

УДК 62-631.2:665.65

**АЛЬТЕРНАТИВА ПРИВОДНОМУ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЮ
ДЛЯ НЕФТЯНОГО НАСОСА****С.А. Гулина, В.М. Авдеев, И.В. Верецагина, В.И. Шепелов, А.С. Гулина**Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

Рассмотрены возможности повышения эффективности нефтепроводного транспорта за счет применения на нефтеперекачивающих станциях в качестве привода нефтяных насосных установок конвертируемых авиационных газотурбинных двигателей. Предлагается в качестве топлива газотурбинного привода использовать подготовленный нефтяной попутный газ. Данный тип привода насосного агрегата позволит сократить сроки ввода в эксплуатацию новых нефтеперекачивающих станций, эффективно управлять производительностью нефтепровода за счет изменения частоты вращения ротора нефтяного насоса, а также частично решить проблему утилизации попутного нефтяного газа. В данной работе определены составы нефтяного попутного газа и исследованы в зависимости от изменения состава топливного попутного нефтяного газа характеристики газотурбинного двигателя, такие как мощность, КПД, расход топливного газа. Установлено, что использование для нефтяных насосов в качестве привода конвертируемых газотурбинных двигателей, работающих на попутном нефтяном газе, целесообразно и актуально в условиях дальнейшего развития добычи и транспорта нефти.

Ключевые слова: газотурбинный привод, нефтяная перекачивающая станция (НПС), попутный нефтяной газ (ПНГ), нефтяной насос, теплофизические параметры.

В настоящее время в России на нефтеперекачивающих станциях в качестве приводов нефтяных насосов используются электродвигатели. Имея определенные преимущества, такие как надежность, несложная конструкция, небольшая стоимость, простота обслуживания, отработанная технология ремонта и наличие разветвленной сети энергоснабжения, они хорошо себя зарекомендовали в процессе эксплуатации, и это определяет их приоритетное использование на НПС.

Тем не менее, как показывает более глубокое изучение данного вопроса [1], существует ряд проблем. По мере развития нефтетранспортной системы реализовывалась программа подключения НПС к централизованной системе электро-снабжения, где свыше 80 % электроэнергии вырабатывается на тепловых электростанциях, КПД которых редко превышает 40 %. Опыт эксплуатации показал, что из-за внезапных сбоев в электроснабжении от централизованных линий электропередач, зависящих от большого числа внешних факторов, возникают отказы в работе насосных агрегатов и снижается надежность нефтепроводной системы.

Светлана Анатольевна Гулина (к.т.н.), доцент кафедры «Трубопроводный транспорт».

Виктор Митрофанович Авдеев, доцент кафедры «Трубопроводный транспорт».

Ирина Вячеславовна Верецагина, старший преподаватель кафедры «Трубопроводный транспорт».

Валерий Иванович Шепелов, доцент кафедры «Трубопроводный транспорт».

Анастасия Сергеевна Гулина, студентка.

На фоне растущего потребления нефтепродуктов постепенно снижаются нефтяные запасы в освоенных районах страны с хорошей сетью электроснабжения. Для сегодняшнего дня актуальна задача освоения новых нефтяных месторождений Крайнего Севера, Северо-Западной Сибири, европейского Севера, шельфов Тихого и Ледовитого океанов. В этих районах уже сейчас существует проблема доставки электроэнергии. Потери электроэнергии в ЛЭП при ее транспорте к удаленным НПС достигают 12–14 %, а само строительство ЛЭП в суровых районах страны требует значительных капитальных затрат.

Исходя из вышесказанного целесообразно использовать на нефтяных насосных станциях газотурбинные двигатели, которые могут быть приводом электрогенератора для автономной выработки электроэнергии для нужд НПС или использоваться непосредственно в качестве приводов магистральных нефтяных насосов.

При изучении зарубежного опыта применения газотурбинных приводов для нефтяных насосов на НПС [3] на крупнейших Трансаляскинском и Трансканадском нефтепроводах установлено, что сократились сроки строительства НПС, капитальные затраты снизились в 6 раз (по сравнению с электроприводными НПС), соответственно уменьшились и эксплуатационные затраты. Для отечественного нефтепровода Салават – Орск также есть опыт успешного применения газотурбинных насосных установок ПГНУ-2 для увеличения производительности.

При строительстве НПС в удаленные, малоосвоенные районы нефтяных месторождений необходимо провести ЛЭП для подключения НПС к централизованной системе электроснабжения. Сроки строительства ЛЭП и НПС различны, не согласованы и влияют на вывод всего нефтепровода на расчетную мощность. В таких условиях электроприводное насосное оборудование работает с низким КПД, а смена режимов работы для них приводит к снижению КПД насоса от 10 % и более.

На первый взгляд, газотурбинные двигатели эффективнее использовать на НПС в качестве привода электрогенератора для обеспечения электроэнергией электродвигателей нефтяных насосов и дополнительного оборудования. Данный вариант применения газотурбинных установок (ГТУ) при строительстве удаленных НПС позволит использовать типовые электродвигатели и нефтяные насосы, что, естественно, скажется на себестоимости и сроках строительства НПС. На сегодняшний день наша промышленность уже имеет хороший опыт по созданию мобильных газотурбинных электростанций, где в качестве приводов электрогенератора используются конвертированные авиационные газотурбинные двигатели (например НК-37СТ, ГТЭ-25П с полезной мощностью 25 МВт и т. д.).

Использование газотурбинного привода для нефтяного насоса является более целесообразным, так как имеет дополнительные преимущества. Во-первых, нет промежуточных преобразователей энергии, теплота используемого топлива в ГТД переходит непосредственно в механическую работу на валу нефтяного насоса, в то время как в электроприводных насосных установках значительные потери, доходящие до 10 % и более, возникают при передаче энергии к потребителю.

У конвертируемого авиационного газотурбинного двигателя по сравнению с электродвигателем есть ряд преимуществ: ГТД характеризуется малой удельной массой и габаритами, высокой надежностью, он работоспособен в любых климатических условиях, обладает высокой степенью автоматизации, в качестве

топлива возможно применение попутных нефтяных газов, нефти, прошедшей предварительную подготовку. ГТД могут обеспечивать любую заданную частоту вращения ротора нефтяного насоса, а при изменениях режимов перекачки и большом времени ввода всего нефтепровода на расчетный режим эксплуатации это качество ГТД очень необходимо.

Опыт эксплуатации конвертируемых авиационных двигателей для центробежных нагнетателей природного газа магистрального газопровода (МГ) показал, что коэффициент эксплуатационной надежности ГТД составляет 99,0–99,8 %, ресурс до первого ремонта – 3,5–10 тысяч часов, общий срок службы – от 30 до 100 тысяч часов. Коэффициент полезного действия современных конвертируемых авиационных ГТД находится в пределах 32–36 %. Теплоту выхлопных газов после ГТД (их температура составляет 450–550 К) можно использовать не только в утилизационных установках для нужд НПС, но и для подогрева перекачиваемой нефти, особенно высоковязкой, при этом мощность, потребляемая насосом, может снизиться до 20 %.

Для обеспечения благоприятных условий работы нефтепровода при пуске и остановке оборудования НПС, для постепенного набора и сброса частоты вращения ротора насоса и возможности работы на режимах частичных нагрузок необходимо применять газотурбинные двигатели со свободной силовой турбиной. Наличие свободной турбины позволяет согласовать характеристики газотурбинного двигателя с характеристиками насоса в широком диапазоне изменения режимов работы нефтепровода без дополнительных регулирующих факторов. Возможность регулирования частоты вращения ротора насоса позволит исключить или значительно снизить величину гидравлического удара, облегчить работу торцовых уплотнений насосов, повысить надежность нефтепроводной системы.

ГТД приспособлены для работы на жидком и газообразном топливе. Топливом для газотурбинного двигателя может служить широкая фракция нефти или подготовленная нефть (по данным [3], она получается из перекачиваемой нефти с помощью специальных отгоночных аппаратов), а также попутный нефтяной газ. Более актуальной задачей является утилизация попутного нефтяного газа. Использование его в качестве топлива для ГТД есть частичное решение данной проблемы. Состав ПНГ изменяется в широком диапазоне и сильно отличается по своим физико-химическим свойствам.

Данные по составу попутного нефтяного газа взяты в ОАО «Самаранефтегаз», где эксплуатируется 139 месторождений. В рамках реализации газовой программы ОАО «Самаранефтегаз» планирует создать единую систему газосбора на своих месторождениях. Газопровод «Горбатовская» – Нефтегорский ГПЗ предназначен для транспорта попутного нефтяного газа от установки предварительного сброса пластовой воды (УПСВ) «Горбатовская» до Нефтегорского газоперерабатывающего завода (НГПЗ). К газопроводу на территории УПСВ «Горбатовская» и по трассе подключаются газопроводы с месторождений, указанных в табл. 1.

Компонентные составы нефтяных попутных газов различны, имеют разное содержание метана, тяжелых углеводородов и примесей. Соответственно изменяются значения таких параметров топлива, как низшая теплотворная способность H_u^{nc} и теоретическое количество воздуха, необходимое для сгорания 1 м³ топлива (стехиометрический коэффициент L_0). Для наиболее отличающихся по составу НПГ определено L_0 :

$$L_0 = \frac{1}{21} \left[0,5H_2 - O_2 + 0,5CO + \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n + 1,5H_2S \right]$$

и рассчитаны значения теплотворной способности топливного ПНГ H_u^{nc} (табл. 2).

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
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»	98,2	0,66	0,22	0,08	0,03	0	0,78	0,02	0	0

Таблица 2

Теплофизические свойства топливных газов

Месторождение	$H_u^{nc}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$L_0, \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$
ДНС «Утевская»	33876	12,82
ДНС «Парфеновская»	26887	11,47
УПСВ «Кудиновская»	40549	13,69
ПГ «Ямбург»	46118	9,52

Полученные результаты расчета для ПНГ приведены в сравнении с природным газом (ПГ) месторождения Ямбург. Низшая теплота сгорания H_u^{nc} природного газа более чем в 1,3 раза больше H_u^{nc} попутного нефтяного газа, коэффициент L_0 изменяется более чем в 1,2 раза. Анализ более 30 имеющихся составов ПНГ показал, что L_0 может как увеличиваться, так и уменьшаться при снижении теплотворной способности ПНГ. Наличие балластных газов, таких как N₂ и CO₂, паров воды и т. д., а также количество тяжелых углеводородов и их соотношение оказывают влияние на характер изменения L_0 . Соотношение концентраций компонентов топливной смеси и особенность химического состава рабочего тела ГТД будут определять термодинамические параметры ГТД.

Значения низшей теплотворной способности топлива H_u^{nc} и стехиометрического коэффициента L_0 определяют величину коэффициента избытка воздуха α для термодинамического цикла ГТД и влияют на характеристики ГТД. На рис. 1 изображена зависимость коэффициента избытка воздуха α для газовых топлив, приведенных в табл. 2, при различных температурах T_{Γ}^* в цикле ГТД.

Во всем диапазоне изменения температуры для разных составов ПНГ изменение α составляет не более 1,5 %. В сравнении ПНГ с ПГ наибольшее изменение составляет 4 %.

Для определения достоверных значений параметров эффективности ГТД в инженерных термодинамических расчетах необходимо учитывать характеристику и компонентный состав газа и продуктов его сгорания. Для этого создана программа, позволяющая рассчитывать теплофизические параметры рабочего тела ГТД в зависимости от любого заданного состава топливного газа.

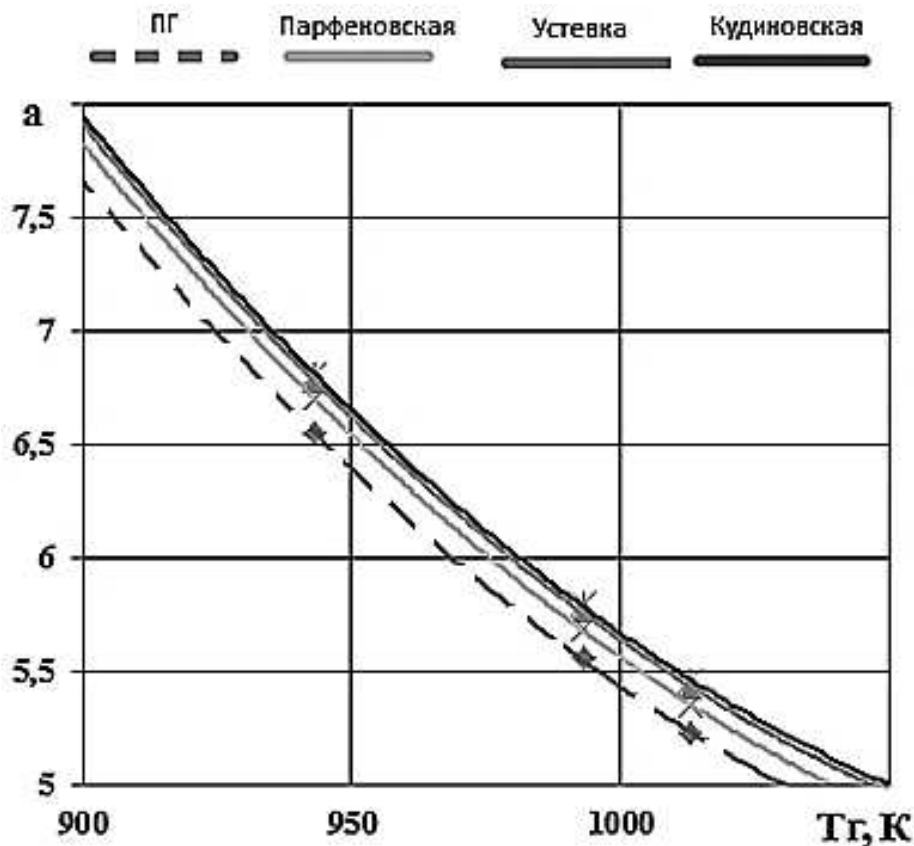


Рис. 1. Зависимость $\alpha = f(T_g^*)$ для ПГ и НПГ указанных составов

Программа расчета теплофизических свойств рабочего тела в ГТД создана на базе пакета Microsoft Excel. В программе использованы массивы компонентов газового топлива (C_mH_n ; H_2S ; CO_2 ; O_2 ; CO ; H_2 ; H_2O ; N_2), продуктов сгорания газообразного топлива (N_2 ; CO_2 ; O_2 ; H_2O) и воздуха. Разработанная программа позволяет автоматически использовать теплофизические параметры рабочего тела (энтальпию $h(T)$, относительное давление $\pi_{is}(T)$) при проведении теплового расчета двигателя для любого заданного состава топливного газа. Для определения параметров эффективности ГТД составлен алгоритм инженерного термодинамического расчета ГТД. Составленный алгоритм термодинамического расчета позволяет более детально учесть переменность теплофизических свойств рабочего тела в зависимости от процентного содержания основных углеводородных компонентов и примесей за счет введения точных составов топливного газа и не требует итерационных расчетов.

Термодинамический расчет цикла ГТД проведен с использованием паспортных данных (табл. 3) приводного газотурбинного двигателя НК-12СТ, определены параметры эффективности ГТД в зависимости от состава ПНГ. Двигатель

НК-12СТ со свободной силовой турбинной применяется для привода центробежных нагнетателей природного газа магистральных газопроводов.

Таблица 3

Паспортные данные НК-12 СТ для топлива – природный газ

ГТД	Температура в цикле T_{Γ}^* , 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

Расчет ведется по полным параметрам потока для условий ISO 2314 (ГОСТ 20440). Методика определения параметров эффективности ГТД составлена в соответствии с программой и алгоритмом термодинамического расчета.

1. Давление на входе в компрессор, (кПа):

$$P_{Bx}^* = P_H \sigma_{Bx},$$

где P_H – атмосферное давление; σ_{Bx} – коэффициент потерь полного давления во входном устройстве.

2. Изэнтропические параметры сжатия в компрессоре – относительное давление:

$$\overline{\pi}_{Ks} = \pi_K^* \overline{\pi}_{iH},$$

по значению $\overline{\pi}_{Ks}$ автоматически с использованием указанной программы определяются энтальпия h_{Ks}^* , $\frac{\kappa D_{ж}}{\kappa \Sigma K}$, изэнтропическая температура за компрессором T_{Ks}^* , К.

3. Изэнтропический теплоперепад в компрессоре, $\frac{\kappa D_{ж}}{\kappa \Sigma K}$ (изэнтропическая работа, подводимая к компрессору):

$$\Delta h_{Ks}^* = h_{Ks}^* - h_{Bx}^*.$$

4. Действительный теплоперепад в компрессоре, $\frac{\kappa D_{ж}}{\kappa \Sigma K}$:

$$\Delta h_K^* = \frac{\Delta h_{Ks}^*}{\eta_{Ks}},$$

где η_{Ks} – изэнтропический КПД компрессора.

5. Действительная энтальпия за компрессором, $\frac{\kappa D_{ж}}{\kappa \Sigma K}$:

$$h_K^* = \Delta h_K^* + h_{Bx}^*,$$

по значению h_K^* определяется температура за компрессором T_K^* , К.

6. Давление на выходе из компрессора, кПа:

$$P_K^* = P_{Bx}^* \pi_K^*.$$

Термодинамические параметры сжатия в осевом компрессоре определены. Рассчитывается значение коэффициента избытка воздуха α в камере сгорания с учетом данного состава нефтяного попутного газа.

7. Параметры перед турбиной высокого давления (ТВД). По заданной температуре на входе в ТВД T_{Γ}^* , K , определяются для продуктов сгорания энтальпия

$$h_{\Gamma}^*, \frac{\kappa D_{\text{ж}}}{\kappa_2 K}, \text{ и относительное давление } \overline{\pi_{i\Gamma}}.$$

8. Тепло, подводимое к рабочему телу, с энергией вносимого в двигатель топлива, $\frac{\kappa D_{\text{ж}}}{\kappa_2 K}$:

$$\Delta h_{KC}^* = v_{\alpha-\Gamma} \cdot h_{\Gamma}^* - v_{\alpha-KC} h_K^*,$$

где $v_{i-(i+1)}$ – коэффициенты изменения массы рабочего тела в соответствующих сечениях.

9. Давление газа на входе в ТВД, кПа:

$$P_{\Gamma}^* = \sigma_{KC} P_K^*,$$

где σ_{KC} – коэффициент потерь полного давления в камере сгорания.

10. Изэнтропический теплоперепад в ТВД, $\frac{\kappa D_{\text{ж}}}{\kappa_2 K}$:

$$\Delta h_{TB\text{Дс}}^* = \frac{\Delta h_{KS}^*}{v_{\alpha-\Gamma} \eta_{KS} \eta_{TB\text{Дс}} \eta_{\text{мех}}},$$

где $\eta_{TB\text{Дс}}$ – изэнтропический КПД турбины; $\eta_{\text{мех}}$ – механический КПД.

11. Изэнтропические параметры за ТВД – энтальпия, $\frac{\kappa D_{\text{ж}}}{\kappa_2 K}$:

$$h_{TB\text{Дс}}^* = h_{\Gamma}^* - \Delta h_{TB\text{Дс}}^*,$$

по $h_{TB\text{Дс}}^*$ определяются изэнтропическая температура $T_{TB\text{Дс}}^*$ и относительное давление $\overline{\pi_{TB\text{Дс}}}$.

12. Давление за ТВД, кПа:

$$P_{TB\text{Д}}^* = \frac{P_{\Gamma}^* \overline{\pi_{TB\text{Дс}}}}{\pi_{i\Gamma}}.$$

13. Действительные параметры за ТВД:

– действительная удельная работа ТВД, $\frac{\kappa D_{\text{ж}}}{\kappa_2 K}$:

$$\Delta h_{TB\text{Д}}^* = \eta_{TB\text{Дс}} \Delta h_{TB\text{Дс}}^*;$$

– действительная удельная энтальпия за ТВД, $\frac{\kappa D_{\text{ж}}}{\kappa_2 K}$:

$$h_{TB\text{Д}}^* = h_{\Gamma}^* - \Delta h_{TB\text{Д}}^*,$$

по $h_{TB\text{Д}}^*$ определяется действительная температура за ТВД $T_{TB\text{Д}}^*$.

14. Изэнтропические параметры за силовой турбиной (СТ):

– относительное давление за СТ:

$$\overline{\pi_{iCT}} = \frac{P_H^* \overline{\pi_{TBДs}}}{P_{TBД}^* \sigma_{Bых}},$$

по $\overline{\pi_{iCT}}$ определяются изоэнтропические параметры за СТ – температура T_{CTs}^* и изоэнтропическая энтальпия h_{CTs}^* , $\frac{\kappa ДЖ}{\kappa \mathcal{K}}$.

15. Изоэнтропический теплоперепад в СТ, $\frac{\kappa ДЖ}{\kappa \mathcal{K}}$:

$$\Delta h_{CTs}^* = h_{TBД}^* - h_{CTs}^*.$$

16. Определяем действительные параметры на выходе из СТ:

– действительный теплоперепад в СТ, $\frac{\kappa ДЖ}{\kappa \mathcal{K}}$:

$$\Delta h_{CT}^* = \eta_{CTs} \Delta h_{CTs}^*;$$

– энтальпия в конце процесса расширения в СТ, $\frac{\kappa ДЖ}{\kappa \mathcal{K}}$:

$$h_{CT}^* = h_{TBД}^* - \Delta h_{CT}^*,$$

по значению h_{CT}^* определяется действительная температура T_{CT}^* .

17. Параметры эффективности ГТД:

– эффективная мощность установки, МВт:

$$N_e = \Delta h_{CT}^* \nu_{\text{ex-TBД}} \eta_{\text{мех}},$$

где Δh_{CT}^* – теплоперепад в СТ, кДж/кг; $\nu_{\text{ex-TBД}}$ – коэффициент изменения массы рабочего тела по тракту ГТД; $\eta_{\text{мех}}$ – механический КПД;

– эффективный КПД установки, %:

$$\eta_e = \frac{N_e}{G_B \Delta h_{KC}^*} \eta_{\Gamma},$$

где η_{Γ} – коэффициент полноты сгорания топлива; G_B – расход воздуха через двигатель, кг/с;

– удельный расход топлива, $\frac{\kappa \mathcal{K}}{\kappa Вт \cdot ч}$:

$$c_{y\partial} = \frac{3600}{N_e} \frac{(h_{\Gamma}^* - h_K^*)}{H_u^{nc} \cdot \eta_{\Gamma} - h_{\Gamma}^* + h_K^*}.$$

По данной методике при изменении состава топливного газа определены характер и диапазон изменения характеристик ГТД (КПД, мощность и удельный расход топлива). Расчеты проведены для 4 режимов работы ГТД. Режимы частичной мощности при $T_{\Gamma}^* = 898$ К, 948 К, номинальный режим работы $T_{\Gamma}^* = 998$ К, максимальный режим при $T_{\Gamma}^* = 1018$ К.

На рис. 2 представлена зависимость эффективного КПД η_e при изменении температуры газа перед турбиной T_{Γ}^* для различных составов попутного нефтяного и природного газа месторождения Ямбург.

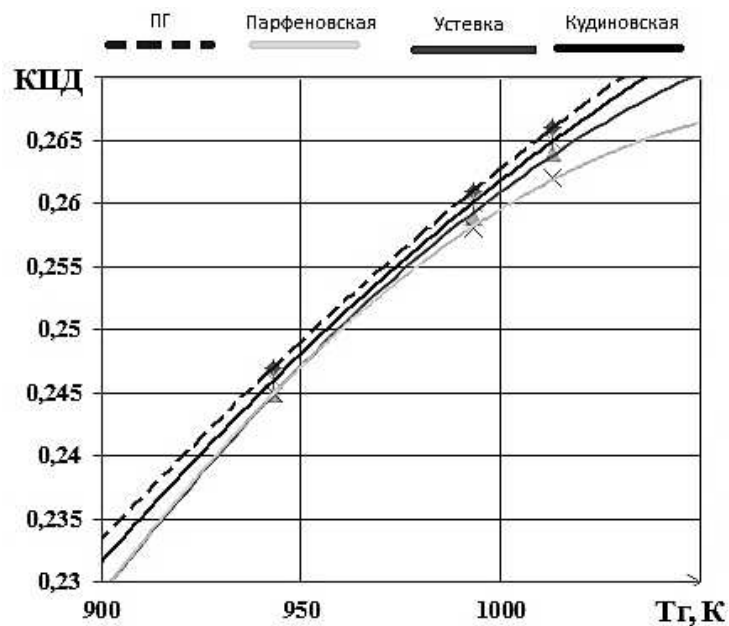


Рис. 2. Зависимости $\eta_e = f(T_G^*)$ для ПНГ и природного газа

Наибольшее влияние состава топлива на изменение КПД наблюдается на максимальном режиме работы ГТД. На этом режиме работы для разных составов ПНГ КПД изменяется в диапазоне 1,5 %, при переходе с ПНГ на ПГ эта разница существенно не увеличивается. На номинальном режиме работы двигателя КПД изменяется менее чем на 1 %.

Зависимость удельной мощности $N_{e\text{ уд}}$ представлена на рис. 3 для вышеуказанных составов топливного газа.

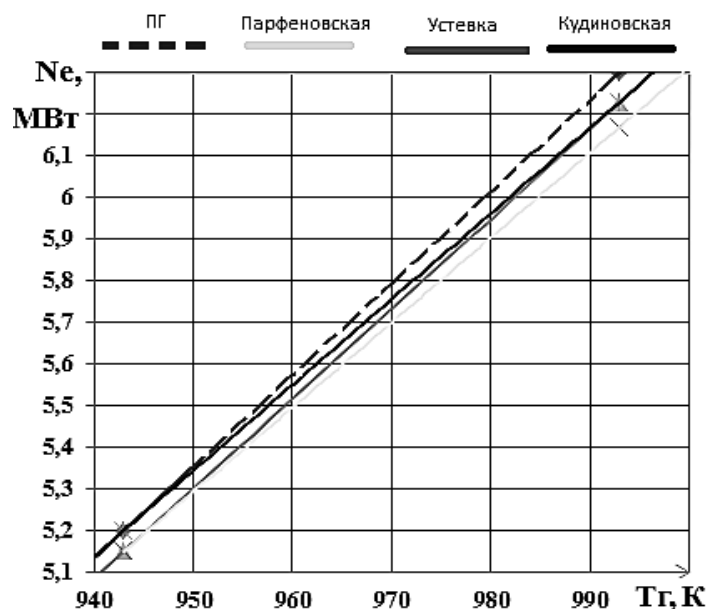


Рис. 3. Зависимости $N_{e\text{ уд}} = f(T_G^*)$ для ПНГ и природного газа

В диапазоне рабочих режимов ГТД при переходе с ПГ на попутный нефтяной газ любого состава $N_{e\text{ уд}}$ изменяется в пределах 2 %. Для ПНГ изменение

мощности еще меньше, на номинальном режиме работы ГТД оно составляет менее 1 %.

На рис. 4 представлена зависимость удельного расхода топлива c_{yd} для продуктов сгорания вышеуказанных газовых топлив.

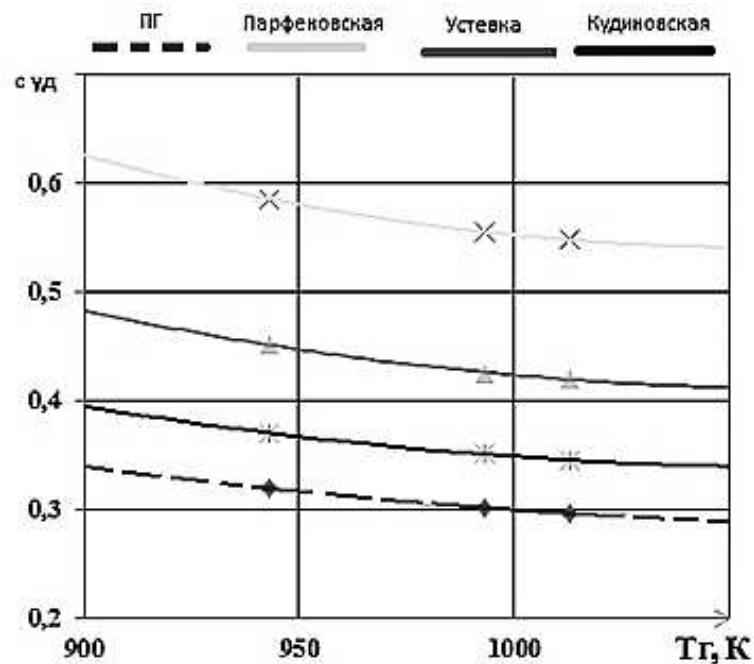


Рис. 4. Зависимости $c_{yd} = f(T_{г}^*)$ для ПНГ и природного газа

Изменение удельного расхода топлива весьма значительно. При переходе с ПГ на ПНГ удельный расход топлива увеличился более чем на 80 %. Изменение расхода топлива в пределах составов ПНГ для всего диапазона рабочих режимов ГТД составляет 40 %. На характер изменения расхода топлива основное влияние оказывает его теплотворная способность. Данный факт корректируется адаптацией топливной системы под ПНГ. При изменении состава ПНГ, используемого для топлива, регулирование топливного клапана должно проводиться автоматически по температуре в цикле. Тогда изменение параметров эффективности газотурбинной насосной установки (ГТНУ), таких как КПД и мощность, будут находиться в пределах 2 %.

Как известно из теории турбомашин [5], пропускная способность свободной турбины зависит от перепада в ней давления и практически не изменяется в большом промежутке рабочих режимов от ее частоты вращения. Изменение частоты вращения свободной силовой турбины будет зависеть только от производительности насоса и регулируется изменением расхода топлива в ГТД. Необходимо согласовать характеристику насоса, представляющую зависимость напора и КПД от частоты вращения, с характеристикой турбины, представляющую зависимость расхода газа через турбину от перепада давления на ней, в диапазоне рабочих режимов.

Из проведенного в работе анализа установлено, что использование для нефтяных насосов в качестве привода конвертируемых газотурбинных двигателей, работающих на попутном нефтяном газе, целесообразно и актуально в условиях дальнейшего развития добычи и транспорта нефти. Применение газотурбинных насосных установок дает большие преимущества в повышении надежности и эффективности нефтепроводной системы. Насосные установки на базе та-

ких ГТД мобильны, требуют малых капитальных затрат, удобны в монтаже, имеют высокий коэффициент готовности, делают возможным осуществление блочно-комплектных поставок турбонасосных агрегатов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Газотурбинные установки: учеб. пособие / С.А. Гулина, И.Ю. Горюнова. – Самара: СамГТУ, 2014. – 104 с.
2. Особенности конвертирования авиационного двигателя в газотурбинный привод центробежного нагнетателя для МГ / С.А. Гулина, В.К. Тян, Г.М. Орлова // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. Т. 16. – 2014. – № 1(2). – С. 578–584.
3. Особенности применения в нефтепроводном транспорте насосных установок с газотурбинным приводом [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://сайтнефтегаза.рф/2011/12/sobennosti-primeneniya-v-nefteprovodnom-transporte/>
4. 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 (ч. 3). – С. 28–34.
5. Дорофеев В.М. Термогазодинамический расчет газотурбинных силовых установок / В.М. Дорофеев, В.Г. Маслов, Н.В. Первышин. – М.: Машиностроение, 1973. – 144 с.
6. Ривкин С.Л. Термодинамические свойства газов. Справочник: в 2 т. – М.: Энергоиздат, 1987. – 288 с.

Статья поступила в редакцию 1 апреля 2016 г.

ALTERNATIVE OF THE DRIVING ELECTRIC MOTOR FOR OIL PUMPS OF OIL PUMPING STATION

S.A. Gulina, I.V. Vereshchagina, V.I. Shepelov, V.M. Avdeev, A.S. Gulina

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

In this paper the increase of efficiency of petrowire transport due to application at oil pumping stations as the drive of oil pump installations of convertible aviation gas-turbine engines is considered. As fuel of the gas-turbine drive, the prepared oil associated gas was used. This type of the drive of the pump unit will allow to reduce terms of commissioning new oil pumping stations, to operate effectively oil pipeline productivity due to change of the frequency of rotation of a rotor of the oil pump, and also partially to solve a problem of utilization of associated oil gas. In this paper the composition of oil associated gas is defined and the characteristic of the gas-turbine engine, such as the power, efficiency, a consumption of fuel gas depending on the change of composition of fuel associated oil gas are investigated. The drive of the convertible gas-turbine engines working at associated oil gas is effective. The further recovery and oil transportation and development of this approach is actual.

Keywords: gas turbine drive, gas transmittal unit, natural gas, the calculation model, the thermodynamic analysis, the cycle work, exergy.

*Svetlana A. Gulina (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.
Valeriy I. Shepelov, Associate Professor.
Irina V. Vereshchagina, Senior Lecturer.
Viktor M. Avdeev, Associate Professor.
Anastasia S. Gulina, Student.*