

УДК 665.612.2

DOI 10.22213/2410-9304-2017-4-109-117

И. И. Фахразиев, магистрант
К. С. Мерзлякова, магистрант
В. Н. Диденко, доктор технических наук, профессор
ИжГТУ имени М. Т. Калашникова

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ АЗОТА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Статья посвящена исследованию возможности применения газотурбинных установок (ГТУ) для утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) с высоким содержанием азота (N₂) в качестве основного топлива.

Компонентный состав нефтяного газа представляет собой смесь предельных углеводородов, включающую метан, этан, пропан, бутан, изобутан и другие углеводороды, процентное соотношение которых варьируется от места нефтяного промысла, в зависимости от геологических особенностей. Эксплуатируемые месторождения Удмуртской Республики (УР) характеризуются добычей тяжелой, трудно извлекаемой нефти с попутным нефтяным газом, содержащим значительное количество азота и поэтому обладающим низкой теплотой сгорания, что существенно затрудняет его методы утилизации. Обычно такой газ сразу сбрасывается в атмосферу или бесполезно сжигается на факельных установках: в обоих случаях это негативно сказывается на состоянии окружающей среды. В Постановлении Правительства Российской Федерации (РФ) от 8 ноября 2012 года № 1148 устанавливается целевой показатель сжигания ПНГ на факеле: не более 5 % от общего количества получаемого газа. При превышении этого предельно допустимого показателя применяются повышающие коэффициенты, влияющие на размер выплат штрафов. Данные меры должны стимулировать нефтяные компании к разработке проектов по эффективному использованию попутного нефтяного газа. Существует несколько рациональных методов утилизации ПНГ: например, использование его в качестве сырья для нефтехимической промышленности или топлива для различных установок, вырабатывающих электрическую энергию и теплоту. В данной статье исследуется возможность утилизации попутного нефтяного газа с высоким содержанием азота путем его сжигания в когенерационных газотурбинных установках с преимущественной выработкой электроэнергии.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, газотурбинная установка, утилизация, когенерация, низшая теплота сгорания, коэффициент полезного действия.

На сегодняшний день актуальной проблемой нефтегазовой промышленности РФ является утилизация и рациональное использование ПНГ. Компонентный состав нефтяного газа представляет собой смесь горючих газов и балласта, соотношение которых варьируется от места нефтяного промысла. Эксплуатируемые месторождения УР характеризуются добычей тяжелой, трудно извлекаемой нефти с попутным нефтяным газом, содержащим значительное количество азота и поэтому обладающим низкой теплотой сгорания. Забалластированность ПНГ азотом существенно затрудняет его утилизацию. Обычно такой газ сразу сбрасывается в атмосферу или бесполезно сжигается на факельных установках: в обоих случаях это негативно сказывается на состоянии окружающей среды [1].

В настоящее время Россия занимает одно из первых мест в мире по объему факельного сжигания ПНГ, поэтому руководство страны вынуждено проводить жесткую экономическую политику, направленную на полезное использование ПНГ. Так, в Постановлении Правительства РФ от 8 ноября 2012 года № 1148 устанавливается целевой показатель сжигания ПНГ на

факеле: не более 5 % от общего количества получаемого газа. Превышение этой величины карается штрафом с повышающими коэффициентами: в 2013 году коэффициент равен 12, а с 2014 года – 25 [2]. Данные меры должны стимулировать нефтяные компании к разработке проектов по эффективному использованию попутного нефтяного газа. Существует несколько эффективных методов его утилизации: например, использование ПНГ в качестве сырья для нефтехимической промышленности или сжигание ПНГ в различных установках, вырабатывающих электрическую энергию и теплоту. Подробный анализ применимости всех известных методов утилизации ПНГ к условиям УР содержится в работе [3].

Наиболее экономически оправданным из всех методов утилизации ПНГ на местах добычи нефти считается сжигание его в когенерационных установках. Затраты на когенерационные установки для нефтяных месторождений, удаленных от линий электропередач, компенсируются значительным снижением стоимости потребляемой электрической энергии. Но при освоении новых нефтяных месторождений с

низкокалорийным ПНГ нефтедобывающие компании для собственного энергообеспечения вынуждены использовать дизельные электростанции на жидком топливе, часто привозном.

В данной работе исследуется возможность утилизации попутного нефтяного газа с высоким содержанием азота путем его сжигания в когенерационных газотурбинных установках преимущественно с целью электрогенерации. Возможность реализации такого метода утили-

зации ПНГ определяется конструкцией камеры сгорания ГТУ, которая должна обеспечить устойчивое горение низкокалорийного ПНГ. Кроме того, система топливоподачи ГТУ должна исключать попадание в камеру сгорания жидких фракций ПНГ. Исследования проводились для ПНГ двух различных нефтяных месторождений УР. Состав этих газов представлен в табл. 1.

Таблица 1. Компонентный состав (в % по объему) ПНГ двух нефтяных месторождений УР

Газ	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₂	H ₂ S	CO ₂	N ₂	O ₂
ПНГ №1	4,18	2,04	2,31	1,45	0,65	0,2	0	0,03	89,03	0,11
ПНГ №2	14,8	0,55	4,31	2,4	1,24	0,34	0,27	0,03	76,0	0

Примечания: ПНГ № 1 – ПНГ месторождения № 1, ПНГ № 2 – ПНГ месторождения № 2.

Важным условием при выборе модели ГТУ является оптимальность ее основных параметров, заключающаяся в обеспечении максимальной выходной электрической мощности при минимальной чувствительности ее значений к случайным изменениям состава и термодинамического состояния газозвушной смеси в камере сгорания ГТУ. Для нахождения оптимальных значений давления в камере сгорания P_2 , температуры смеси продуктов сгорания газа t_3 и вторичного воздуха на входе в турбину $V_{\text{РАЗВ}}$ была использована методика определения параметров ГТУ, разработанная авторами. В общем случае эта методика предполагает следующий алгоритм вычислений:

1. Определяются: количество воздуха $V_{\text{ГОР}}$, теоретически необходимое для сжигания 1 м³ газа, объем продуктов его сгорания (V_{CO_2} , V_{SO_2} , $V_{\text{H}_2\text{O}}$, V_{O_2} , V_{N_2}), низшая теплота сгорания и адиабатная температура горения t_A [4].

2. По уравнению теплового баланса при заданной температуре газозвушной смеси на входе в турбину t_3 определяется объем вторичного воздуха $V_{\text{РАЗВ}}$, подаваемого в зону разбавления камеры сгорания.

3. Определяется общий объем воздуха на 1 м³ газа V_B и его объемная подача G_B воздушным компрессором.

4. По заданному (или принятому) значению давления сжатия в воздушном компрессоре ($P_{2B} = P_2$) рассчитывается его мощность N_K и температура воздуха t_2 на выходе из компрессора [5].

5. Определяются: температура газозвушной смеси на выходе из турбины t_4 , мощность турбины N_T , ее электрическая мощность $N_{\text{Э}}^{\text{ГТУ}}$ и электрический КПД $\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{Э}}$ газотурбинной установки [6–7].

Результаты расчетов по данной методике представлены графически на рис. 1–3.

Как известно, срок службы лопаток газовой турбины зависит от температуры рабочего тела. На рис. 1 представлены расчетные значения температуры газозвушной смеси на входе в турбину t_3 в зависимости от коэффициента избытка воздуха в зоне разбавления продуктов сгорания ПНГ.

На рис. 2 и 3 представлены расчетные значения мощности ГТУ в зависимости от величины давления газов в камере сгорания P_2 и допустимой температуры газозвушной смеси на входе в турбину.

Из графиков, представленных на рис. 2 и 3, следует, что мощность ГТУ увеличивается при росте допустимой температуры газозвушной смеси на входе в турбину. По известным значениям жаростойкости и жаропрочности материалов для лопаток современных турбин допустимая температура смеси продуктов сгорания ПНГ с вторичным воздухом на входе в турбину была выбрана в диапазоне $t_3 = 900 \dots 1000$ °С. Как следует из рис. 2 и 3, кривые зависимости мощности турбины ($N_{\text{ГТУ}}$) от давления в камере сгорания (P_2) при этих значениях температуры газозвушной смеси на входе в турбину для обоих составов ПНГ имеют пологий максимум вблизи $P_2 = 0,9$ МПа. Изменение давления в камере сгорания от 0,7 до

1,2 МПа в окрестности этого значения P_2 не приводит к существенному изменению электрической мощности ГТУ. Поскольку увеличение P_2 влечет за собой рост металлоемкости и

стоимости ГТУ, то для обоих составов ПНГ оптимальным значением давления в камере сгорания ГТУ, подбираемых далее из модельного ряда, следует считать $P_2 = 0,7$ МПа.

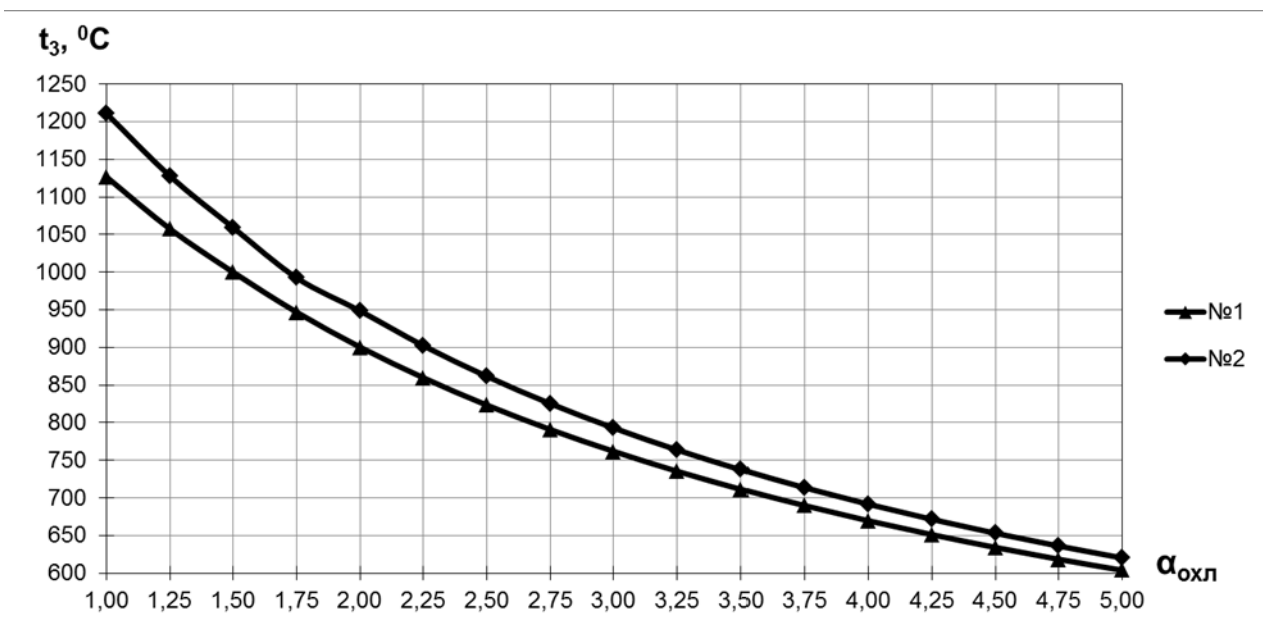


Рис. 1. Температура газовой смеси на входе в турбину в зависимости от коэффициента избытка воздуха в зоне разбавления продуктов сгорания ПНГ месторождений № 1 и 2

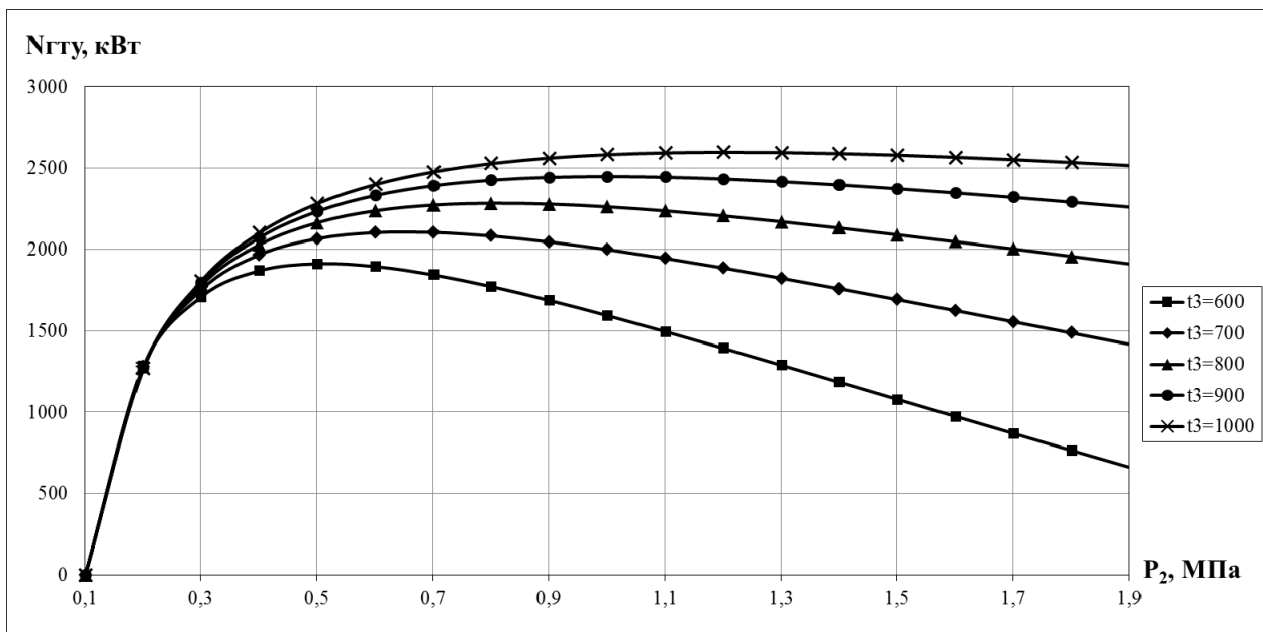


Рис. 2. Расчетная мощность ГТУ в зависимости от величины давления в камере сгорания для различных значений допустимой температуры смеси продуктов сгорания ПНГ месторождения № 1 с вторичным воздухом на входе в турбину

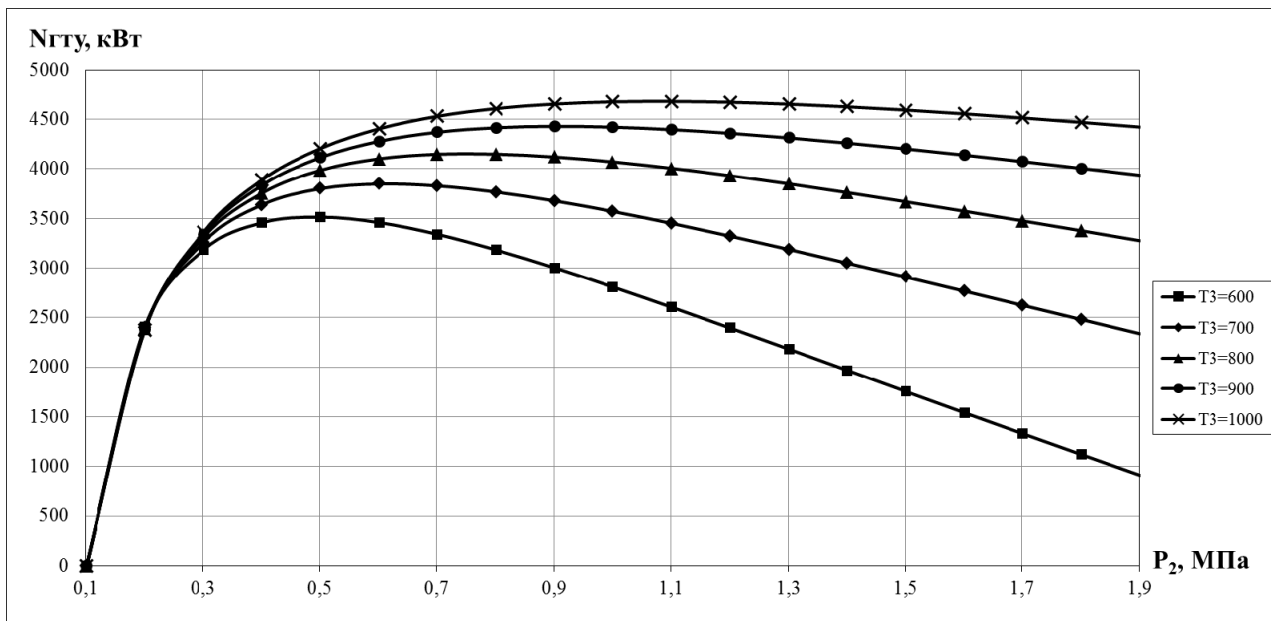


Рис. 3. Расчетная мощность ГТУ в зависимости от величины давления в камере сгорания для различных значений допустимой температуры смеси продуктов сгорания ПНГ месторождения № 2 с вторичным воздухом на входе в турбину

На рис. 4 изображен модельный ряд газотурбинных установок различной мощности и элек-

трической эффективности, представленных на современном рынке ГТУ.

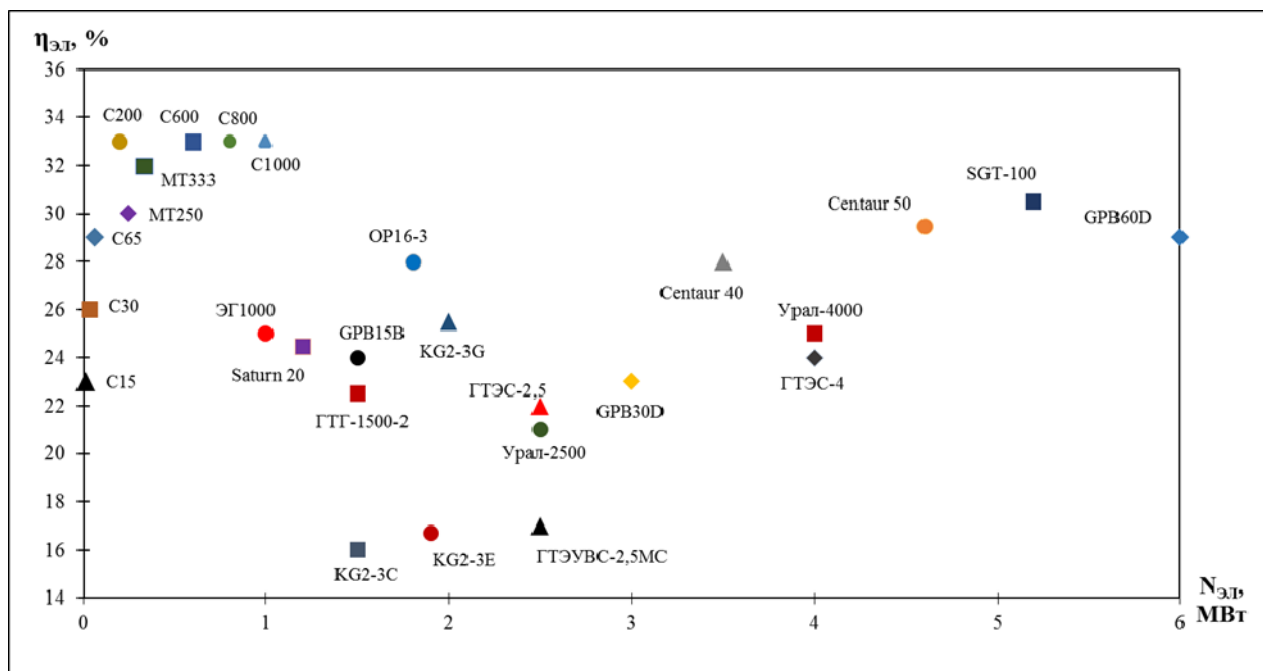


Рис. 4. Модельный ряд современных газотурбинных установок различной мощности и электрической эффективности

При подборе ГТУ из данного модельного ряда необходимо ориентироваться не только на мощность установки и ее электрическую эффективность, но и на паспортные значения минимально допустимой нижней теплоты сгорания топливного газа. Расчетным путем авторами получены следующие значения нижней теплоты сгорания ПНГ:

7,919 МДж/нм³ – для ПНГ нефтяного месторождения № 1 и 14,915 МДж/нм³ – для ПНГ нефтяного месторождения № 2. Таким образом, увеличение содержания азота в ПНГ значительно снижает теплоту сгорания газа и существенно сужает круг ГТУ, пригодных для утилизации такого ПНГ.

На рис. 5 представлен модельный ряд современных ГТУ с различными значениями электрической мощности и различными значениями

минимально допустимой низшей теплоты сгорания топлива.

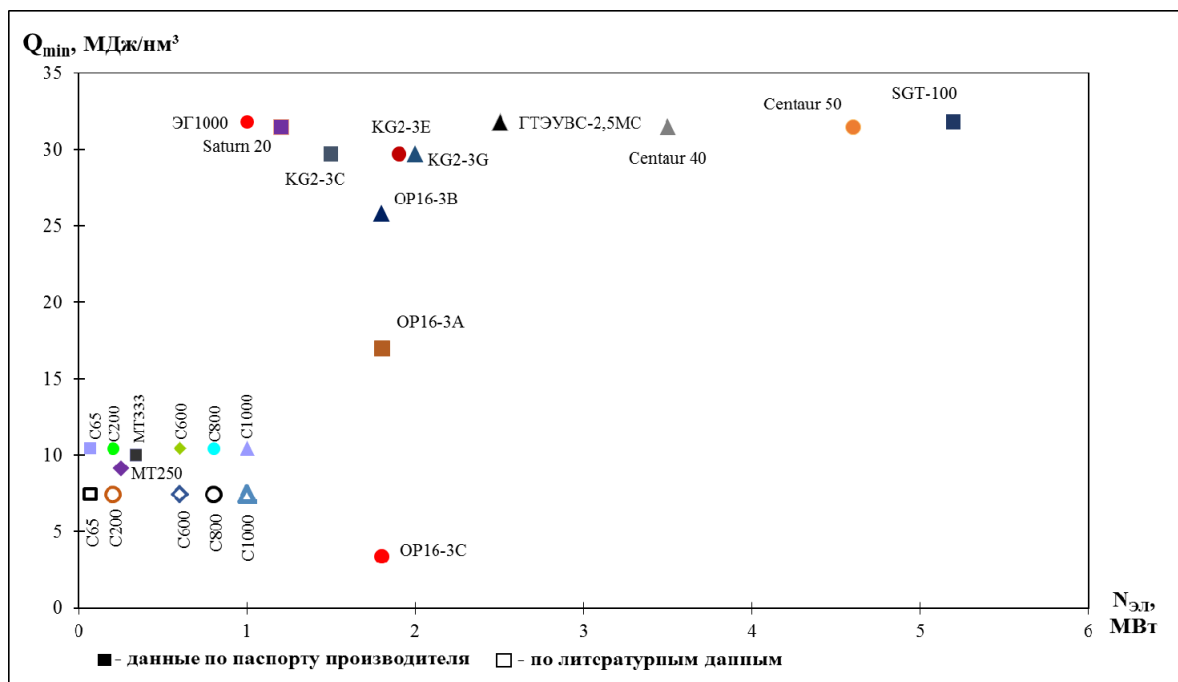


Рис. 5. Модельный ряд ГТУ с различными значениями электрической мощности и различными значениями минимально допустимой низшей теплоты сгорания топлива

Как следует из рис. 5, для утилизации ПНГ нефтяного месторождения № 1 с низшей теплотой сгорания 7,919 МДж/м³ пригодны только микротурбины серии Capstone (США) и турбина OPRA OP16-3C (Нидерланды). Из-за высокой стоимости установок серии Capstone, которая составляет \$2000–2500 на 1 кВт установленной мощности [8], авторами был сделан выбор в пользу турбины OPRA OP16-3C, главным достоинством которой является малое значение допустимой низшей теплоты сгорания топлива (5 МДж/м³) [9]. Кроме того, паспортная величина давления в камере сгорания ($P_2 = 0,665$ МПа) этой ГТУ близка к ранее найденному оптимальному значению ($P_2 = 0,7$ МПа).

По паспортным данным установки OPRA OP16-3C было проведено тестирование методики расчета ГТУ, разработанной авторами. В паспорте на ГТУ не указан компонентный состав использованного газа, поэтому при тестировании методики расчет основных технических характеристик установки OPRA OP16-3C производился для природного газа Пунгинского месторождения, имеющего теплоту сгорания, близкую к паспортной. Состав газа Пунгинского месторождения представлен в табл. 2.

Таблица 2. Компонентный состав (в % по объему) природного газа Пунгинского месторождения [10]

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₂	H ₂ S	CO ₂	N ₂	O ₂
86,1	2,0	0,6	0,34	0,35	0	0	8,5	2,11	0

Результаты расчетов, представленные в табл. 3, достаточно хорошо согласуются с паспортными значениями основных технических характеристик газотурбинной установки OPRA OP16-3C, что свидетельствует об адекватности применяемой методики. Некоторые расхождения объясняются главным образом незнанием паспортного компонентного состава газа, необходимого для точных сравнительных расчетов.

Таблица 3. Расчетные и паспортные значения технических характеристик газотурбинной установки OPRA OP16-3C

Технические характеристики	По паспорту	Расчет
Низшая теплота сгорания (при ISO), МДж/м ³	33,456	33,589
Электрическая мощность, кВт	1850	1850,3
Электрический КПД, %	25,5	25,4
Температура на входе в турбину, °С	980	980
Температура газа на выходе из турбины, °С	574	558

Окончание табл. 3

Технические характеристики	По паспорту	Расчет
Степень сжатия воздушного компрессора	6,7	6,7
Расход топлива (при ISO условиях, 100 % нагрузке), м ³ /ч	780	780
Давление продуктов сгорания в КС, МПа	0,665	0,665
Массовый поток выхлопных газов, кг/с	8,7	7,95
Давление газового топлива на входе в двигатель, МПа (изб)	1,2	1,2

Далее по принятой методике был произведен расчет основных параметров рабочего тела ГТУ OPRA OP16-3C для двух составов ПНГ с высоким содержанием азота. Результаты вычислений сведены в табл. 4.

В табл. 5 представлены результаты расчетов по технико-экономическому обоснованию применения газотурбинной установки OPRA OP16-3C на нефтяных месторождениях УР.

Таблица 4. Расчетные значения основных параметров рабочего тела ГТУ OPRA OP16-3C для двух составов ПНГ

Наименование	Обозначение		Расчетные параметры ГТУ OPRA OP16-3C	
			ПНГ №1	ПНГ №2
Низшая теплота сгорания	Q_H	МДж/нм ³	7,919	14,915
Плотность газа	ρ_T	кг/нм ³	1,283	1,266
Расход газа	G_T	м ³ /ч	3276	1792
Температура топлива на входе в дожимной компрессор (ДК)	$t_{1(T)}$	°C	15	
Давление топлива на входе в ДК	$P_{1(T)}$	МПа	0,111	0,106
Давление топлива на выходе из ДК	$P_{2(T)}$	МПа	1,55	
Температура воздуха на входе в воздушный компрессор (ВК)	t_1	°C	15	
Давление воздуха на выходе из ВК	$P_{2(B)}$	МПа	0,665	
Температура воздуха на входе в камеру сгорания (КС)	t_2	°C	251,4	
Температура топлива на входе в КС	$t_{2(T)}$	°C	70	
Давление продуктов сгорания в КС	P_2	МПа	0,665	
Адиабатная температура горения	t_A	°C	1630	1840
Объем воздуха, подаваемый в зону горения	$V_{ГОР}$	м ³ /м ³	2,28	4,31
Объем воздуха, подаваемый в зону разбавления	$V_{РАЗБ}$	м ³ /м ³	3,63	7,93
Общий расход воздуха	G_B	кг/с	6,51	7,46
Массовый поток выхлопных газов, кг/с	$G_{ПС}$	кг/с	7,66	7,97
Температура газозвушной смеси на выходе из КС	t_3	°C	980	
Температура газозвушной смеси на выходе из газовой турбины (ГТ)	t_4	°C	563	
Давление газозвушной смеси на выходе из ГТ	P_4	МПа	0,101	
Мощность ВК	N_K	кВт	1600	1834
Мощность ГТ	N_T	кВт	3654	3857
Мощность ГТУ	$N_{ГТУ}$	кВт	2054	2023
Электрическая мощность ГТУ	$N_{ГТУ}^э$	кВт	1850	
Электрический КПД	$\eta_{ГТУ}^э$	%	26,0	24,9

Таблица 5. Технико-экономическое обоснование применения выбранной газотурбинной установки OPRA OP16-3C на нефтяных месторождениях УР

Наименование	Обозначение		Расчетные параметры OPRA OP16-3C	
			ПНГ №1	ПНГ №2
Общий расход газа	G_T	м ³ /ч	7917	3250
Расход газа на одну установку OPRA OP16-3C	$G_{ГТУ}$	м ³ /ч	3235	1792
Количество установок	m	шт.	2	2
Число часов использования установки	$T_{исп}$	ч	8700	
Установленная расчетная мощность двух ГТУ без учета дожимного компрессора	N_3	кВт	3700	3356
Установленная расчетная мощность двух ГТУ с учетом дожимного компрессора	N_3	кВт	2700	2873
Годовая выработка электрической энергии	$W_э$	кВт·ч	23494227	24998319
Капитальные затраты на приобретение и установку всего комплекса оборудования (ГТУ, ДК, БПГ)	K	руб	415054360	395434258
Годовые амортизационные отчисления	S_{AM}	руб	30295939	28866701
Затраты на текущий ремонт	$S_{ТР}$	руб	3029594	2886670
Затраты на заработную плату	$S_{ЗП}$	руб	1180080	
Годовые эксплуатационные затраты на установку	$S_{год}^{эксп}$	руб	34505613	32933451
Себестоимость электрической энергии	$c_э$	$\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	1,47	1,32
Годовая экономия энергоресурсов (в ценах на 2017 г.)	$S_э^{экон}$	руб	46314562	53060766
Рентабельность капиталовложения	P	%	11,16	13,42
Срок окупаемости установки	$O_э$	лет	9,0	7,5

Выводы по результатам исследования

Из-за низкого давления утилизируемого ПНГ необходимо дополнять ГТУ блоками подготовки и компримирования газа, что влечет за собой дополнительные затраты. При утилизации ПНГ с высоким содержанием азота ориентировочный срок окупаемости газотурбинной установки OPRA OP16-3C в комплекте с блоками подготовки и компримирования газа составляет в ценах 2017 года от 7,5 до 9 лет.

В настоящее время на рынке ГТУ отсутствуют установки отечественного производства, способные работать на ПНГ с низкой теплотой сгорания. Импортные ГТУ имеют высокую стоимость и относятся к продукции, ввоз которой в РФ ограничен существующими санкциями стран-производителей. Таким образом, применение на территории УР импортных газотурбинных установок, сжигающих в качестве основного топлива попутный нефтяной газ с

высоким содержанием азота, на сегодняшний день является нерентабельным. Следует ожидать, что для этих целей вместо ГТУ экономически выгоднее использовать газопоршневые установки, которые не требуют дорогих дожимных компрессоров и обладают, кроме того, более высоким коэффициентом полезного действия.

Библиографические ссылки

1. АО «БелкамНефть». Утилизация попутного нефтяного газа // Промышленность и безопасность: электронный журнал. 2016. № 9. URL: <http://www.belkamneft.ru/news/gazeta/2016/utilizatsiya-poputnogo-neftyanogo-gaza-zhurnal-promyshlennost-i-bezopasnost-9-107-sentyabr-2016g.html> (дата обращения: 26.04.2017).
2. Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа:

постановление Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. № 1148: утв. Постановлением Правительства РФ от 8 ноября 2012 г. № 1148: в ред. постановления Правительства Российской Федерации от 17 декабря 2016 г. № 1381.

3. Сахабутдинов Р. З., Шаталов А. Н., Гревцов В. М., Ибрагимов Н. Г. Выбор направлений и методов утилизации нефтяного газа с учетом особенностей нефтепромыслов объектов // Нефтяное хозяйство. 2009. № 7.

4. Диденко В. Н., Варфоломеева О. И., Касимов Р. З. Воспламенение природного газа : учеб.-метод. пособие по выполнению курсовой работы по дисциплинам «Физико-химические основы горения топлива» и «Теория горения и взрыва» для направления 140100 «Теплоэнергетика и теплотехника». Ижевск : Изд-во ИжГТУ, 2013. 24 с.

5. Диденко В. Н. Циклы теплосиловых установок. Конспект лекций. Ч. II. Газотурбинные установки и двигатели внутреннего сгорания : учеб.-метод. пособие. Ижевск : Изд-во ИжГТУ имени М. Т. Калашникова, 2015. 60 с.

6. Рабенко В. С. Термодинамические циклы газотурбинных установок : учеб. пособие. Иваново : Ивановский государственный энергетический университет имени В. И. Ленина, 2008. 124 с.

7. Рыбалко В. В., Часовских А. А. Методика теплового расчета газотурбинных энергетических установок : учеб. пособие. СПб. : СПбГТУ РП, 2002. 120 с.

8. Чернов И. А., Диденко В. Н. Метод утилизации попутного нефтяного газа с высоким содержанием азота на месторождениях Удмуртской Республики // Интеллектуальные системы в производстве. 2017. Т. 15. № 2.

9. Capstone Turbine Corporation. Распределительные энергетические системы. [Электронный ресурс]. URL: <http://capstone.ru/> (дата обращения: 11.05.2017).

10. Ионин А. А. Газоснабжение : учеб. пособие для вузов. 4-е изд., перераб. и доп. М. : Стройиздат, 1989. 439 с.

References

1. *Promyshlennost' i bezopasnost'* [Industry and Security], available at <http://www.belkamneft.ru/news/gazeta/2016/utilizatsiya-poputnogo-neftyanogo-gaza->

zhurnal-promyshlennost-i-bezopasnost-9-107-sentyabr-2016g.html (accessed April 26, 2017), 2016, no. 9.

2. *Ob osobennostyakh ischisleniya platy za negativnoe vozdeistvie na okruzhayushchuyu sredu pri vybrosakh v atmosferyni vozdukh zagryaznyayushchikh veshchestv, obrazuyushchikhsya pri szhiganii na fakel'nykh ustanovkakh i (ili) rasseivanii po-putnogo neftyanogo gaza*. Postanovlenie Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 8 noyabrya 2012 g. № 1148 [On the specifics of the calculation of charges for the negative impact on the environment when air pollutants emitted from flaring and (or) dispersing associated petroleum gas] (in redaction December 17, 2016, № 1381) (in Russ.).

3. Sahabutdinov R. Z., Shatalov A. N., Grevcov V. M., Ibragimov N.G. (2009). *Neftyanoe khozyaistvo* [Oil Industry], no. 7 (in Russ.).

4. Didenko V. N. Varfolomeeva O. I., Kasimov R. Z. (2013). *Vosplamnenie prirodnogo gaza* [Ignition of natural gas]. Izhevsk: Kalashnikov Izhevsk State Technical University, 24 p. (in Russ.).

5. Didenko V. N. (2015). *Cikly teplosilovykh ustanovok. Konspekt lekcij. Ch. II. Gazoturbinnye ustanovki i dvigateli vnutrennego sgoraniy* [Cycles of heat-power plants. Lecture notes. Part II. Gas turbine plants and internal (in Russ.).

6. Rabenko V. S. (2008). *Termodinamicheskie cikly gazoturbinnyykh ustanovok: Uchebnoe posobie* [Thermodynamic cycles of gas turbine plants]. Ivanovo: Ivanovskii gosudarstvennyi energeticheskii universitet imeni V. I. Lenina, 124 p. (in Russ.).

7. Rybalko V. V., Chasovskih A. A. (2002). *Metodika teplovogo rascheta gazoturbinnyykh jenergeticheskikh ustanovok* [Method of thermal calculation of gas turbine power plants]. St. Petersburg: SPbGTU RP, 120 p. (in Russ.).

8. Chernov I. A., Didenko V. N. (2017). *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve* [Intelligent systems in production], vol. 15, no. 2, pp. 131-134 (in Russ.).

9. Capstone Turbine Corporation. *Raspredelitel'nye energeticheskie sistemy* [Distribution Power Systems], available at <http://capstone.ru> (accessed May 11, 2017).

10. Ionin A. A. (1989). *Gazosnabzhenie* [Gas supply]. Moscow: Stroizdat, 439 p. (in Russ.).

I. I. Fakhraziev, Master's Degree Student, Kalashnikov ISTU

K. S. Merzlyakova, Master's Degree Student, Kalashnikov ISTU

V. N. Didenko, DSc in Engineering, Professor, Kalashnikov ISTU

Investigation of Possibility of Applying Gas Turbine Installations for Utilization of Associated Petroleum Gas with High Nitrogen Content at Oil Fields of Udmurt Republic

The paper is devoted to research of a possibility of application of gas-turbine installations (GTI) for utilization of the associated petroleum gas (APG) with the high content of nitrogen (N_2) as the main fuel.

The component composition of the petroleum gas is a mixture of saturated hydrocarbons, including methane, ethane, propane, butane, isobutene and other hydrocarbons, the percentage of which varies from the oil field, depending on the geological features. The exploited oilfield of the Udmurt Republic are characterized by the extraction of heavy, difficult extracted oil with the associated petroleum gas containing a significant amount of nitrogen and therefore having a low calorific value, which significantly complicates its utilization methods. Usually such a gas is dumped in the atmosphere at once or is futilely burned in flare plants: in both cases, this negatively affects the state of the environment. The Decree of the Government of the Russian Federation (RF) of Novem-

ber 8, 2012 No. 1148 establishes the target index flaring of the associated petroleum gas on the flare: no more than 5% of the total amount of gas produced. At excess of this maximum permissible limit, increasing coefficients are applied that affect the amount of payment of fines. These measures should stimulate oil companies to development of projects for the effective use of associated petroleum gas. There are several rational methods for utilization of APG: for example, its use as raw materials for the petrochemical industry or fuel for various installations that generate electricity and heat. There are several rational methods for utilization of APG: for example, its use as raw materials for the petrochemical industry or fuel for various installations that generate electricity and warmth. In this paper the possibility is investigated for utilizing the associated petroleum gas with a high nitrogen content by burning it in gas turbine plants for generating electricity.

Keywords: associated petroleum gas, gas-turbine installation, utilization, cogeneration, net calorific value, efficiency.

Получено: 07.11.17