

УДК 504.062.2

DOI: [10.23671/VNC.2020.1.59069](https://doi.org/10.23671/VNC.2020.1.59069)

Оригинальная статья

Эколого-экономическое обоснование возможности утилизации попутного нефтяного газа на нефтяных месторождениях Российской Федерации

А. В. Иванов, А. В. Стриженок, И. К. Супрун

Санкт-Петербургский горный университет, Васильевский остров, 21 линия, д. 2, г. Санкт-Петербург 199106, Российская Федерация, e-mail: www.igor_suprun@mail.ru

Статья поступила: 19.02.2020, после рецензирования: 25.03.2020, принята к публикации: 27.03.2020

Резюме: Актуальность работы. Утилизация попутного нефтяного газа методом сжигания его на факельных установках является одной из основных экологических проблем при добыче нефти в мире. При этом данный процесс оказывает колоссальный экономический ущерб, так как попутный нефтяной газ является потенциальным продуктом, который возможно перерабатывать с получением товарной продукции, электроэнергии или тепловой энергии. Только в России на факелах ежегодно сжигается более 30 млрд м³ ПНГ, при этом сжигание 1 млрд куб. м попутного газа эквивалентно потере товарной продукции на сумму более 300 млн долларов. **Цель работы.** В представленной статье авторами проведен подбор оптимального способа утилизации попутного нефтяного газа на малых месторождениях России и его эколого-экономическое обоснование. **Методы исследования.** В качестве наиболее рентабельного метода принят способ электрогенерации с использованием газотурбинной электростанции. Реализация такого проекта на месторождении снижает выбросы загрязняющих веществ в сотни раз, а срок его окупаемости не превышает 2,5 лет. Нефтяная и газовая промышленность – это динамично развивающаяся отрасль мировой экономики, а добываемые нефть и природный газ – один из основных энергоресурсов на нашей планете. В Российской Федерации нефтегазовая промышленность является одной из ключевых отраслей, обеспечивающих формирование бюджета. В 2017 году в России было добыто более 500 млн т нефти и около 600 млрд м³ природного газа, при этом более 50% сырой нефти и около 40% природного газа было отправлено на экспорт. При таких значительных объемах добычи и далеко не самых крупных запасах нефти ресурсообеспеченность России нефтью по различным оценкам составляет от 20 до 25 лет при неизменных объемах добычи. Немного лучше ситуация обстоит с природным газом, ресурсообеспеченность России которым по разным оценкам составляет от 80 до 100 лет. При этом добыча нефти и газа является одним из наиболее опасных производств для окружающей природной среды. **Результаты работы.** В процессе освоения нефтяных и газовых месторождений можно выделить следующие основные проблемы, освещенные в данной работе: нарушение растительного, почвенного и снежного покровов, поверхностного стока, срезка микрорельефа; необратимые деформации земной поверхности в результате извлечения из недр нефти, газа и подземных вод, поддерживающих пластовое давление; загрязнение атмосферы, почвы, поверхностных и подземных водных источников. Однако одной из наиболее актуальных экологических проблем нефтегазового промышленного комплекса в России является утилизация попутного нефтяного газа. Попутный нефтяной газ (далее ПНГ) – один из сопутствующих продуктов процесса добычи нефти и её предварительной подготовки к транспортировке. Основными компонентами ПНГ являются метан и другие низкомолекулярные (летучие) алканы.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, факельная установка, выбросы, электрогенерация, газотурбинная электростанция, эколого-экономическое обоснование.

Для цитирования: Иванов А. В., Стриженок А. В., Супрун И. К. Эколого-экономическое обоснование возможности утилизации попутного нефтяного газа на нефтяных месторождениях Российской Федерации. *Геология и геофизика Юга России*. 2020. 10 (1): 114-126. DOI: [10.23671/VNC.2020.1.59069](https://doi.org/10.23671/VNC.2020.1.59069).

DOI: [10.23671/VNC.2020.1.59069](https://doi.org/10.23671/VNC.2020.1.59069)

Original paper

Ecological and economic justification of the utilization of associated petroleum gas at oil fields of Russian Federation

A. V. Ivanov, A. V. Strizhenok, I. K. Suprun

St. Petersburg Mining University, 2, 21st Line, St Petersburg 199106, Russian Federation,
e-mail: www.igor_suprun@mail.ru

Received: 19.02.2020, revised: 25.03.2020, accepted: 27.03.2020

Abstract: Relevance. One of the main environmental problems in oil production in the world today is the utilization of associated petroleum gas (APG) by combustion it in flares. At the same time, this process has enormous economic damage, since APG is a potential raw material that can be used to produce marketable products, power or heat energy. More than 30 billion cubic meters of APG are combusted in flares annually only in Russia, which is about 20% of the total amount of combusted APG in the world. It should be noted that combustion of 1 billion cubic meters of APG is equivalent to the loss of marketable products worth more than 300 million dollars. **Aim.** In the present article, the authors carried out a selection of the optimal method for utilization of APG at small fields in Russia and its environmental and economic justification. **Methods.** The method of power generation directly at the field using gas turbine power station was adopted as the most cost-effective method. The implementation of such a project at the field reduces emissions of pollutants hundreds of times, and payback period does not exceed 2.5 years. The oil and gas industry is a dynamically developing sector of the world economy, but produced oil and natural gas is one of the main energy resources on our planet. The oil and gas industry is one of the main industries ensuring budget formation in the Russian Federation. More than 500 million tons of oil and about 600 billion cubic meters of natural gas were produced in Russia in 2017, as the same time about 50% of crude oil and about 40% of natural gas were exported. With such significant production volumes and not the largest oil reserves, the resource supply of Russia with oil, according to various estimates, ranges from 20 to 25 years with current production volumes. The situation with natural gas is a little better, as resource supply of Russia with natural gas, according to various estimates, ranges from 80 to 100 years. **Results.** At the same time, oil and gas production is one of the most hazardous industries for the environment. In the process of developing oil and gas fields, the following main problems can be distinguished: violation of vegetation, soil and snow cover, surface runoff, cut microrelief; irreversible deformations of the earth's surface as a result of extraction from the bowels of oil, gas and groundwater that support reservoir pressure; pollution of the atmosphere, soil, surface and underground water sources. However, one of the most pressing environmental problems of the oil and gas industrial complex in Russia is the utilization of associated petroleum gas (hereinafter referred to as APG). APG is one of the by-products of the process of oil production and its preliminary preparation for transportation. The main components of PNG are methane and other low molecular weight (volatile) alkanes.

Keywords: associated petroleum gas, flare, emissions, power generation, gas turbine power plant, environmental and economic feasibility study.

For citation: Ivanov A. V., Strizhenok A. V., Suprun I. K. Ecological and economic justification of the utilization of associated petroleum gas at oil fields of Russian Federation. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South.* (in Russ.). 2020. 10 (1): 114-126. DOI: 10.23671/VNC.2020.1.59069.

Введение

В силу ряда причин технического и экономического характера, а также из-за особенностей правового регулирования нефтедобывающей отрасли, основным

способом утилизации попутного нефтяного газа в России и в некоторых других странах на сегодняшний день является сжигание в факельных установках. Только в России в 2018 году данным способом было утилизировано около 30 млрд м³ ПНГ, что составляет более 20% мирового объема ПНГ, сжигаемого в факельных установках [Волкодаева, Киселева, 2017]. В результате на месторождениях и нефтеперерабатывающих предприятиях по всему миру горят более 17000 факелов, ежегодно выбрасывая в атмосферу около 350 млн т CO₂, сотни тысяч тонн оксида азота, оксида углерода, диоксида серы и продуктов неполного сгорания углеводородов, что по объему составляет более 35% всех выбросов в атмосферу от предприятий нефтегазовой промышленности. Кроме этого, сжигание ПНГ в приарктических регионах приводит к образованию большого количества сажи, оседающей на снежном покрове, что увеличивает поглощение солнечной энергии и ускоряет таяние арктических льдов [Кужаева, Джевага, 2017].

На рисунке 1 представлена картографическая модель рассеивания в приземной атмосфере угарного газа, выбрасываемого факельной установкой на одном из малых месторождений Сибири. Угарный газ является одним из основных загрязнителей при сжигании и обладает токсичным действием на живые организмы [Баркан, Корнев, 2017]. На изолиниях отображается коэффициент, рассчитываемый, как отношение текущей концентрации к нормативному показателю [Vanadzina et al., 2015]. Таким образом, данный коэффициент показывает, во сколько раз концентрация превышает относительно норматива.

На рисунке 1 видно, что в радиусе более 10 километров установленный норматив по угарному газу превышает в десятки раз. При этом в радиус действия рассматриваемой факельной установки попадают еще несколько факелов близле-

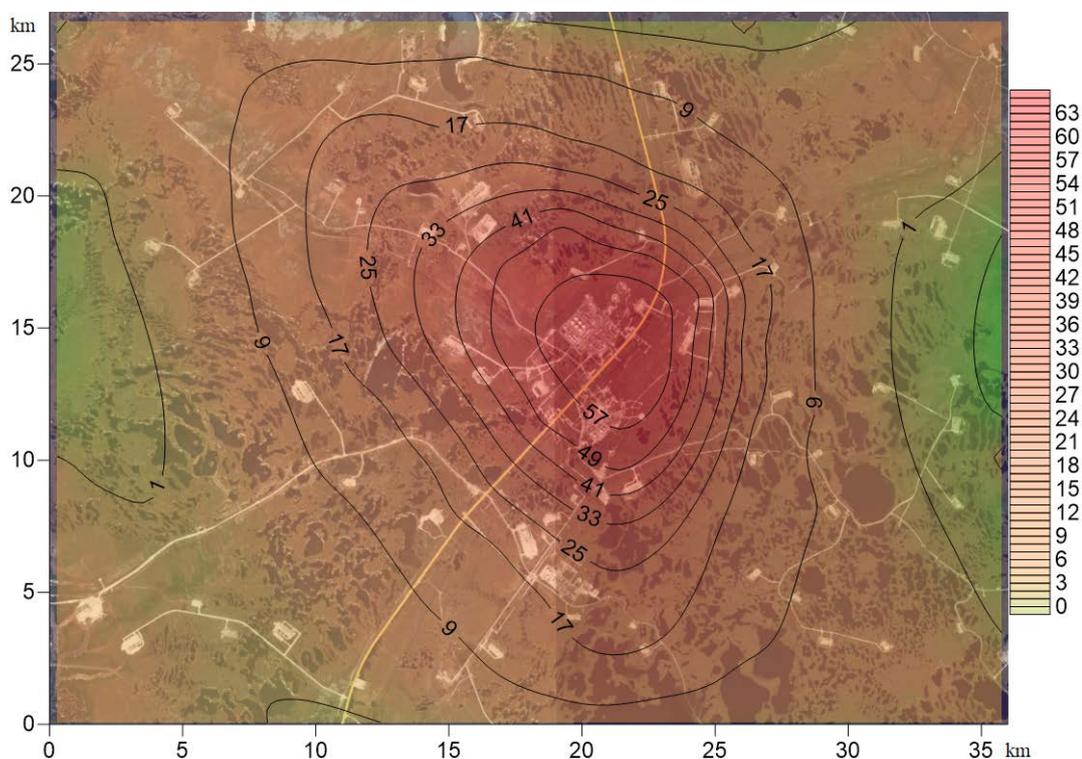


Рис. 1. картографическая модель рассеивания в приземной атмосфере угарного газа /
Fig. 1. Cartographic model of dispersion in the surface atmosphere of carbon monoxide

жащих месторождений, которые не учитывались при построении картографической модели. Следовательно реальная экологическая ситуация на рассматриваемой территории в разы хуже.

Однако колоссальное негативное воздействие на природную среду далеко не единственная причина наблюдающейся сегодня тенденции к уменьшению объемов сжигания ПНГ в факельных установках и поиску альтернативных способов утилизации ПНГ. По расчетам института энергетической стратегии России, сжигание 1 млрд куб. м попутного газа эквивалентно потере товарной продукции на сумму более 300 млн долларов [Леушева, Моренов, 2015]. Данный факт обуславливает актуальность поиска и реализации способов утилизации ПНГ с экономической выгодой для нефтедобывающих предприятий и оптимизацией экологической ситуации в регионах с развитой нефтедобывающей промышленностью.

Актуальность

На сегодняшний день существует несколько общепринятых методов утилизации ПНГ, основными из которых являются [Nannarone, Klein, 2019; Welch, 2014]:

- переработка ПНГ на газоперерабатывающих заводах (глубокая переработка и неглубокая переработка) с получением товарной продукции;
- генерация электроэнергии;
- сжигание на собственные нужды (как правило, с получением тепла);
- закачка обратно в пласт для интенсификации нефтеотдачи (система поддержания пластового давления);
- закачка в добывающие скважины – использование «газлифта».

Из анализа публикаций и фондовых документов нефтедобывающих предприятий следует, что наиболее эффективным с точки зрения эколого-экономического обоснования является переработка ПНГ на газоперерабатывающем заводе с получением товарной продукции [Турбаков, Кожевников, 2013].

В таблице 1 представлена сравнительная характеристика существующих методов утилизации ПНГ в сравнении «капитальные затраты – стоимость товарной продукции».

Таблица 1 / Table 1

Сравнительная характеристика существующих методов утилизации ПНГ в сравнении «капитальные затраты – стоимость товарной продукции». / Comparative characteristics of existing APG utilization methods in comparison with capital expenditures – the cost of marketable products.

Показатель / Indicator	Сжигание / Burning	Обратная закачка в нефтяной пласт / Re-injection into the oil reservoir	Электрогенерация / Power generation	Неглубокая переработка / Shallow processing	Глубокая переработка / Deep processing
Капитальные затраты, долларов / м ³ / Capital expenditures, USD / m ³	0,01	0,07	0,08	0,23	0,29
Экономический эффект, долларов / м ³ / Economical effect, USD / m ³	0	0	0,07	0,17	0,31

Из таблицы 1 видно, что переработка ПНГ на газоперерабатывающем заводе с получением товарной продукции (глубокая и неглубокая переработка ПНГ) имеет незначительные капитальные затраты по сравнению с получаемым конечным доходом. Кроме этого, переработка *gui* на *igr* оказывает минимальное негативное воздействие на компоненты природной среды из всех методов утилизации ПНГ [Стриженок, Корельский, 2019]. Однако в таблице 1 рассмотрены идеальные условия, при которых газоперерабатывающий завод (далее ГПЗ) обеспечивается *gui* в объеме, достаточном для работы *igr* на проектной мощности. Кроме того при расчете экономического эффекта учитывалась только стоимость товарного продукта, но не учитывались транспортные издержки, наличие рынков сбыта и другие второстепенные факторы.

К сожалению, такие условия на территории России встречаются только на очень крупных нефтяных месторождениях с высоким дебитом ПНГ (более 1 млрд м³/год). Таких месторождений на территории России насчитывается не более 10. Таким образом, только при выполнении этих условий данный способ является экономически и технически обоснованным.

Цель

Основная же масса нефти на территории России добывается на средних и малых месторождениях, которые территориально могут располагаться на значительном удалении друг от друга и от населенных пунктов, что делает нецелесообразной транспортировку ПНГ. Кроме этого, такие месторождения имеют небольшой дебит ПНГ и не могут обеспечить постоянство работы ГПЗ на проектной мощности [Коробова, Ткачева, 2016].

Проведенные авторами расчеты показали, что для малых месторождений с относительно небольшими запасами нефти и, соответственно, небольшими объемами добываемого ПНГ (100-300 млн м³/год) данный метод невыгоден с экономической точки зрения, так как требует значительных капитальных затрат на транспортировку и хранение ПНГ, а также не обеспечивает постоянство работы ГПЗ на проектной мощности, что снижает конечную прибыль. Таким образом, срок окупаемости увеличивается до нескольких десятков лет [Кужаева, Берлинский, 2018].

Таким образом, проанализировав несколько десятков малых месторождений нефти на территории России, их разведанные запасы и транспортную доступность, было определено, что универсальным (с точки зрения мощностей по газу, учета развитости инфраструктуры и т.д.) и экономически оправданным вариантом утилизации является генерация электроэнергии на основе генераторов с газотурбинными установками [Дроздов, 2014]. Такие установки могут работать даже на топливе низкого качества, коим является некондиционный ПНГ, тем самым значительно снижая эксплуатационные расходы на предварительную подготовку ПНГ к сжиганию [Литвиненко и др., 2017]. При этом получаемая электроэнергия идет преимущественно на собственные нужды. Отходящие газы при этом могут использоваться в качестве теплового агента в системе центрального отопления производственных объектов месторождения, или могут быть пущены на каталитическую очистку и выброшены в атмосферу со значениями концентраций по основным загрязняющим веществам не превышающими установленные нормативы [Турбаков и др., 2012].

Методы исследования

Мониторинг экологической ситуации и транспортной доступности на рассматриваемых месторождениях проводился средствами лаборатории экологического мониторинга горного университета, а также на основании фондовых материалов геологической разведки рассматриваемых месторождений.

Оценка разведанных запасов нефти, дебит нефти и попутного газа, а также химический состав ПНГ осуществлялся на основании фондовых материалов.

Теплотворные свойства *гуи* и возможность его использования для энергогенерации осуществлялись расчетным путем на основании состава *гуи* [Seward et al., 2018].

Экспериментальные работы на данном этапе не проводились и будут являться следующим этапом проделанного исследования [Семячков и др., 2018; Wang, Liu, 2016].

Все расчеты проводились в соответствии с аттестованными в России методиками.

Как уже упоминалось выше, проведенные авторами расчеты показали, что на малых месторождениях нефти в силу проблем с инфраструктурой и небольшим дебитом ПНГ (100-300 млн м³/год) наиболее выгодным использованием ПНГ является электрогенерация. Полученная электроэнергия в основном обеспечивает собственные нужды месторождения. Будучи одним из крупнейших в мире поставщиков нефти и газа тарифы на электроэнергию в России достаточно низки и составляют около 0,05 USD за 1 кВт, однако основным преимуществом с экономической точки зрения является не экономия на платежах за электроэнергию, а полная ликвидация затрат на внешнюю инфраструктуру электроснабжения, которая в силу значительной удаленности месторождений требует значительных капитальных затрат [Semyachkov et al., 2018].

К основным преимуществам электрогенерации на месторождении можно отнести:

- выполнение условий лицензионных соглашений по утилизации ПНГ;
- значительное снижение затрат на энергоснабжение и инфраструктуру электроснабжения;
- уменьшение экологического ущерба, причиняемого компонентам природной среды;
- снижение платежей предприятия за загрязнение атмосферного воздуха;
- высокая доходность и быстрая окупаемость.

Проанализировав наиболее популярные методы электрогенерации, было принято решение, что оптимальным с точки зрения технико-экономического обоснования будет получение электроэнергии с использованием газотурбинной установки.

Газотурбинные установки (далее ГТУ) – это тепловые машины, в которых тепловая энергия газообразного рабочего тела преобразуется в механическую. Основными компонентами установки являются: компрессор, камера сгорания и газовая турбина. Для обеспечения работы и управления в установке присутствует комплекс объединенных между собой вспомогательных систем.

Вырабатываемая мощность одного устройства составляет от 20 кВт до сотен МВт. Это классические газотурбинные электростанции. Производство электроэнергии на электростанции осуществляется при помощи одной или нескольких ГТУ.

Газотурбинные установки состоят из двух основных частей, расположенных в одном корпусе – газогенератора и силовой турбины. В газогенераторе, включающем в себя камеру сгорания и турбокомпрессор, создается поток газа высокой температуры. При помощи теплообменника осуществляется утилизация выхлопных газов и одновременное производство тепла через водогрейный или паровой котел, поэтому при оптимальном режиме ГТУ производят электрическую и тепловую энергию.

По количеству вырабатываемой тепловой энергии ГТУ значительно превосходят газопоршневые устройства (далее ГПУ) [Ямашин, Ладанова, 2019].

На основании фондовых данных газодобывающих предприятий России было установлено, что средний расход электроэнергии составляет порядка 50 МВт на каждые 45 дней (1 смена работников – вахтовиков). Расчеты проводились исходя из дебита месторождения по ПНГ 100 млн м³ в год, а также при условии, что вся получаемая электроэнергия будет расходоваться на нужды месторождения, т.е. в экономическом обосновании учитывается только стоимость электроэнергии, которую перестанет потреблять месторождение при появлении собственного источника электрогенерации.

На российском рынке достаточно большой выбор газотурбинных электростанций, как отечественного, так и зарубежного производства. Исходя из энергоемкости месторождения, дебита и состава ПНГ, а также с учетом удаленности месторождения от развитых сетей инфраструктуры предпочтение в выборе электростанции было отдано отечественной мобильной газотурбинной электростанции (далее ГТЭС) «Урал 6000» мощностью 500 МВт/год, в состав которой входит 7 газовых турбин (5 основных и 2 резервные).

При выборе установки электрогенерации также был принят коэффициент запаса 20% на перспективу потенциального увеличения объема добычи нефти, а также на случай аварийных ситуаций и потребности дополнительных мощностей электроэнергии.

ГТЭС будет отпускать электроэнергию для потребления на месторождении напряжением 110 кВт, на собственные нужды напряжением 11 кВ и тепловую энергию в виде горячей воды. Высоковольтные линии с напряжением 110 кВт соединяют газотурбинную электростанцию с подстанциями на Ватлорском месторождении для использования на собственные нужды [Bian et al., 2011].

Полученные результаты и их обсуждение

Часовой расход попутного нефтяного газа при полной нагрузке ГТЭС «Урал 6000» составляет 12400 м³, а годовое – 109 млн м³. Данная электростанция полностью обеспечит потребность месторождения в электроэнергии и частично в тепловой энергии. А добываемого ПНГ на месторождении достаточно для работы электроустановки на мощности 92% от проектной, чего достаточно для нормальной работы месторождения. В качестве резервного топлива при необходимости может использоваться дизельное топливо.

К плюсам выбранной электростанции можно отнести:

- отсутствие необходимости строительства дополнительных зданий;
- минимальное количество обслуживающего персонала;
- высокую степень заводской готовности;
- работа как параллельно в сеть, так и автономно;
- короткий срок окупаемости ГТЭС – 3-5 лет;
- блочно-модульную конструкцию.

При этом для нормальной работы ГТЭС требуется предварительная подготовка ПНГ, которая заключается в понижении давления с 6 атм. до 4 атм. и очистке от капельной влаги с использованием аппарата Скруббер Вентури. Данная установка также входит в состав ГТЭС «Урал 6000». Поэтому ПНГ может напрямую подаваться на ГТЭС с ДНС.

Подготовка попутного нефтяного газа осуществляется в виде очистки. Очистка производится на входе в каждый компрессор в фильтре Скруббере Вентури.

Отходящие газы с ГТЭС поступают в систему очистки, где последовательно проходят через несколько конвективных зон: пароперегревательную зону, испарительную зону, экономайзер и газовый подогреватель конденсата. ГПК предназначен для снижения температуры уходящих газов до 45-38°C. Расчеты показывают, что эффективность очистки отходящих газов на данной установке составляет более 95%. Фактический выброс по основным загрязняющим веществам от трубы ГТЭС приведен в таблице 2.

На основании полученных в результате расчета значений валовых выбросов была построена картографическая модель рассеивания угарного газа в приземной атмосфере, представленная на рисунке 2. На изолиниях отображается коэффициент, рассчитываемый, как отношение текущей концентрации к нормативному показателю. Таким образом, данный коэффициент показывает, во сколько раз концентрация превышает относительно норматива.

На рисунке 2 видно, что концентрация угарного газа незначительно превышает норматив только в радиусе 1 км, что соответствует радиусу санитарно-защитной зоны.

Таблица 2 / Table 2

Фактический выброс загрязняющих веществ. / Actual emission of pollutants.

Название загрязняющего вещества / Pollutant name	Значение выброса, т/год / Emission value, t/year	
	Фактический выброс до внедрения мероприятия / Actual discharge before the implementation of the action	Фактический выброс после внедрения мероприятия / Actual discharge after the implementation of the action
Оксид азота / Nitrogen oxide	499,38	22,04
Диоксид азота / Nitrogen dioxide	549,76	33,03
Сажа / Soot	675,39	0,0
Оксид углерода / Carbon oxide	612,32	11,16
Диоксид серы / sulphur dioxide	511,67	0,0
Железо трихлорид (Железа хлорид) (в пересчете на железо) / Iron trichloride (Iron chloride)	402,77	0,0

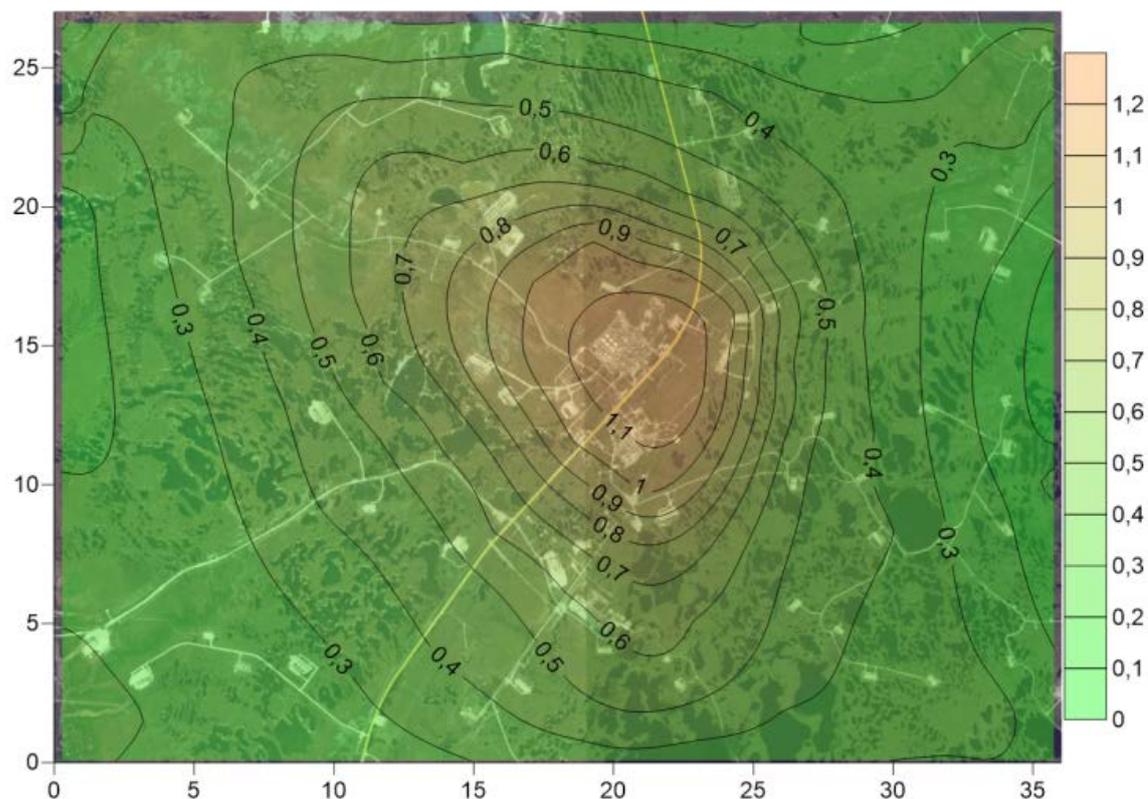


Рис. 2. Картографическая модель рассеивания угарного газа в приземной атмосфере / Fig. 2. Cartographic model of dispersal of carbon monoxide in the surface atmosphere

При реализации данного проекта факельная установка полностью выводится из эксплуатации, что позволяет достичь такого значительного снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Однако факельная установка должна оставаться в рабочем состоянии на случай аварийной остановки ГТЭС или кратковременного увеличения дебита ПНГ на месторождении.

Себестоимость операций по утилизации попутного нефтяного газа на газотурбинной электростанции определяется с одной стороны – капитальными затратами, а с другой – эксплуатационными расходами. В капитальные затраты входят стоимость самого оборудования и стоимость его доставки и затраты на монтаж (строительно-монтажные работы), а в эксплуатационные затраты – заработная плата и амортизационные отчисления [Rajović et al., 2016].

Окупаемость предложенного проекта будет складываться из экономии на электроэнергии и из снижения экологических платежей за загрязнение атмосферного воздуха продуктами сжигания ПНГ на факельной установке.

В таблице 3 приведены сводные данные по расчету эколого-экономической эффективности предлагаемого проекта.

Таким образом, исходя из расчетных данных, приведенных в таблице, можно сделать вывод о том, что срок окупаемости предложенного проекта на малом нефтяном месторождении составит около 2,5 лет. При этом в данных расчетах не учитывалась экономия на отсутствии необходимости возведения внешней инфраструктуры электроснабжения, так как все рассматриваемые месторождения действующие и инфраструктура на них уже сформирована. При этом, если данный проект вводить на месторождении, на котором эксплуатация только начинается, то отсутствие

Таблица 3 / Table 3

**Сводные данные по произведенному экономическому обоснованию предложенного метода пылеподавления. /
Summary of the business case for the proposed dust suppression method.**

Капитальные затраты, \$ / Capital expenditures, \$	480 000,00
Эксплуатационные затраты, \$ / Operating costs, \$	52 000,00
Сокращение платы за негативное воздействие на ОС, тыс. руб./год / Reduction of fees for negative impact on fixed assets, thousand rubles/year	230 000,00
Экономия на электроэнергии / Energy Savings	15 500,00

необходимости возведения внешней инфраструктуры электроснабжения позволит сэкономить от 200 000,00 \$, что сокращает срок окупаемости вдвое.

Выводы

Утилизация ПНГ путем его сжигания в факельных установках на сегодняшний день является одной из основных экологических проблем нефтегазового комплекса в России и в мире. Ежегодно сотни миллионов тонн загрязняющих веществ попадает в атмосферный воздух в результате этого процесса. Многие из этих веществ являются парниковыми газами, оказывающими негативное воздействие на климат нашей планеты.

Кроме экологического ущерба при сжигании ПНГ оказывается колоссальный экономический ущерб странам с развитой добычей нефти. ПНГ – это потенциальное сырье, которое можно и нужно перерабатывать с целью получения материальной прибыли и снижения антропогенной нагрузки на компоненты природной среды. На сегодняшний день существует большое количество способов утилизации ПНГ, при этом в силу определенных факторов какие-то из них могут оказаться экономически нецелесообразными для конкретных стран и месторождений.

В рамках проделанной работы авторы провели поиск оптимального способа утилизации ПНГ на малых нефтяных месторождениях России (дебит ПНГ 100-300 млн м³/год) и его эколого-экономическое обоснование. В результате проведенного исследования можно сделать следующие выводы.

1. Наиболее экономически и экологически обоснованным способом утилизации ПНГ, является переработка ПНГ с получением товарной продукции, однако в силу множества факторов, таких как неразвитая инфраструктура, природно-климатические условия, низкие объемы добываемого ПНГ, данный метод экономически целесообразен только для крупных месторождений нефти (дебит ПНГ более 1 млрд м³/год), которых в России насчитывается не более 10.

2. Наиболее экономически целесообразным методом утилизации ПНГ на малых нефтяных месторождениях является электрогенерация, при этом получаемая электроэнергия расходуется исключительно на нужды месторождения, без полу-

чения дополнительной прибыли с продажи электроэнергии. Оптимальным с точки зрения технического оснащения является использование в качестве агрегата электрогенерации газотурбинных электростанций, так как они наиболее неприхотливы к качеству ПНГ, имеют блочно-модульную (передвижную) конструкцию, а также широко представлены на рынке.

3. Экологические расчеты показали, что при реализации предложенного метода утилизации ПНГ выбросы в атмосферу на месторождении снижаются с тысяч тонн в год до нескольких десятков тонн в год, что значительно улучшает состояние окружающей природной среды и снижает негативное воздействие на живые организмы вблизи месторождения.

4. Экономическое обоснование проекта показало, что при капитальных затратах чуть менее полумиллиона долларов и эксплуатационных затратах около 50 000,00 \$ в год срок окупаемости данного проекта составит около 2,5 лет для эксплуатируемого месторождения. Основными экономическими показателями являются экономия на экологических платежах за загрязнение атмосферного воздуха (230 000,00 \$ в год) и экономия на электроэнергии (около 15 000,00 \$ в год).

5. При этом если рассматривать внедрение данного метода на вновь создаваемом месторождении, то отсутствие необходимости возведения внешней инфраструктуры электроснабжения позволит сэкономить от 200 000,00 \$. В таком случае срок окупаемости проекта может составить немногим больше года.

Все материалы, представленные в статье, получены расчетным путем, а апробация полученных расчетным путем значений и экспериментальное подтверждение будет являться следующим этапом данной работы.

Литература

1. Баркан М. С., Корнев А. В. Перспективы использования попутного нефтяного газа в качестве энергетического продукта. // *Международный журнал энергетической экономики и политики*. – 2017. – №7 (2). – С. 374-383.
2. Волкодаева М. В., Киселева А. В. О разработке системы экологического мониторинга качества атмосферного воздуха. // *Журнал Горного института*. – 2017. – №227. – С. 589-596.
3. Дроздов А. Н. Утилизация попутного нефтяного газа с использованием существующей промышленной инфраструктуры. // *Нефтяное хозяйство – Нефтяная промышленность*. – 2014. – №4. – С. 74-77.
4. Коробова О. С., Ткачева А. С. Экологические аспекты цементного производства. // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. – 2016. – №7. – С. 42-47.
5. Кужаева А., Берлинский И. Влияние нефтяного загрязнения на окружающую среду. // *Международная многопрофильная научная геоконференция геодезия и управление горной экологии, SGEM*. – 2018. – 18 (5.1). – С. 313-320.
6. Кужаева А., Джевага Н. Особенности структурной организации нефти. // *Журнал инженерных и прикладных наук*. – 2017. – №12 (13). – С. 4157-4166.
7. Леушева Е. Л., Моренов В. А. Комбинированная система электроснабжения нефтяных месторождений с использованием нефтяного газа в качестве энергоносителя. // *Нефтяное хозяйство – Нефтяная промышленность*. – 2015. – №4. – С. 96-100.
8. Литвиненко В. С., Козлов А. В., Степанов В. А. Углеводородный потенциал Урало-Африканского трансконтинентального нефтегазоносного пояса. // *Журнал разведки и добычи нефти*. – 2017. – №7 (1). – С. 1-9.
9. Семячков А. И., Слаковская Ю. О., Почечун В. А. Методологические особенности оценки экономического ущерба от неблагоприятных экологических последствий в усло-

виях территорий с развитым горнопромышленным комплексом. // Экология и промышленность России. – 2018. – №22 (4). – С. 46-51.

10. Стриженов А.В., Корельский Д.С. Оценка и снижение выбросов метана при плановых и ремонтных отключениях газокomppressorных агрегатов. // Журнал экологической инженерии. – 2019. – №20 (1). – С. 46-51.

11. Турбаков М.С., Кожевников Е.В. Утилизация попутного нефтяного газа на небольших месторождениях. // Нефтяное хозяйство – Нефтяная промышленность. – 2013. – №8. – С. 118-120.

12. Турбаков М.С., Кожевников Е.В., Рябокoнь Е.П., Чернышов С.Е. Основные направления утилизации попутного газа. // Нефтяное хозяйство – Нефтяная промышленность. – 2012. – №11. – С. 130-132.

13. Ямашкин С.А., Ладанова Е.О. Разработка эффективного метода классификации и картографирования геоэкологических процессов с использованием спутниковых снимков. // Постулат. – 2019. – №2 (40). – С. 27.

14. Bian H., Xu W., Li X., Qian Y. A novel process for natural gas liquids recovery from oil field associated gas with liquefied natural gas cryogenic energy utilization. // Chinese Journal of Chemical Engineering. – 2011. – No. 19 (3). – Pp. 452-461.

15. Nannarone A., Klein S.A. Start-Up Optimization of a CCGT Power Station Using Model-Based Gas Turbine Control. // Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. – 2019. – No. 141 (4). – 2019. – article number 041018.

16. Rajović V., Kiss F., Maravić N., Bera O. Environmental flows and life cycle assessment of associated petroleum gas utilization via combined heat and power plants and heat boilers at oil fields. // Energy Conversion and Management. – 2016. – No. 118. – Pp. 96-104.

17. Semyachkov A.I., Slawikowskaja Y.O., Pochechun V.A. Methodological features of the assessment of economic damage from adverse environmental consequences in conditions of territories with a developed mining complex. // Ecology and Industry of Russia. – 2018. – No. 22 (4). – Pp. 46-51.

18. Seward A., Ashraf S., Reeves R., Bromley C. Improved environmental monitoring of surface geothermal features through comparisons of thermal infrared, satellite remote sensing and terrestrial calorimetry. // Geothermics. – 2018. – No. 73. – Pp. 60-73.

19. Vanadzina E., Gore O., Viljainen S., Tynkkynen V.P. Electricity production as an effective solution for associated petroleum gas utilization in the reformed Russian electricity market. // International Conference on the European Energy Market. EEM. – 2015. – Article number 7216626.

20. Wang Q., Liu S. Research and implementation of national environmental remote sensing monitoring system. Yaogan Xuebao. // Journal of Remote Sensing. – 2016. – No. 20 (5). – Pp. 1161-1169.

21. Welch M. Selection criteria for power generation systems to minimise environmental impact. // Society of Petroleum Engineers – SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference. – 2014. – Pp. 845-856.

References

1. Barkan M.S., Kornev A.V. Prospects for the use of associated gas of oil development as energy product. International Journal of Energy Economics and Policy. 2017. No. 7 (2). pp. 374-383. (In Russ.)

2. Volkodaeva M.V., Kiselev A.V. On the development of the system for environmental monitoring of atmospheric air quality. Journal of Mining Institute. 2017. No. 227. pp. 589-596. (In Russ.)

3. Drozdov A.N. Utilization of associated petroleum gas with using of existing field infrastructure. Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. 2014. No. 4. pp. 74-77. (In Russ.)

4. Korobova O. S., Tkacheva A. S. Environmental aspects of cement production. *Mountain Information and Analytical Bulletin*. 2016. No. 7. pp. 42-47. (In Russ.)
5. Kuzhaeva A., Berlinskii I. Effects of oil pollution on the environment. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM*. 2018. No. 18 (5.1). pp. 313-320. (In Russ.)
6. Kuzhaeva A., Dzhevaga N. Particulars of oil structural organization. *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*. 2017. No. 12 (13). pp. 4157-4166. (In Russ.)
7. Leusheva E. L., Morenov V. A. Combined oilfield power supplying system with petroleum gas utilization as an energy carrier. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2015. No. 4. pp. 96-100. (In Russ.)
8. Litvinenko V. S., Kozlov A. V., Stepanov V. A. Hydrocarbon potential of the Ural – African transcontinental oil and gas belt. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2017. No. 7 (1). pp. 1-9. (In Russ.)
9. Semyachkov A. I., Slawikowskaja Y. O., Pochechun V. A. Methodological features of the assessment of economic damage from adverse environmental consequences in conditions of territories with a developed mining complex. *Ecology and Industry of Russia*. 2018. No. 22 (4). pp. 46-51. (In Russ.)
10. Strizhenok A. V., Korelskiy D. S. Estimation and Reduction of Methane Emissions at the Scheduled and Repair Outages of Gas-Compressor Units. *Journal of Ecological Engineering*. 2019. No. 20 (1). pp. 46-51. (In Russ.)
11. Turbakov M. S., Kozhevnikov E. V. Utilization of associated petroleum gas at small fields. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2013. No. 8. pp. 118-120. (In Russ.)
12. Turbakov M. S., Kozhevnikov E. V., Ryabokon E. P., Chernyshov S. E. The main directions of the associated gas utilization. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2012. No. 11. pp. 130-132. (In Russ.)
13. Yamashkin S. A., Ladanova E. O. Development of an effective method of classification and mapping of geocological processes using satellite images. *Postulate*. 2019. No. 2 (40). pp. 27. (In Russ.)
14. Bian H., Xu W., Li X., Qian Y. A novel process for natural gas liquids recovery from oil field associated gas with liquefied natural gas cryogenic energy utilization. *Chinese Journal of Chemical Engineering*. 2011. No. 19 (3). pp. 452-461.
15. Nannarone A., Klein S. A. Start-Up Optimization of a CCGT Power Station Using Model-Based Gas Turbine Control. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*. 2019. No. 141 (4). Article number 041018.
16. Rajović V., Kiss F., Maravić N., Bera O. Environmental flows and life cycle assessment of associated petroleum gas utilization via combined heat and power plants and heat boilers at oil fields. *Energy Conversion and Management*. 2016. No. 118. pp. 96-104.
17. Semyachkov A. I., Slawikowskaja Y. O., Pochechun V. A. Methodological features of the assessment of economic damage from adverse environmental consequences in conditions of territories with a developed mining complex. *Ecology and Industry of Russia*. 2018. No. 22 (4). pp. 46-51.
18. Seward A., Ashraf S., Reeves R., Bromley C. Improved environmental monitoring of surface geothermal features through comparisons of thermal infrared, satellite remote sensing and terrestrial calorimetry. *Geothermics*. 2018. No. 73. pp. 60-73.
19. Vanadzina E., Gore O., Viljainen S., Tynkkynen, V. P. Electricity production as an effective solution for associated petroleum gas utilization in the reformed Russian electricity market. *International Conference on the European Energy Market. EEM*. 2015. Article number 7216626.
20. Wang Q., Liu S. Research and implementation of national environmental remote sensing monitoring system. *Yaogan Xuebao. Journal of Remote Sensing*. 2016. No. 20 (5). pp. 1161-1169.
21. Welch M. Selection criteria for power generation systems to minimise environmental impact. *Society of Petroleum Engineers – SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference*. 2014. pp. 845-856.