты метаболизируются окислением, т.е. им необходим кислород (альтернативные пути метаболизма ничтожны); 3) все микроорганизмы более или менее чувствительны к влиянию температуры, а способность некоторых из них функционировать при крайне высоких или низких температурах расценивается как уникальность и обозначается экстремофилией.

Некоторые микроорганизмы (бактерии) способны продуцировать и выделять в окружающую среду газообразные УВ, и такие бактерии также получили свое наименование – метаногены. Некоторые бактерии демонстрируют способность вырабатывать и более длинноцепочечные, нелетучие углеводороды, хотя эти факты интересны только для академических познаний. Эти замечания демонстрируют большой диапазон метаболических способностей микроорганизмов и особенно бактерий.

Упомянем, что и некоторые грибы, например *Cladosporium resinae* (Lindau) deVries, но в основном в виде одноклеточных организмов – дрожжей, например *Candida lipolitica* (Harrison), также способны активно потреблять УВ-субстраты.

Итак, микроорганизмов, потребляющих углеводороды, много, они активны в широком диапазоне примерных условий, а спектр поглощаемых УВ-субстратов разнообразен. Все перечисленные способности и особенности послужили основанием для различного использования микроорганизмов (как бактерий, так и грибов) в практических целях, например для удаления углеводородов из тех мест, где они не нужны, или выращивания в значимых количествах для каких-либо полезных целей [10, 11].

### Технологии удаления углеводородов из окружающей среды

Технологии удаления УВ-загрязнений в экосистемах определяются многими факторами: физико-химическими, природно-экологическими и др., например концентрацией и составом УВ, типом экосистемы, временным интервалом между временем УВ-загрязнения и временем удаления загрязнений и т.д. По способу удаления загрязнений технологии подразделяются на физические (механические, т.е. сбор УВ и т.д.) и физико-химические (адсорбция, связывание поглотителями, испарение, смыв, разбавление и др.). Однако заключающей, неизбежной стадией являются биологическая и микробиологическая очистка экосистемы.

Микробиологическая стадия действительно позволяет произвести очистку экосистемы от УВ, превратив их если не в  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ , то хотя бы в нетоксичные, довольно инертные, безопасные для животных и человека вещества.

Биологические и микробиологические технологии удаления УВ-загрязнений из экосистем, с одной стороны, различны

и многообразны, зависят от вышеупомянутых факторов и условий, а с другой – основываются на активности бактериального и грибного сообщества, т.е. микробных сообществ (МС). Это или активация аборигенного УВ-окисляющего МС, или/и внесение (интродукция) высокоактивного УВ-окисляющего МС. Последний способ как наиболее эффективный получил широкое применение в практике удаления УВ-загрязнений в экосистемах.

### Материалы и методы

Образцы бурых водорослей были собраны в зоне литорали Белого моря в районе биологической станции МГУ имени М.В. Ломоносова (Кандалакшская губа Белого моря) при температуре морской воды 12–13 °С в летний период года в ретроспективе 2000–2015 гг.

Для выявления микробного пейзажа поверхностей бурых водорослей готовили препараты-отпечатки с разных участков таллома. Кусочки таллома размером около 1–2 см<sup>2</sup> прикладывали к стерильному предметному стеклу и выдерживали во влажной камере в течение двух суток. После этого отпечатки окрашивали акридином оранжевым (разведение 1:10<sup>4</sup>) и микроскопировали под люминесцентным микроскопом (Микмед-2 (Люмам РПО-11)).

Накопительную культуру УВО микроорганизмов получали на минеральной среде (г/л):  $\text{KNO}_3$  – 4,0;  $\text{KH}_2\text{PO}_4$  – 0,6;  $\text{Na}_2\text{HPO}_4$  – 1,4;  $\text{MgSO}_4$  – 0,8;  $\text{NaCl}$  – 20; pH – 7,0; нефть бакинская – 2 %. Посевным материалом служили фрагменты таллома фукусовых водорослей (*Fucus sp.*), использованные ранее для получения препаратов-отпечатков. Накопительную культуру УВО микроорганизмов инкубировали на качалке (280–300 об/мин) при температуре 22–28 °С. За ее развитием наблюдали визуально и микроскопически. Через семь суток накопительную культуру помещали в холодильник при 10–12 °С. Далее ее подвергали длительной, в течение нескольких месяцев, селекции путем долговременной инкубации на среде с нефтью с регулярными пересевами 1 мл накопительной культуры в новую порцию среды с нефтью, с тем чтобы получить устойчивое углеводородокисляющее микробное сообщество (УВОМС).

Отобранный образец УВОМС рассеяли на агаризованную среду с нефтью и выделили 10 штаммов чистых культур УВО микроорганизмов.

Кроме отдельных чистых культур была получена ассоциация микроорганизмов путем смыва всех колоний, выросших на чашках Петри. Эту ассоциацию использовали в качестве посевного материала для получения биомассы, которая затем была использована в микрокосмном эксперименте на Белом море.

Ассоциацию микроорганизмов выращивали на той же минеральной среде с нефтью. Биомассу концентрировали центрифугированием, и густую пастообразную массу хранили в замороженном виде. Перед началом эксперимента биомассу размораживали и разводили в стерильной морской воде до титра  $1 \cdot 10^{10}$ . Суспензию микроорганизмов иммобилизовали на нитроцеллюлозных фильтрах диаметром 47 мм, размер пор – 0,45 мкм.

Микрокосмный эксперимент проводили в пластиковых аквариумах с протоком морской воды и имитацией физико-химических и биологических условий акватории Белого моря. Скорость протока регулировалась таким образом, чтобы соответствовать скорости колебания воды в прибойной зоне.

Фильтры с иммобилизованной на них биомассой пропитывали нефтью в разной концентрации. Использовали 100%-ную нефть и ее разведения (с помощью дизельного топлива) в 10 и 100 раз. В одну часть аквариума вносили экспериментальные фильтры с иммобилизованными бактериями и пропитанные разными концентрациями нефти, в другую – контрольные фильтры, пропитанные только разными концентрациями нефти без биомассы. Эксперимент проводили в двух повторностях.

Микроскопирование отпечатков таллома выявило его обильное заселение

микроорганизмами (рис. 1). Микробное сообщество поверхностных участков таллома представлено главным образом бактериями. С глубиной бактериальное обилие снижается при сохранении морфологического разнообразия, а количество микроскопических водорослей увеличивается. Эпифитное микробное сообщество представлено как одиночными клетками, так и многочисленными микроколониями, что указывает на активный рост микроорганизмов на поверхности фукуса. Морфологически бактериальное разнообразие представлено коками в виде одиночных клеток и цепочек, разными по размерам – от мелких до крупных, палочками и многочисленными полумесяцем изогнутыми клетками (рис. 1 и 2). Хорошо различимы бактерии с коринеформной морфологией. Множество бактериальных клеток представлено толстыми яйцеподобными клетками. Многие палочки содержат светящиеся включения, расположенные по концам клетки или в середине.

Встречаются микроскопические водоросли, а также клетки по размерам, соответствующие дрожжам. В связи с тем что прокрашивание клеток акридином оранжевым на одном и том же препарате происходило неодинаково, можно полагать, что клетки находились в разном физиологическом состоянии, и часть из них, по-видимому, была представлена мертвыми организмами. Таким образом, выявлены обильные и разнообразные эпифиты *Fucus sp.*

В микрокосмном эксперименте было установлено, что эпифитные микроорганизмы обладают значительной УВО способностью. Первое изменение в цветности фильтров было

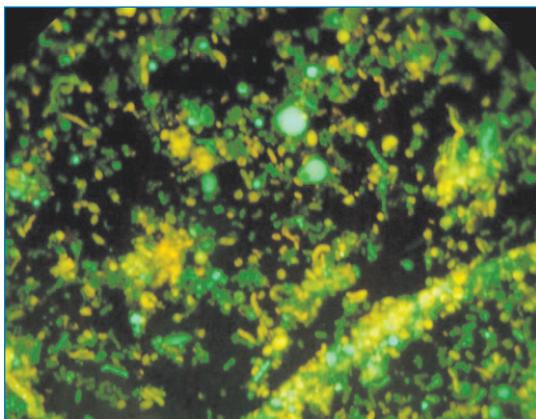


Рис. 1. Микробный пейзаж отпечатка поверхности таллома фукуса

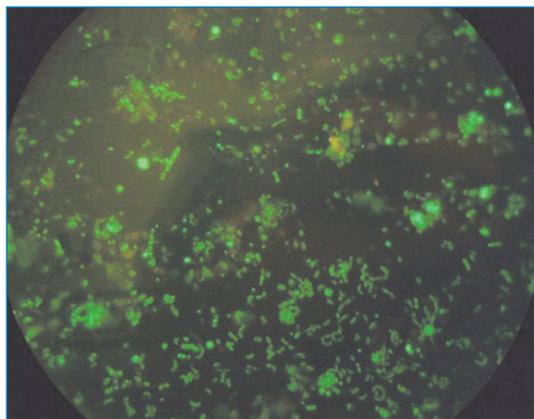


Рис. 2. Морфологическое разнообразие микроорганизмов – эпифитов фукуса

обнаружено уже через двое суток. Через четверо суток фильтры с иммобилизованной биомассой УВ-окисляющих бактерий и пропитанные нефтью с концентрацией 10 и 1 % практически обесцветились. Процент деструкции составил 82 и 98 % соответственно. Фильтр с адсорбированной на нем биомассой УВ-окисляющих бактерий и пропитанный 100%-ной нефтью на шестой день эксперимента значительно посветлел по краям, однако в целом сохранял свою ярко коричневую окраску. Процент деструкции нефти составил 14,8 %.

Таким образом, исследования показали, что поверхность фукусовых водорослей покрыта обильным и морфологически разнообразным микробным сообществом. При использовании таллома бурых водорослей в качестве посевного материала на минеральной среде с нефтью была получена активная накопительная культура УВ-окисляющих микроорганизмов. Обилие микроорганизмов на поверхности фукусов существенно превосходит плотность, которую можно обнаружить в морской воде. В связи с этим можно предположить, что морские макроскопические водоросли служат носителем, а может быть и источником или даже инкубатором микроорганизмов, в том числе и УВ-окисляющих. Однако окисление углеводородами нефти осуществляют микроорганизмы, а не водоросли, ими колонизированные.

Метод определения деградации нефти по динамике обесцвечивания пропитанных нефтью фильтров, на которых ранее было иммобилизовано УВОМС, после его калибровки позволяет получать устойчивые количественные результаты. Вместе с тем следует отметить, что скорость деградации нефти зависит не только от ее концентрации, но и соотношения концентрации нефти и биомассы микроорганизмов, ее окисляющих. Если при использовании неразведенной нефти соотношение с иммобилизованной на фильтре биомассой микроорганизмов принять равным 1:1, то при разведении нефти соотношение с биомассой становилось 1:0,1 и 1: 0,01, что, конечно же, ускоряло процесс окисления.

\*\*\*

Макрофиты *Fucus sp.* имеют обильное и разнообразное эпифитное микробное сообщество, при этом среди эпифитов имеются УВ-окисляющие микроорганизмы.

На основе эпифитов бурых водорослей отселектировано микробное сообщество, способное к активному окислению нефти в условиях имитирующих экосистему Белого моря.

Метод определения УВ-окисляющей активности микроорганизмов с использованием фильтров после его технологической модификации может быть применен в промышленных масштабах.

## Список литературы

1. Белоусова Н.И. Деструкция нефтепродуктов различной степени конденсации микроорганизмами при пониженных температурах / Н.И. Белоусова, А.Н. Шкидченко // Прикладная биохимия и микробиология. – 2004. – Т. 40. – № 3. – С. 312–316.
2. Перетрухина И.В. Определение скоростей биодеградации нефтяных углеводородов в воде литорали Кольского залива / И.В. Перетрухина, В.В. Ильинский, М.Ю. Литвинова // Вестник Мурманского государственного технического университета. – 2006. – № 5. – С. 828–832.
3. Binark N. Oil pollution of marine algae / N. Binark, K.C. Guven, T. Gezgin et al. // Bull. Environ. Contam. Toxicol. – 2000. – V.64. – P. 866–872.
4. Bokn T. Effects of diesel oil and subsequent recovery of commercial benthic algae / T. Bokn // Hydrobiol. – 1987. – V. 51. – P. 277–284.
5. Gamila H.A. Algal bioassay for evaluating the role of algae in bioremediation of crude oil: I-isolated strains / H.A. Gamila, M.B.M. Ibrahim // Bull. Environ. Contam. Toxicol. – 2004. – V. 73. – P. 883–889.
6. Ibrahim M.B.M. Algal bioassay for evaluating the role of algae in bioremediation of crude oil: freshwater phytoplankton assemblages. / M.B.M. Ibrahim, H.A. Gamila // Bull. Environ. Contam. Toxicol. – 2004. – V. 73. – P. 971–978.
7. Воскобойников Г.М. Исследования макрофитов Баренцева моря: история и направления // Материалы международной научной конференции и VII Школы по морской биологии. – Ростов н/Д., 2008. – С. 73–75.
8. Практикум по микробиологии /под ред. А.И. Нетрусова. – М.: Академия, 2005. – 608 с.
9. Шлегель Г. Общая микробиология / Г. Шлегель. – М.: Мир, 1987. – 568 с.

10. Кураков А.В. Биоиндикация и реабилитация экосистем при нефтяных загрязнениях / А.В. Кураков, В.В. Ильинский, С.В. Котелевцев и др. – М.: Графикон, 2006. – 336 с.
11. Мурзаков Б.Г. Экологическая биотехнология для нефтегазового комплекса (теория и практика) / Б.Г. Мурзаков. – М.: Изд-во МГУ, 2005. – 200 с.

---

## Marine oxidation of oil by the bacteria being the epiphytes of brown algae

A.M. Semenov<sup>1</sup>\*, A.V. Olenin<sup>1</sup>, N.S. Khokhlachev<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Lomonosov Moscow State University, Bld. 1, Est. 12, Leninskiye gory, Moscow, 119234, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: amsemenov@list.ru

**Keywords:** oxidation of hydrocarbons, epiphyte bacteria, brown algae.

**Abstract.** The paper briefly discusses the basic theoretical generalizations and experimental results of new technologies for removing hydrocarbon contaminants from both northern soils and water low-temperature marine ecosystems, especially the saline-water ones.

### References

1. BELOUSOVA, N.I. and A.N. SHKIDCHENKO. Destruction of differently condensed oil products by germs in conditions of lower temperatures [Destruktsiya nefteproduktov razlichnoy stepeni kondensatsii mikroorganizmami pri ponizhennykh temperaturakh]. *Prikladnaya biokhimiya i mikrobiologiya*. 2004, vol. 40, no. 3, pp. 312–316. ISSN 0555-1099. (Russ.).
2. PETRUKHINA, I.V., V.V. ILINSKIY and M.Yu. LITVINOVA. Determining velocities of biological degradation for oil hydrocarbons in waters of Kola Bay littoral [Opredeleniye skorostey biodegradatsii neftyanykh uglevodorodov v vode litorali Kolskogo zaliva]. *Vestnik of Murmansk State Technical University*. 2006, no. 5, pp. 828–832. ISSN 1560-9278. (Russ.).
3. BINARK, N., K.C. GUVEN, T. GEZGIN et al. Oil pollution of marine algae. *Bull. Environ. Contam. Toxicol.* 2000, vol. 64, pp. 866–872. ISSN 0007-4861.
4. BOKN, T. Effects of diesel oil and subsequent recovery of commercial benthic algae. In: *Developments in Hydrobiology*. 1987, vol. 51, pp. 277–284.
5. GAMILA, H.A. and M.B.M. IBRAHIM. Algal bioassay for evaluating the role of algae in bioremediation of crude oil: I-isolated strains. *Bull. Environ. Contam. Toxicol.* 2004, vol. 73, pp. 883–889. ISSN 0007-4861.
6. IBRAHIM, M.B.M. and H.A. GAMILA. Algal bioassay for evaluating the role of algae in bioremediation of crude oil: freshwater phytoplankton assemblages. *Bull. Environ. Contam. Toxicol.* 2004, vol. 73, pp. 971–978. ISSN 0007-4861.
7. VOSKOBOYNIKOV, G.M. Exploration of macrophytes in the Barents Sea: history and trends [Issledovaniya makrofitov Barentseva morya: istoriya i napravleniya]. In: *Proc. of the international sci. conf. and VII School on Marine Biology*. Rostov-na-Dony, 2008, pp. 73–75. (Russ.).
8. NETRUSOV, A.I. (ed.). *Practicum on microbiology* [Praktikum po mikrobiologii]. Moscow: Akademiya, 2005. (Russ.).
9. SCHLEGEL, H. *General microbiology* [Obshchaya mikrobiologiya]. Translated from the German. Moscow: Mir, 1987. (Russ.).
10. KURAKOV, A.V., V.V. ILINSKIY, S.V. KOTELEVTSSEV et al. *Biological benchmarking and rehabilitation of ecosystems in case of oil pollutions* [Bioindikatsiya i reabilitatsiya ekosistem pri neftyanykh zagryazneniyakh]. Moscow: Grafikon, 2006. (Russ.).
11. MURZAKOV, B.G. *Environmental biotechnology for oil-gas industry (theory and practice)* [Ekologicheskaya biotekhnologiya dlya neftegazovogo kompleksa (teoriya i praktika)]. Moscow: Moscow State University Publishers, 2005. (Russ.).

## Сведения об авторах

<i>Акопова Гретта Семеновна</i>	к.т.н., начальник Лаборатории охраны окружающей среды и ресурсосбережения Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-54. E-mail: G_Akopova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Аксиутин Олег Евгеньевич</i>	член Правления, начальник Департамента ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)641-35-03. E-mail: O.Aksiutin@adm.gazprom.ru
<i>Бабийчук Александр Ильич</i>	ведущий специалист ООО «НПО «СПбЭК». Тел. +7(812)331-96-20. E-mail: info@energy.spb.ru
<i>Баранов Александр Владимирович</i>	д.г.н. Тел.: +7(498)657-42-18. E-mail: A_Baranov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Бегак Михаил Владимирович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник НИЦЭБ РАН. Тел.: +7(812)499-64-54. E-mail: mbegak@gmail.com
<i>Бердин Владимир Хакимович</i>	заместитель исполнительного директора Международного центра устойчивого энергетического развития под эгидой ЮНЕСКО (МЦУЭР). Тел.: +7(495)641-04-26. E-mail: berdin@isedc-u.com
<i>Богданов Олег Игоревич</i>	к.т.н., старший научный сотрудник ООО «НИИГазэкономика». Тел.: +7(495)631-51-55. E-mail: O.Bogdanov@econom.gazprom.ru
<i>Будников Борис Олегович</i>	к.г.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории экологического сопровождения и экспертизы проектов Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-18. E-mail: B_Budnikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Бурмистрова Ольга Владимировна</i>	к.м.н., ведущий научный сотрудник ФГБНУ «НИИ медицины труда». Тел.: +7(495)366-10-11. E-mail: olgaburmist@inbox.ru
<i>Быков Дмитрий Анатольевич</i>	к.т.н., старший научный сотрудник ООО «НИИГазэкономика». Тел.: +7(495)631-51-55. E-mail: D.Bykov@econom.gazprom.ru
<i>Варфоломеев Евгений Викторович</i>	к.э.н., директор Центра экономики энергосбережения, экологии и внедрения новой техники ООО «НИИГазэкономика». Тел.: +7(495)631-51-47. E-mail: E.Varfolomeev@econom.gazprom.ru
<i>Воронцов Михаил Александрович</i>	заведующий сектором промышленных компрессорных и турбохолодильных систем Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26, доб. 21-25. E-mail: M_Vorontsov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гильдерман Сергей Александрович</i>	к.т.н., научный сотрудник ООО «НИИГазэкономика». Тел.: +7(495)631-51-55. E-mail: S.Gilderman@econom.gazprom.ru
<i>Голушко Виктор Вадимович</i>	главный специалист Лаборатории охраны окружающей среды и ресурсосбережения Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-62. E-mail: V_Golushko@vniigaz.gazprom.ru

<i>Гусева Татьяна Валериановна</i>	д.т.н., профессор РХТУ имени Д.И. Менделеева. Тел.: +7(499)978–86–44. E-mail: tatiana.v.guseva@gmail.com
<i>Дорохова Елена Викторовна</i>	главный специалист Лаборатории охраны окружающей среды и ресурсосбережения Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–62. E-mail: E_Dorokhova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Емельянов Олег Николаевич</i>	к.т.н., начальник Лаборатории охраны труда и экологии человека Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–62. E-mail: O_Emelyanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ермолов Александр Александрович</i>	к.г.н., руководитель Управления геологических работ АО «Институт экологического проектирования и изысканий», научный сотрудник НИЛ геоэкологии Севера географического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова. Тел.: +7(495)939–22–38. E-mail: alexandr.ermolov@gmail.com
<i>Зинкевич Ирина Николаевна</i>	руководитель проектов ООО «НПО «Санкт-Петербургская Электротехническая компания». Тел.: +7(812)331–96–20. E-mail: info@energy.spb.ru
<i>Ильякова Елена Евгеньевна</i>	к.г.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории экологического сопровождения и экспертизы проектов Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–62, доб. 23–23. E-mail: E_Ilyakova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ишков Александр Гаврилович</i>	заместитель начальника Департамента – начальник Управления ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)641–36–13. E-mail: A.Ishkov@adm.gazprom.ru
<i>Клушин Виталий Николаевич</i>	д.т.н., профессор РХТУ имени Д.И. Менделеева. Тел.: +7(499)978–89–01. E-mail: klouch@muctr.ru
<i>Константинов Евгений Иванович</i>	к.т.н., д.б.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории охраны труда и экологии человека Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–43, доб. 23–21. E-mail: E_konstantinov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Косолапова Елена Валентиновна</i>	заместитель начальника Лаборатории охраны окружающей среды и ресурсосбережения Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–42–18. E-mail: E_Kosolapova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Куприна Елена Эдуардовна</i>	д.т.н., профессор Санкт-Петербургского НИУ ИТМО. Тел.: +7(905)265–65–57. E-mail: elkuprina@yandex.ru
<i>Ладыгин Константин Владимирович</i>	к.т.н., генеральный директор ЗАО «Безопасные Технологии». Тел.: +7 (812)339–04–58. E-mail: ladygin@zaobt.ru
<i>Лосик Татьяна Константиновна</i>	д.б.н., ведущий научный сотрудник ФГБНУ «НИИ медицины труда». Тел.: +7(916)363–36–25. E-mail: losiktk@yandex.ru

<i>Маришкин Владислав Анатольевич</i>	начальник производственно-диспетчерской службы ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Тел.: +7(3496)36–30–35. E-mail: Marishkin@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
<i>Митяева Любовь Александровна</i>	научный сотрудник Лаборатории охраны окружающей среды и ресурсосбережения Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–62, доб. 23–31. E-mail: L_Mityaeva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Народицкис Александр</i>	генеральный директор ООО «НПО «Санкт-Петербургская Электротехническая компания». Тел.: +7(812)331–96–20. E-mail: info@energy.spb.ru
<i>Нурдинова Снежана Александровна</i>	начальник отдела энергосбережения инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Тел.: +7(3496)36–85–45. E-mail: Nurdinova@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
<i>Оленин Александр Владимирович</i>	к.х.н., старший научный сотрудник МГУ имени М.В. Ломоносова. Тел.: +7(495)939–43–09
<i>Попадько Наталья Владимировна</i>	к.т.н., заместитель директора Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–62, доб. 21–95. E-mail: N_Popadko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пыстина Наталья Борисовна</i>	к.э.н., директор Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–49. E-mail: N_Pystina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пыстина Евгения Александровна</i>	специалист 1 категории Лаборатории экологического сопровождения и экспертизы проектов Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел. +7(498) 657–40–62. E-mail: E_Pystina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Романов Константин Владимирович</i>	начальник отдела ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)641–36–15. E-mail: K.Romanov@adm.gazprom.ru
<i>Романюк Людмила Павловна</i>	к.ф.-м.н., ученый секретарь НИЦЭБ РАН. Тел.: +7(812)499–64–54. E-mail: Lromanuk@gmail.com
<i>Руут Юхан</i>	руководитель направления «Промышленная и химическая безопасность» Департамента экологического менеджмента консалтинговой компании Hendrikson & Co. Тел.: +7(372)740–98–00. E-mail: juhan@hendrikson.ee
<i>Семёнов Александр Михайлович</i>	д.б.н., ведущий научный сотрудник МГУ имени М.В. Ломоносова. Тел.: +7(910)445–01–31. E-mail: amsemenov@list.ru
<i>Старостин Кирилл Геннадьевич</i>	аспирант РХТУ имени Д.И. Менделеева. Тел.: +7(916)122–09–45. E-mail: kirill@anobot.ru
<i>Теребнев Александр Владимирович</i>	к.т.н., заместитель директора Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–62. E-mail: A_Terebnev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Тетеревлев Роман Викторович</i>	главный технолог ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)641–36–16. E-mail: R.Teterevlev@adm.gazprom.ru

<p><i>Унаниян Константин Леонович</i></p>	<p>к.т.н., старший научный сотрудник Лаборатории экологического сопровождения и экспертизы проектов Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-62, доб. 23-39. E-mail: K_Unanyan@vniigaz.gazprom.ru</p>
<p><i>Фалин Александр Германович</i></p>	<p>начальник отдела охраны окружающей среды ООО «Газпром добыча Краснодар». Тел.: +7(861)200-49-00. E-mail: a.falin@kuban.gazprom.ru</p>
<p><i>Хворов Георгий Анатольевич</i></p>	<p>начальник Лаборатории энергосбережения и энергоэффективности Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-62, доб. 20-38. E-mail: G_Khvorov@vniigaz.gazprom.ru</p>
<p><i>Хохлачев Николай Сергеевич</i></p>	<p>к.т.н., старший научный сотрудник Лаборатории биотехнологических исследований Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-62, доб. 23-46. E-mail: N_Khokhlachev@vniigaz.gazprom.ru</p>
<p><i>Шарихина Людмила Вячеславовна</i></p>	<p>заведующий сектором эколого-аналитических исследований Лаборатории охраны окружающей среды и ресурсосбережения Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-62, доб. 23-30. E-mail: L_Sharikhina@vniigaz.gazprom.ru</p>
<p><i>Юлкин Григорий Михайлович</i></p>	<p>директор Департамента стратегического планирования и партнерства Международного центра устойчивого энергетического развития под эгидой ЮНЕСКО (МЦУЭР). Тел.: +7(495)641-04-26. E-mail: yulkin@isedc-u.com</p>
<p><i>Яблоник Леонид Романович</i></p>	<p>к.т.н., ведущий научный сотрудник ОАО «НПО ЦКТИ». Тел.: +7(812)717-59-32. E-mail: iabloniklr@ckti.ru</p>

## Information about the authors

<i>Akopova Gretta Semenovna</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for environmental protection and resource saving the Center for environmental safety, power efficiency and labor protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-54. E-mail: G_Akopova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Aksyutin Oleg Yevgenyevich</i>	member of the Board of Directors of the Gazprom PJSC, head of Department of the Gazprom PJSC. Tel.: +7(812)641-35-03. E-mail: O.Aksyutin@adm.gazprom.ru
<i>Babiychuk Aleksandr Ilich</i>	leading specialist in the Saint Petersburg Electrotechnical Company (SPBEC). Tel. +7(812)331-96-20. E-mail: info@energy.spb.ru
<i>Baranov Aleksandr Vladimirovich</i>	doctor of geography. Tel.: +7(498)657-42-18. E-mail: A_Baranov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Begak Mikhail Vladimirovich</i>	candidate of engineering, leading research associate at the Scientific Research Centre for Ecological Safety Russian Academy of Sciences (SRCES RAS). Tel.: +7(812)499-64-54. E-mail: mbegak@gmail.com
<i>Berdin Vladimir Khakimovich</i>	deputy executive director of the International Sustainable Energy Development Centre under the auspices of UNESCO. Tel.: +7(495)641-04-26. E-mail: berdin@isedc-u.com
<i>Bogdanov Oleg Igorevich</i>	candidate of engineering, senior research associate at the NIIGazekonomika LCC. Tel.: +7(495)631-51-55. E-mail: O.Bogdanov@econom.gazprom.ru
<i>Budnikov Boris Olegovich</i>	candidate of geography, leading research associate of the Laboratory for environmental support and expert examination of projects in the Center for environmental safety, power efficiency and labor protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-18. E-mail: B_Budnikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Burmistrova Olga Vladimirovna</i>	candidate of medicine, leading research associate of the Izmerov Research Institute of Occupational Health. Tel.: +7(495)366-10-11. E-mail: olgaburmist@inbox.ru
<i>Bykov Dmitriy Anatolyevich</i>	candidate of engineering, senior research associate at the NIIGazekonomika LCC. Tel.: +7(495)631-51-55. E-mail: D.Bykov@econom.gazprom.ru
<i>Dorokhova Yelena Viktorovna</i>	chief specialist of the Laboratory for environmental protection and resource saving in the Center for environmental safety, power efficiency and labor protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-62. E-mail: E_Dorokhova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Falin Aleksandr Germanovich</i>	head of the Division for environmental protection at the Gazprom Dobycha Krasnodar LLC. Tel.: +7(861)200-49-00. E-mail: a.falin@kuban.gazprom.ru
<i>Gilderman Sergey Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, senior research associate at the NIIGazekonomika LCC. Tel.: +7(495)631-51-55. E-mail: S.Gilderman@econom.gazprom.ru

<i>Golushko Viktor Vladimirovich</i>	chief specialist of the Laboratory for environmental protection and resource saving in the Center for environmental safety, power efficiency and labor protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-62. E-mail: V_Golushko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Guseva Tatyana Valerianovna</i>	doctor of engineering, professor of Dmitry Mendeleev University of Chemical Technology of Russia. Tel.: +7(499)978-86-44. E-mail: tatiana.v.guseva@gmail.com
<i>Ilyakova Yelena Yevgenyevna</i>	candidate of geology, leading research associate in the Laboratory for environmental support and expert examination of projects of the Center for environmental safety, power efficiency and labor protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-62. E-mail: E_Ilyakova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ishkov Aleksandr Gavrilovich</i>	deputy head of the Gazprom PJSC Department – head of the Gazprom PJSC Department Administration. Tel.: +7(812)641-36-13. E-mail: A.Ishkov@adm.gazprom.ru
<i>Khokhlachev Nikolay Sergeevich</i>	candidate of engineering, chief research associate in the Laboratory for biotechnological explorations of the Center for environmental safety, power efficiency and labor protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-62. E-mail: N_Khokhlachev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Khvorov Georgiy Anatolyevich</i>	head of the Laboratory for power saving and energy efficiency in the Center for environmental safety, power efficiency and labor protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-62. E-mail: G_Khvorov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Klushin Vitaliy Nikolayevich</i>	doctor of engineering, professor of Dmitry Mendeleev University of Chemical Technology of Russia. Tel.: +7(499)978-89-01. E-mail: klouch@muctr.ru
<i>Konstantinov Yevgeniy Ivanovich</i>	candidate of engineering, doctor of biology, leading research associate in the Laboratory for labor protection and human ecology of the Center for environmental safety, power efficiency and labor protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-43. E-mail: E_konstantinov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kosolapova Yelena Valentinovna</i>	deputy head of the Laboratory for environmental protection and resource saving of the Center for environmental safety, power efficiency and labor protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-18. E-mail: E_Kosolapova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kuprina Yelena Eduardovna</i>	doctor of engineering, professor of the ITMO University in St. Petersburg. Tel.: +7(905)265-65-57. E-mail: elkuprina@yandex.ru
<i>Ladygin Konstantin Vladimirovich</i>	candidate of engineering, general manager of the Safe Technologies CJSC. Tel.: +7 (812)339-04-58. E-mail: ladygin@zaobt.ru
<i>Losik Tatyana Konstantinovna</i>	doctor of biology, leading research associate of the Izmerov Research Institute of Occupational Health. Tel.: +7(916)363-36-25. E-mail: losiktk@yandex.ru
<i>Marishkin Vladislav Anatolyevich</i>	head of the Production traffic service at the Gazprom Dobycha Noyabrsk LLC. Tel.: +7(3496)36-30-35. E-mail: Marishkin@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

<i>Mityayeva Lyubov Aleksandrovna</i>	research associate in the Laboratory for environmental protection and resource saving of the Center for environmental safety, power efficiency and labor protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-62. E-mail: L_Mityaeva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Naroditskis Aleksandrs</i>	general director of the Saint Petersburg Electrotechnical Company (SPBEC). Tel.: +7(812)331-96-20. E-mail: info@energy.spb.ru
<i>Nurdinova Snezhana Aleksandrovna</i>	head of Division for power saving in the Technical engineering center at the Gazprom Dobycha Noyabrsk LLC. Tel.: +7(3496)36-85-45. E-mail: Nurdinova@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
<i>Olenin Alexander Vladimirovich</i>	candidate of chemical Sciences, senior researcher of Lomonosov Moscow State University. Tel.: +7(495)939-43-09
<i>Popadko Nataliya Vladimirovna</i>	candidate of engineering, deputy director of the Center for environmental safety, power efficiency and labor protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-62. E-mail: N_Popadko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pystina Natalya Borisovna</i>	candidate of economics, director of the Center for environmental safety, power efficiency and labor protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-49. E-mail: N_Pystina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pystina Yevgeniya Aleksandrovna</i>	specialist of the 1 <sup>st</sup> category in the Laboratory for environmental support and expert examination of projects in the Center for environmental safety, power efficiency and labor protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel. +7(498) 657-40-62. E-mail: E_Pystina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Romanov Konstantin Vladimirovich</i>	head of the Gazprom PJSC Division. Tel.: +7(812)641-36-15. E-mail: K.Romanov@adm.gazprom.ru
<i>Romanyuk Lyudmila Pavlovna</i>	candidate of physics and mathematics, academic secretary of the Scientific Research Centre for Ecological Safety Russian Academy of Sciences (SRCES RAS). Tel.: +7(812)499-64-54. E-mail: Lromanuk@gmail.com
<i>Ruut Juhan</i>	head of the Branch for industrial and chemical safety in the Hendrikson & Ko Department for environmental management. Tel.: +7(372)740-98-00. E-mail: juhan@hendrikson.ee
<i>Semyonov Alexander Mychailovich</i>	doctor of biological Sciences, leading researcher of Lomonosov Moscow State University. Tel.: +7(910)445-01-31. E-mail: amsemenov@list.ru
<i>Sharikhina Ludmila Vyacheslavovna</i>	chief of the ecologic-analytical research sector in the Laboratory for environmental protection and resource saving of the Center for environmental safety, power efficiency and labor protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-62. E-mail: L_Sharikhina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Starostin Kirill Gennadyevich</i>	postgraduate student of D. Mendeleev University of Chemical Technology of Russia. Tel.: +7(916)122-09-45. E-mail: kirill@anabot.ru
<i>Terebnev Aleksandr Vladimirovich</i>	candidate of engineering, deputy director of the Center for environmental safety, power efficiency and labor protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-62. E-mail: A_Terebnev@vniigaz.gazprom.ru

<i>Teterevlev Roman Viktorovich</i>	chief process engineer of the Gazprom PJSC. Tel.: +7(812)641-36-16. E-mail: R.Teterevlev@adm.gazprom.ru
<i>Unanyan Konstantin Levonovich</i>	candidate of geography, senior research in the Laboratory for environmental support and expert examination of projects of the Center for environmental safety, power efficiency and labor protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-62. E-mail: K_Unanyan@vniigaz.gazprom.ru
<i>Varfolomeyev Yevgeniy Viktorovich</i>	candidate of economics, director of the Center for economics, power saving, ecology and introduction of new machinery at the NIIGAZeconomika LCC. Tel.: +7(495)631-51-47. E-mail: E.Varfolomeev@econom.gazprom.ru
<i>Vorontsov Mikhail Aleksandrovich</i>	chief of the Sector for field compressor and turbo-refrigerator systems in the Laboratory for field low-temperature processes of the Center for gas production at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: M_Vorontsov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Yablonik Leonid Romanovich</i>	candidate of engineering, leading research associate of the I.I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment. Tel.: +7(812)717-59-32. E-mail: iabloniklr@ckti.ru
<i>Yemelyanov Oleg Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of Laboratory for labor protection and human ecology in the Center for environmental safety, power efficiency and labor protection at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-62. E-mail: O_Emelyanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Yermolov Aleksandr Aleksandrovich</i>	candidate of geography, head of the Administration for geologic works at the Institute of Ecological Design and Surveys, research associate at the geographic department of Lomonosov Moscow State University. Tel.: +7(495)939-22-38. E-mail: alexandr.ermolov@gmail.com
<i>Yulkin Grigoriy Mikhaylovich</i>	director of the Department for strategic planning and partnership in the International Sustainable Energy Development Centre under the auspices of UNESCO. Tel.: +7(495)641-04-26. E-mail: yulkin@isedc-u.com
<i>Zinkevich Irina Nikolayevna</i>	project manager in the Saint Petersburg Electrotechnical Company (SPBEC). Tel.: +7(812)331-96-20. E-mail: info@energy.spb.ru

## Требования к статьям, представляемым для публикации в сборнике «Вести газовой науки»

Направляя рукопись статьи в редакцию сборника «Вести газовой науки», авторы передают издателю безвозмездное исключительное право опубликовать ее в печатной версии сборника, его электронном аналоге – CD-диске на русском и на английском языках, а также разместить в сети интернет – на портале [www.elibrary.ru](http://www.elibrary.ru) и на сайте [www.vesti-gas.ru](http://www.vesti-gas.ru).

Автору принадлежат интеллектуальные права на научное произведение в соответствии со ст. 1265, 1266, 1268 ч. IV ГК РФ.

Статья должна быть оригинальной, т.е. не публиковавшейся ранее полностью или частично (не более 15 % заимствования).

Статья предоставляется на бумажном и электронном носителе. Рекомендуемый объем статьи (редактор MS Word, кегль 14, гарнитура Times New Roman, межстрочный интервал полуторный) не более 10–12 страниц, включая рисунки (не более 5, в том числе а, б, в), таблицы, библиографический список. На бумажном носителе должны быть подписи всех авторов.

### Требования к оформлению авторского оригинала

Авторский оригинал предоставляется на бумажном и электронном носителе. Рекомендуемый объем статьи не более 25 тыс. печатных знаков (с учетом пробелов). На бумажном носителе должны быть подписи всех авторов.

К статье в обязательном порядке прилагаются:

- **полный библиографический список** по ГОСТ Р 7.0.5-2008 «Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления». Ссылки на электронные документы оформляются согласно ГОСТ 7.82-2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов». Ссылки на неопубликованные работы не допускаются;

- **экспертное заключение** о возможности публикации в открытой печати либо заверенное письмом руководителя организации направление, подтверждающее, что работа не содержит секретной информации;

- **сведения об авторах:** фамилия, имя, отчество (полностью); ученая степень; звание; название учреждения; должность; контактный телефон и e-mail [сторонним авторам необходимо дополнительно сообщить почтовый адрес с индексом (для пересылки авторского экземпляра) и паспортные данные для оформления лицензионного договора (конфиденциально)];

- **пять-шесть ключевых слов;**

- **тезисы (расширенная аннотация):** не менее 1800 печатных знаков, содержат краткое изложение предмета, задач и основных результатов исследования.

Все аббревиатуры и сокращения (ГОСТ 7.12-93) в тексте рукописи расшифровываются, единицы измерения указываются согласно ГОСТ 8.417-2002.

Таблицы, рисунки и формулы должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте. Иллюстрации предоставляются в масштабе 1:1 в оригинальных форматах: схемы и графики – в векторном виде (Corel, Excel, Visio), фотографии с разрешением не ниже 250 dpi. Для подготовки математических выражений рекомендуется использовать редактор формул MathType (гарнитура Times New Roman).

### Оформление библиографического списка

1. Библиографический список должен включать все источники, упомянутые в тексте статьи, в порядке цитирования.

2. Библиографический список оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.5-2008 «Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления». Ссылки на электронные документы должны оформляться согласно ГОСТ 7.82-2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов». Ссылки на неопубликованные работы не допускаются.

### Примеры библиографических описаний

#### Издания:

Лапшин В.И. Формирование, состав и компонентоотдача пластовых флюидальных систем глубоководных карбонатных залежей: обз. инф. / В.И. Лапшин, В.А. Николаев, Д.В. Изюмченко и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 118 с.

#### Составные части периодических изданий:

Белалов В.Р. Зависимость термодиффузионного разделения некоторых природных бинарных смесей газов от давления / В.Р. Белалов, А.Ф. Богатырев; под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 255–264.

Chosh A.K. Thermal Diffusion in Multicomponent Gas Mixtures / A.K. Chosh, A.K. Batabyal, A.K. Barua // J. Chem. Phys. – 1967. – V. 47. – № 10. – P. 3704–3707.

#### Патентные документы:

Пат. 2187888 Российская Федерация, МПК Н 04 В 1/38, Н 04 J 13/00. Приемопередающее устройство / Чугаева В.И.; заявитель и патентообладатель Воронеж. науч.-исслед. ин-т связи. – № 2000131736/09; заявл. 18.12.00; опубл. 20.08.02, Бюл. № 23.

**Плата за публикацию не взимается.**

**Редакция оставляет за собой право не рассматривать статьи,  
не соответствующие вышеизложенным требованиям**

**В 38**

**Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – Спецвыпуск: Охрана окружающей среды, энергосбережение и охрана труда в нефтегазовом комплексе. – 148 с. – ISSN 2306-8949.**

В сборник включены 18 научных статей, подготовленных по результатам исследований, выполненных специалистами Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ», а также другими профильными организациями в 2016–2017 гг.

Проанализированы аспекты перехода на систему технологического нормирования на основе наилучших доступных технологий в нефтегазовом комплексе. Выполнена оценка углеродного и токсического следа жизненного цикла продукции и основных производственных процессов нефтегазовой отрасли с определением комплекса мероприятий по сокращению выбросов парниковых газов. Освещены вопросы разработки инновационных природоохранных научно-технических решений и др.

Издание предназначено не только для ученых-экологов, инженеров экологических и энергетических служб и специалистов по охране труда в газовой отрасли, но и для широкого круга читателей, интересующихся развитием науки в рамках нефтегазового комплекса.

*Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, special issue: Environmental protection, power saving and labor protection in oil-gas industry, 148 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.).*

Collection consists of 18 articles prepared on account of studies carried out in the Gazprom VNIIGAZ Center for environmental safety, power efficiency and labor protection and other correspondent companies in 2016–2017. In general, the papers reveal issues for oil-gas industry transition to a system of process standardization on the basis of Best Available Technologies.

In particular, hydrocarbon and toxic footprints of oil-gas industrial processes and products during their lifetime are assessed with selection of complex measures aimed at reduction of greenhouse gases emission. Also development of innovative environmental techniques is depicted.

Proclaimed information will be useful for ecologists, engineers of environmental and energetic services, as well as for specialists in labour protection employed in gas industry. Also it could gain attention of a wide range of readers interested in oil-gas scientific explorations including students and post graduates from correspondent universities.

**По вопросам публикаций, подписки и приобретения  
сборника «Вести газовой науки» обращаться:  
[vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru](mailto:vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru)  
[www.vesti-gas.ru](http://www.vesti-gas.ru)**