

УДК 62-631.2:665.65

ПРИМЕНЕНИЕ КОНВЕРТИРУЕМЫХ АВИАЦИОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ НА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЯХ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

© 2016 В.К. Тянь, Л.П. Шелудько, С.А. Гулина, В.И. Шепелов, И.В. Верещагина

Самарский государственный технический университет

Статья поступила в редакцию 29.02.2016

Рассмотрен перспективный способ повышения эффективности работы нефтеперекачивающих станций (НПС) за счет их энергоснабжения от собственных газотурбинных энергетических установок с конвертированными авиационными газотурбинными приводами. Применение на НПС электростанций позволит сократить сроки их строительства, повысить надежность нефтетранспортной системы и эффективно управлять производительностью нефтепровода за счет частотного регулирования электродвигателей нефтяных насосов. Значительно снизятся затраты на потребляемые энергетические ресурсы при использовании в качестве топлива на газотурбинных электростанциях (ГТЭ) попутного нефтяного газа (ПНГ), что частично решит проблему его утилизации. В работе проанализировано влияние состава ПНГ на мощность и экономичность газотурбинных энергетических установок.

Ключевые слова: нефтеперекачивающая станция, попутный нефтяной газ, газотурбинная энергетическая установка, нефтяной насос

От установок добычи нефть подают на нефтеперекачивающие станции (НПС), где ее очищают, подогревают и подают в магистральные нефтепроводы (МНП). Приводами центробежных нефтяных насосов являются электродвигатели, имеющие высокую надежность и ремонтпригодность. Потребляемая электрическая мощность НПС обычно составляет 25-30 МВт. Проведенный в работе [1] анализ показывает, что при строительстве и эксплуатации НПС имеется ряд проблем. Процесс развития нефтетранспортной системы сопровождался реализацией программы подключения НПС к централизованным системам электроснабжения, где свыше 80% электроэнергии вырабатывается на тепловых электростанциях с КПД ниже 40%. При увеличивающемся потреблении нефтепродуктов постепенно снижаются запасы месторождений в районах страны с развитыми сетями электроснабжения, и возникает необходимость в освоении новых нефтяных месторождений в районах Крайнего Севера, Северо-Западной Сибири, Европейского Севера и на шельфах Тихого и Ледовитого океанов. Для этих районов уже сейчас существует проблема доставки электроэнергии. Потери электроэнергии при ее трансформации и транспорте по протяженным линиям электропередач (ЛЭП) к НПС часто превышают 12-14%, строительство ЛЭП требует значительных капитальных затрат. Кроме того, из-за их пониженной надежности и внезапных сбоев в электроснабжении НПС, зависящих от большого числа внешних факторов, существенно снижается надежность систем транспорта нефти. К тому же, при изменении рабочей нагрузки НПС расход перекачиваемой нефти можно регулировать только за

счет включения или остановки электродвигателей нефтяных насосов.

Для регулирования нагрузки нефтяных насосов их электродвигатели можно снабдить частотными преобразователями, обеспечивающими плавный пуск и возможность работы электродвигателей с переменными оборотами. Но учитывая, что производительность центробежных нефтяных насосов достигает 10000 м³/ч при мощности в 6-8 МВт, применение частотных преобразователей практически нереально из-за их сложности и высокой стоимости. Важно, что себестоимость транспорта нефти по МНП постоянно увеличивается из-за регулярного повышения тарифов на электроэнергию, потребляемую НПС. В этих условиях целесообразно проанализировать технические и экономические аспекты применения на нефтяных насосных станциях газотурбинных установок (ГТУ), использующих в качестве топлива переработанный попутный нефтяной газ (ПНГ). В настоящее время отработана очистка ПНГ на блочных мембранных углеводородных установках, производимых в России на АО ГРАСИС. Подготовленный ПНГ компримируется на блочных компрессорных станциях (БКС) и транспортируется к потребителям по специальным газопроводам и может использоваться в качестве топлива для ГТУ. Наиболее эффективно по мощности и экономичности для наземного использования в качестве приводов энергетических установок конвертированных авиационных двигателей, таких как НК-12, ГТЭ-25П, НК-37. Опыт их длительного применения для привода центробежных нагнетателей природного газа магистральных газопроводов показал, что коэффициент эксплуатационной надежности этих ГТД составляет 99,0-99,8%, ресурс до первого ремонта – от 3,5 до 10 тысяч часов, а общий их срок службы составляет от 30 до 100 тысяч часов. Коэффициент полезного действия этих газотурбинных установок достигает 36%.

Возможны два варианта использования конвертированных авиационных ГТД на НПС. В первом варианте ГТУ могут использоваться для привода мощных нефтяных насосов. Но для этого их мощность должна соответствовать мощности насоса и находиться на уровне в 6-8 МВт. В этом случае приводные газотурбинные установки должны иметь понижающие редукторы.

Тянь Владимир Константинович, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Трубопроводный транспорт». E-mail: v_k_tyann@mail.ru

Шелудько Леонид Павлович, кандидат технических наук, доцент. E-mail: chel_lp@mail.ru.

Гулина Светлана Анатольевна, кандидат технических наук, доцент кафедры «Трубопроводный транспорт». E-mail: kr_oeg@mail.ru.

Шепелов Валерий Иванович, доцент кафедры «Трубопроводный транспорт». E-mail: shepelov51@mail.ru.

Верещагина Ирина Вячеславовна, старший преподаватель кафедры «Трубопроводный транспорт». E-mail: 059828@mail.ru

Реализация этого варианта мало эффективна, так как для привода нефтяных насосов НПС потребуется не менее 4 ГТД с их КПД, не превышающем 28-30%.

Второй вариант - применение на НПС собственных газотурбинных электростанций (ГТЭ). Такой вариант экономически более целесообразен. Представляет интерес техническое решение, предложенное в патенте

[8], по созданию на компрессорных станциях магистральных газопроводов с электроприводными газоперекачивающими агрегатами собственных технологических электростанций. По аналогии с этим техническим решением для МНП рис. 1 приведена принципиальная схема электроснабжения НПС от собственной ГТЭ.

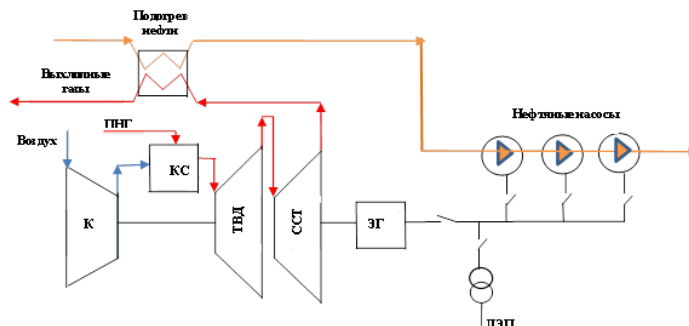


Рис. 1. Схема электроснабжения электродвигателей НПС от технологической электростанции

Электрогенератор ГТУ собственной электростанции НПС подключается через шинопроводы и электрические выключатели к электродвигателям нефтяных насосов, а также к понижающему трансформатору для соединения с внешним централизованным источником электроснабжения. Такая схема позволяет работать ГТЭ автономно, а в случае отключения её оборудования для ремонта или технического обслуживания дает возможность подключиться к ЛЭП. При питании электродвигателей от централизованной электрической сети обороты и мощность, потребляемая нефтяными насосами, постоянны. Изменение производительности нефтетранспортной системы возможно только за счет отключения (подключения) нефтеперекачивающих агрегатов. Электроснабжение нефтеперекачивающих агрегатов от собственной электростанции обеспечивает работу нефтяных насосов на различных режимах работы с частотным регулированием их электродвигателей, обеспечиваемым за счет изменения числа оборотов ГТУ и ее генератора. Теплоту выхлопных газов ГТД можно использовать не только в утилизационных установках для нужд НПС, но и для

подогрева перекачиваемой нефти, особенно высоковязкой, при этом потребляемая насосом мощность может снизиться до 20%.

Отечественными моторостроительными предприятиями освоено производство газотурбинных энергоагрегатов с приводом электрогенераторов от конвертированных авиационных ГТД с мощностями от 4,5 до 50 МВт. Применение на НПС собственных технологических электростанций с газотурбинными энергетическими установками, и использование в качестве топлива дешевого ПНГ будет способствовать снижению капитальных затрат при строительстве новых НПС и себестоимости перекачки нефти.

При технико-экономическом анализе эффективности применения на НПС собственных ГТЭ необходимо учитывать физико-химический состав ПНГ при его использовании как топлива в энергетических ГТУ. Это связано с тем, что ПНГ различных месторождений существенно различается по химическому составу. В табл. 1 в качестве примера приведен физико-химический состав ПНГ, добываемого на ряде нефтяных месторождений ОАО «Самаранефтегаз».

Таблица 1. Компонентный массовый состав ПНГ

Месторождение	Состав газа									
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ высшие	CO ₂	N ₂ редкие	O ₂	H ₂ S	H
ДНС «Утевская»	33,38	17,01	16,01	6,63	2,49	0	24,48	0	0	0
УПСВ «Евгеньевская»	33,78	18,68	19,33	7,86	2,78	2,47	14,19	0	0,91	0
УПСВ «Бариневская»	29,16	16,09	16,06	6,79	4,51	1,83	22,87	0	2,69	0
ДНС «Парфеновская»	22,27	10,50	15,42	7,29	3,72	2,54	34,63	0	3,62	0,01
УПСВ «Кудиновская»	47,08	21,79	14,23	4,57	2,05	1,06	9,18	0	0,04	0
Природный газ м. «Ямбург»	98,20	0,66	0,22	0,08	0,03	0	0,78	0,02	0	0

В рамках реализации газовой программы на своих месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» планирует создать единую систему сбора ПНГ с его очисткой и переработкой в технологический газ, который может быть использован в качестве сырья и топлива на нефтехимических предприятиях. Так, например, газопровод от УПСВ «Горбатовская» до Нефтегорского ГПЗ предназначен для транспорта ПНГ. К этому газопроводу подключаются газопроводы с нефтяных месторождений, указанные в табл. 1. Компонентные составы ПНГ различны, имеют разное содержание метана,

тяжелых углеводородов и примесей. По этим показателям ПНГ сильно отличается от природного газа, содержащего в основном метан CH₄. Соответственно, изменяются и значения таких параметров топлива ПНГ, как

низшая теплотворная способность H_u^{nc} и теоретическое количество воздуха L_0 , необходимое для сгорания 1 м³ топлива (стехиометрический коэффициент). При сравнительном анализе использования в качестве топлива ПНГ и природного газа по зависимости, предложенной авторами [7] определены значения L_0 :

$$L_0 = \frac{1}{21} \left[0,5H_2 - O_2 + 0,5CO + \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n + 1,5H_2 S \right],$$

и рассчитана их теплотворная способность H_u^{nc} . В табл. 2 приведены значения теплотворной способности и стехиометрического коэффициента для ПНГ нескольких нефтяных месторождений ОАО «Самаранефтегаз» и природного газа Ямбургского газового месторождения.

Анализ показал, что низшая теплота сгорания H_u^{nc} природного газа примерно в 1,3 раза выше, чем у ПНГ месторождений Самарской области, а величина стехиометрического коэффициента L_0 у этих ПНГ в 1,2 раза выше, чем у природного газа. Проведенные расчетные исследования характеристик более 30 составов топливных газов позволили прийти к выводу, что значения стехиометрических коэффициентов L_0 может как увеличиваться, так и уменьшаться при снижении теплотворной способности этих газов.

Таблица 2. Теплофизические свойства топливных газов

№	Месторождение	$H_u^{nc} \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$L_0 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$
1	ДНС «Утевская»	33876	12,82
2	ДНС «Парфеновская»	26887	11,47
3	УПСВ «Кудиновская»	40549	13,69
4	ПГ «Ямбург»	46118	9,52

Наличие в ПНГ балластных газов, таких как N_2 , CO_2 , паров воды и прочих компонентов, а так же количество в них тяжелых углеводородов и их соотношения, оказывает влияние на характер изменения L_0 и на термодинамические параметры ГТД, при использовании в качестве топлива ПНГ. Значения низшей теплотворной способности топлива H_u^{nc} и стехиометрического коэффициента L_0 определяют величину избытка воздуха α в термодинамическом цикле ГТД и влияют на характеристики газотурбинных двигателей. На рис. 2 показана зависимость коэффициента избытка воздуха α от начальной температуры газа $T_{г*}$ в цикле ГТД. Во всем диапазоне изменения начальной температуры газа, изменение коэффициента избытка воздуха α в ГТД для разных составов ПНГ не превышают 1,5%. Причем наибольшее изменение α при топливном ПНГ, по сравнению с природным газом составляет 4%.

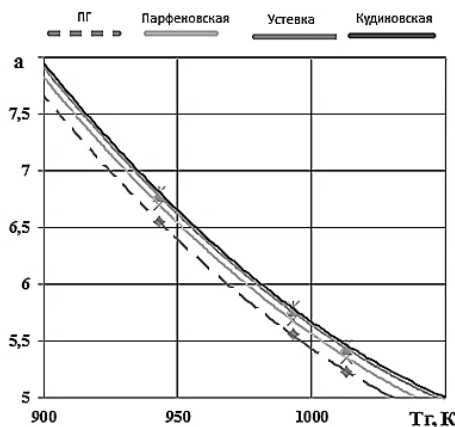


Рис. 2. Зависимость $\alpha = f(T_{г*})$ для ПГ и ПНГ указанных составов

В инженерных термодинамических расчетах для определения значений основных параметров, характеризующих технические показатели ГТД и их эффективность, необходим учет характеристик и компонентного состава топливного газа и его продуктов сгорания. Для этого нами разработана программа, позволяющая определять теплофизические параметры рабочего тела ГТД в зависимости от любого состава топливного газа. При ее разработке использованы широко применяемые на практике электронные таблицы EXCEL с включением в них массивов учета компонентов топливного газа ($C_m H_n$; $H_2 S$; CO_2 ; O_2 ; CO ; H_2 ; $H_2 O$; N_2), а также продуктов его сгорания (N_2 , CO_2 , O_2 , $H_2 O$) и атмосферного воздуха. Расчеты теплофизических параметров воздуха (энтальпии и относительного давления) проводятся в этой программе при изменении температур от $-25^\circ C$ до $1650^\circ C$, а для продуктов сгорания топлива - от $650^\circ C$ до $1650^\circ C$. Расчет ведется пошагово при изменении температуры на $1^\circ C$ и затем табулируются в среде пакета «Microsoft Excel» в равнозначные массивы « $p - h - T$ » функции. Разработанная программа позволяет при проведении теплового расчета двигателя автоматически использовать теплофизические параметры рабочего тела для любого состава топливного газа. Модель расчета процессов в ГТД составлена на основе объединенного закона термодинамики [6]:

$$dq = TdS = c_p dT - VdP,$$

где: dq – изменение теплоты в цикле, dS – изменение энтропии в цикле. При сохранении условия зависимости теплоемкостей воздуха и продуктов сгорания c_p от температуры, авторами в работе [6] предлагается определять во взаимосвязи между температурой и давлением в изэнтропических процессах сжатия и расширения с помощью соотношения:

$$\frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{\pi(T_2)}{\pi(T_1)} \right),$$

где функция $\pi(T_1) = \pi(T_0) e^{\frac{S_{P1} - S_{P0}}{R}}$, S_{P0} , S_{P1} – значения энтропии рабочего тела при соответствующих давлениях среды в цикле ГТД.

Термодинамическая функция $\pi(T)$, являющаяся относительным давлением, зависит только от одного термодинамического параметра – температуры среды T . Параметр относительного давления определяется для условий изэнтропического процесса. При его расчете используются зависимости:

$$\ln \pi_0 = \frac{\mu S^0}{\mu R} \quad \text{и} \quad \lg \pi_0 = \frac{S^0}{\mu R} \lg e,$$

где: e – основание натурального логарифма; $\mu R = 8,3142 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}$ – молярная газовая постоянная. Энтропия среды при термодинамических расчетах ГТД определяется по формуле:

$$S^0 = \frac{\mu R}{\lg e} \ln \pi_0 \quad (1)$$

Для изэнтропических процессов в указанной программе используется соотношение

$$0 = \mu R \ln \frac{P_2}{P_1} + S_{2s}^0 + S_1^0, \quad (2)$$

где: S_{2s}^0 – значение энтропии S^0 при температуре газа, соответствующей концу изэнтропического процесса; S_1^0 – значение энтропии S^0 при температуре газа, соответствующей началу изэнтропического процесса.

Для реального процесса, протекающего при давлениях P_1 и P_2 и той же начальной температуре, изменение энтропии

$$S_2 - S_1 = \mu R \ln \frac{P_2}{P_1} + S_2^0 + S_1^0 \quad (3)$$

где: S_2^0 – значение энтропии S^0 при температуре газа, соответствующей концу реального процесса.

Вычитая из уравнения (2) уравнение (3), получим соотношение:

$$S_2 - S_1 = S_2^0 + S_{2s}^0,$$

согласно которому изменение энтропии в реальном процессе равно разности значений S^0 , соответствующих температурам газа в конце реального и изэнтропического процессов в ГТД (при одинаковом отношении давлений). Последнее равенство, после подстановки в него значений S^0 из уравнения (1), примет вид:

$$S_2 - S_1 = \mu R \lg \pi_0 (\lg \pi_{02} - \lg \pi_{02s}), \quad (4)$$

т.е. изменение энтропии среды определяется через значения логарифма относительного давления. Величина изменения энтальпии от температуры T с учетом зависимости c_p определяется по формуле:

$$h_2 - h_1 = \int_{T_0}^{T_1} c_p \frac{dT}{T} - \int_{T_0}^{T_2} c_p \frac{dT}{T}, \quad (5)$$

относительное давление:

$$\pi(T_1) = \pi(T_0) e^{\frac{S_{P1} - S_{P0}}{R}}.$$

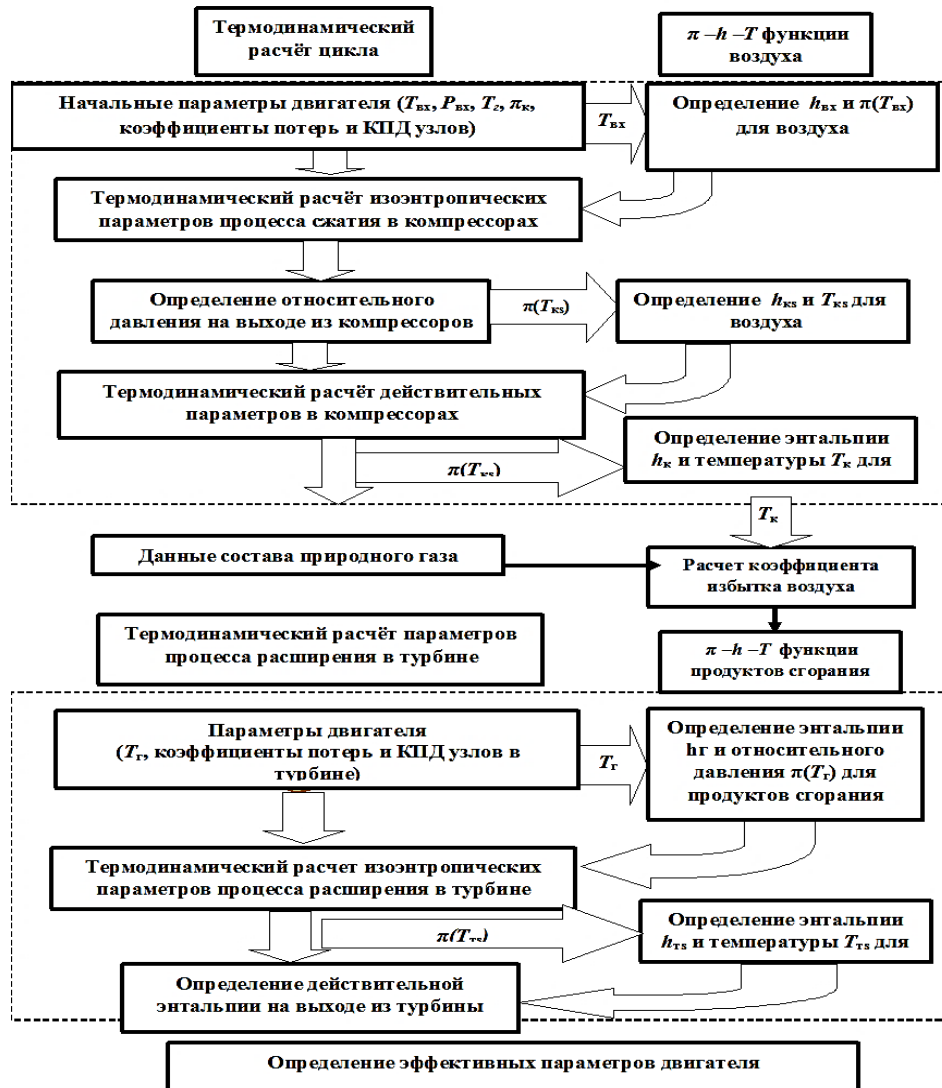


Рис. 3. Алгоритм инженерного термодинамического расчета ГТД с использованием точных данных теплофизических параметров газового топлива.

Таблица 3. Паспортные данные НК-12 СТ для топлива - природный газ

ГТД	Температура в цикле T_G^* , К°	Степень повышения давления π_{Σ}^*	КПД η_e	Расход воздуха G_B , кг/с	Мощность N_e , МВт
НК-12СТ	998	8,8	26,1	56	6,3

Использование уточненных значений теплофизических параметров рабочего тела ГТД (энтальпий $h(T)$ и относительного давления $p_{is}(T)$), позволяет выполнять термодинамический расчет цикла двигателей, работающих на топливном газе любого заданного состава. Разработанная модель позволяет, по сравнению с существующими моделями, более детально учитывать переменность теплофизических свойств рабочего тела в зависимости от процентного содержания в нем основных углеводородных компонентов и примесей. На базе этой математической модели составлен алгоритм инженерного термодинамического расчета ГТД (рис. 3). Этот алгоритм позволяет определять достоверные значения параметров эффективности ГТД без проведения дополнительных итерационных расчетов за счет ввода точных составов топливного газа.

Был проведен термодинамический расчет цикла ГТД с использованием паспортных данных приводного ГТД типа НК-12СТ со свободной силовой турбиной, который применяется для привода центробежных нагнетателей природного газа магистральных газопроводов (табл. 3). В ходе термодинамического расчета было определено влияние состава топливного ПНГ на изменение характеристик ГТД данного типа.

Расчеты параметров эффективности ГТД проведены по полным параметрам потока для условий ISO 2314 (ГОСТ 20440) в соответствии с алгоритмом термодинамического расчета ГТД (рис. 3) по следующим зависимостям:

- эффективная мощность установки, МВт

$$N_e = \Delta h_{CT}^* v_{ex-TBD} \eta_{мех},$$

где: Δh_{CT}^* - теплоперепад в силовой турбине, кДж/кг, v_{ex-TBD} - коэффициент изменения массы рабочего тела по тракту ГТД, $\eta_{мех}$ - механический КПД;

- эффективный КПД установки, %

$$\eta_e = \frac{N_e}{G_B \Delta h_{КС}^*} \eta_G,$$

где: $\Delta h_{КС}^*$ - тепло, подводимое в камере сгорания, кДж/кг, η_G - коэффициент полноты сгорания топлива, G_B - расход воздуха через двигатель, кг/с.

- удельный расход топлива, $\frac{кг}{кВт \cdot ч}$:

$$c_{y0} = \frac{3600}{N_e} \frac{(h_G^* - h_K^*)}{H_u^{nc} \cdot \eta_G - h_G^* + h_K^*},$$

где: h_K^* - энтальпия потока в сечении на выходе из

компрессора, кДж/кг; h_G^* - энтальпия потока в сечении на выходе из камеры сгорания, кДж/кг.

Расчеты проведены для 4 режимов работы ГТД: работа ГТД с частичной мощностью, при температуре

газа перед турбиной $T_G^* = 898$ К и $T_G^* = 948$ К; работа ГТД с номинальной мощностью при температуре газа $T_G^* = 998$ К; работа ГТД с максимальной мощностью при

температуре $T_G^* = 1018$ К. В расчетах использованы данные для составов ПНГ и природного газа месторождения Ямбург, указанные в табл. 1. На рис. 4 представлена зависимость эффективного КПД η_e ГТД при изменении температуры газа перед турбиной T_G^* .

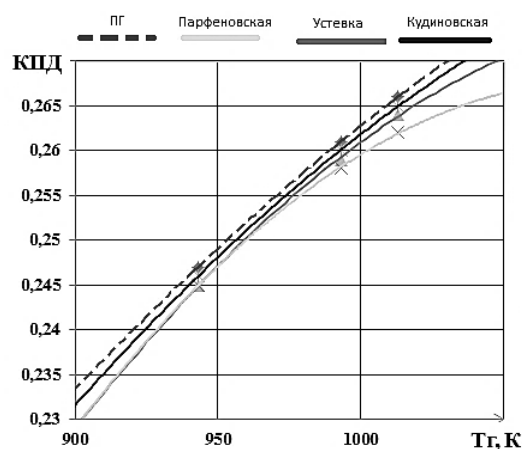


Рис. 4. Зависимости $\eta_e = f(T_G^*)$ для ПНГ и природного газа

Из этого графика следует, что состав топливного газа наиболее сильно влияет на КПД ГТУ при повышении температуры газа перед турбиной. При уменьшении температуры газа на частичных режимах его работы КПД изменяется для разных составов ПНГ на величины, не превышающие 1,5%. Причем при сжигании в камере сгорания природного газа КПД и мощность ГТД наиболее значительно повышается относительно сжигания ПНГ разного состава при работе ГТД с максимальной нагрузкой. Зависимость удельной мощности ГТД N_e от температуры газа, при различном составе топливного газа, изображена на рис. 5.

На рабочих режимах при переходе ГТД с топливного природного газа на ПНГ, его мощность уменьшается в диапазоне 2%. Наиболее сильно состав топливного газа влияет на удельный расход топлива ГТД c_{y0} . На рис. 6 показано влияние состава топливного газа (природного газа и ПНГ) на расход топлива, приведенный к условному топливу.

При применении в качестве топлива вместо природного газа ПНГ разных составов удельный расход топлива повышается более, чем на 80%. Для разных видов ПНГ изменение величины удельного расхода топлива при рабочих режимах ГТД составляет 40%. На характер изменения расхода топлива основное влияние оказывает теплотворная способность топлива. При изменении состава ПНГ, используемого как топливный газ, регулирование ГТД производится автоматически

за счет изменения положения топливного клапана в зависимости температуры газа перед турбиной.

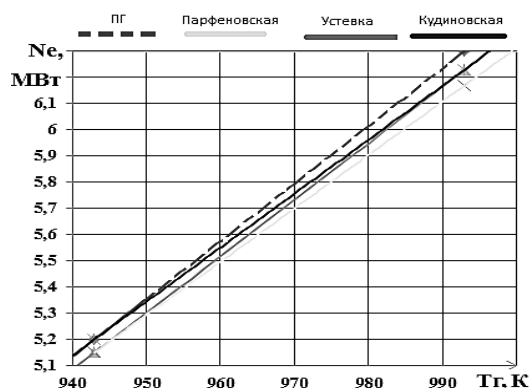


Рис. 5. Зависимости $N_e = f(T_g^*)$ от температуры газа и состава топливного газа

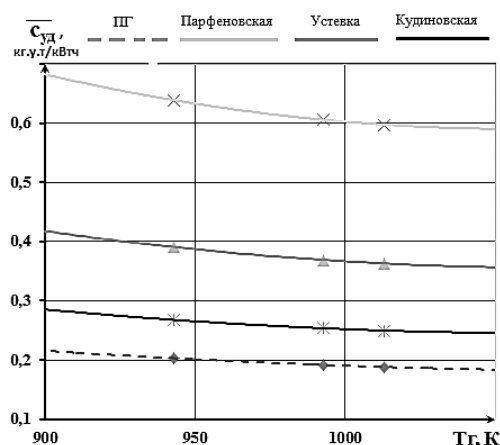


Рис. 6. Зависимости $c_{уд} = f(T_g^*)$ для ПНГ и природного газа

Как известно из теории турбомашин [6], пропускная способность свободной турбины зависит от

перепада давлений и практически не изменяется от ее частоты вращения. Изменение частоты вращения свободной силовой турбины в рассматриваемой энергетической ГТУ будет зависеть только от мощности ее электрогенератора и будет регулироваться путем изменением расхода топлива в ГТД.

Выводы: применение конвертируемых ГТД, работающих на ПНГ, целесообразно для их использования в составе собственных технологических ГТЭ НПС на МНП. Их применение повысит надежность и экономичность нефтепроводных систем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Гулина, С.А. Газотурбинные установки / С.А. Гулина, И.Ю. Горюнова. – Самара: Самар. гос.техн. ун-т, учебное пособие, 2014. 104 с.
2. Гулина, С.А. Особенности конвертирования авиационного двигателя в газотурбинный привод центробежного нагнетателя для МГ / С.А. Гулина, В.К. Тян, Г.М. Орлов // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. Том 16, № 1(2), 2014. С. 578-584.
3. Ресурсы интернета: <http://сайтнефтегаза.рф/2011/12/sobennosti-primeneniya-v-nefteprovodnom-transporte/Osobennosti-primeneniya-v-nefteprovodnom-transporte>
4. Михеенков, Е.Л. Проведение термодинамических расчетов с учетом переменности свойств рабочего тела / Е.Л. Михеенков, В.В. Бирюк, М.Ю. Орлов и др. // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. Специальный выпуск, - 2008. С. 59-66.
5. Гулина, С.А. Упрощение термодинамических расчетов тепловых машин путем использования модели идеальных газов / С.А. Гулина, М.Ю. Орлов // Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета. 2009. №3 (часть3). С. 28-34.
6. Дорофеев, В.М. Термогазодинамический расчет газотурбинных силовых установок / В.М. Дорофеев, В.Г. Маслов, Н.В. Первышин - М.: Машиностроение, 1973. 144 с.
7. Ривкин, С.Л. Термодинамические свойства газов. Справочник: в 2 т. - М. Энергоиздат, 1987. 288 с.
8. Патент РФ № 2272938 «Компрессорная станция магистрального газопровода с электроприводными газоперекачивающими агрегатами (ГПА)».

USE THE CONVERTIBLE AVIATION ENGINES AT OIL PUMPING STATIONS OF THE MAIN OIL PIPELINE

© 2016 V.K. Tyan, L.P. Sheludko, S.A. Gulina, V.I. Shepelov, I.V. Vereshchagina

Samara State Technical University

The perspective way of increase the overall performance of oil pumping stations (OPS) due to their power supply from own gas-turbine power stations with the converted aviation gas-turbine drives is considered. Application will allow to reduce terms of their construction by OPS of power plants, to increase reliability of petrotransport system and to operate effectively oil pipeline productivity due to frequency regulation of electric motors of oil pumps. Considerably costs of the consumed energy resources when using as fuel at gas-turbine power plants (GTP) of the associated oil gas (AOG) will decrease that will partially solve a problem of his utilization. In work influence of composition of AOG on power and profitability of gas-turbine power stations is analyzed.

Key words: oil pumping station, associated oil gas, gas-turbine power station, oil pump

Vladimir Tyan, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the "Pipeline Transport" Department. E-mail: v_k_tyan@mail.ru; Leonid Sheludko, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor. E-mail: chel_lp@mail.ru; Svetlana Gulina, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor at the "Pipeline Transport" Department. E-mail: kr_oeg@mail.ru; Valeriy Shepelov, Associate Professor at the "Pipeline Transport" Department. E-mail: shepelov51@mail.ru; Irina Vereshchagina, Senior Teacher at the "Pipeline Transport" Department. E-mail: 059828@mail.ru