

Р. З. Тумашев, Н. Г. Бодров

КОГЕНЕРАЦИОННАЯ ГАЗОТУРБИННАЯ УСТАНОВКА НА ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗАХ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ТЯЖЕЛЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Рассмотрена возможность применения попутных нефтяных газов с высоким содержанием тяжелых водоронов в качестве топлива в когенерационных газотурбинных установках. Для создания условий бездетонационного горения такого топлива газотурбинные установки выполнены с измененной по сравнению с традиционной последовательностью процессов. Проведена оптимизация параметров установки с учетом массогабаритных характеристик узлов.

E-mail: tchin@power.bmstu.ru; nikolaybodrov@gmail.com

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, тяжелые углеводороды, метановое число, детонация, газотурбинная установка с измененной очередностью процессов, система подготовки топливного газа, коэффициент полезного действия, электрическая энергия, теплота, мощность.

Актуальной проблемой нефтегазового сектора Российской Федерации является утилизация и рациональное использование попутного нефтяного газа (ПНГ), который в отличие от природного газа, состоящего в основном из метана, содержит значительное количество этана, пропана, бутана и других предельных углеводородов, а также неуглеводородных компонентов, таких как азот, углекислый газ, сероводород. Состав ПНГ зависит от нефтяного месторождения и может изменяться. Содержание тяжелых углеводородов, начиная с этана, достигает в попутном газе 20...50 % и более. В большинстве случаев ПНГ сжигают в факелах непосредственно на нефтяных месторождениях, что связано с удаленностью от мест переработки газа, отсутствием транспортной инфраструктуры, необходимостью строительства газоперерабатывающих заводов.

Сжигание ПНГ в факелах приводит к значительным потерям ценного сырья и ухудшению экологической обстановки в районах добычи. Рациональное использование ПНГ возможно в нефтехимической промышленности, когда в результате переработки получают товарный газ, газовый бензин, различные фракции легких углеводородов. Также существует возможность применения ПНГ в качестве первичного источника энергии для выработки электрической энергии и теплоты, которые необходимы для процессов добычи и транспортировки нефти. В настоящее время степень утилизации ПНГ в Российской Федерации составляет в среднем 70...75 %.

При постоянном росте тарифов на электроэнергию и теплоту использование ПНГ для выработки электрической и тепловой энергии на местах экономически оправдано. В силу удаленности месторождений затраты на строительство электростанций компенсируются значительным снижением затрат на строительство сетей и трансформаторных подстанций, а себестоимость вырабатываемой электроэнергии оказывается в 2–3 раза ниже установленных тарифов [1]. Штрафы нефтедобывающим компаниям за сжигание ПНГ в объеме более 5 % общего количества получаемого газа, начиная с 2012 г., многократно увеличиваются, что делает экономически выгодным повышение степени утилизации до 95 %. Поэтому нефтедобывающие компании при освоении новых месторождений предусматривают строительство электростанций для собственных нужд, реализуемых на базе газопоршневых и газотурбинных установок (ГТУ) [2].

Применение попутного нефтяного газа в газотурбинных и газопоршневых двигателях ограничено опасностью возникновения детонационных явлений. Даже незначительное количество тяжелых углеводородов в попутном газе снижает метановое число и приводит к необходимости понижения давления в энергетических установках. Метановое число ПНГ в зависимости от места нефтедобычи может изменяться от 25 до 95 [1, 2].

В настоящее время для покрытия потребности в электроэнергии при добыче нефти на месторождениях в отдаленных от центров энергоснабжения районах начали применять газотурбинные установки, с помощью которых решают проблемы как энергоснабжения, так и утилизации попутного нефтяного газа [3]. При этом, как правило, используют ПНГ первой и второй ступени сепарации, который прошел процессы очистки, компримирования до давления, определяемого параметрами газотурбинной установки, осушки, подогрева. Требования к ПНГ регламентированы техническими характеристиками установок. С повышением давления в цикле количество тяжелых углеводородов в ПНГ необходимо уменьшать для увеличения метанового числа. В большинстве случаев газ последней третьей ступени сепарации, состоящий до 80 % (мас.) из тяжелых фракций (этан и выше) и имеющий давление, близкое к атмосферному, сжигают в факельных установках.

Ввиду изложенного выше целесообразно рассмотреть возможность применения ПНГ с низким метановым числом для генерации энергии газотурбинными установками. В этом случае необходимо организовать его сжигание при низком давлении, так как в противном случае повышается вероятность возникновения детонационных явлений в камере сгорания установки.

В работах [4, 5] показано, что изменение по сравнению с традиционными очередности процессов в газотурбинных установках приводит к повышению их эффективности ввиду отсутствия энергетических затрат на компримирование топливного газа низкого давления, так как в этом нет необходимости, а в случае малых мощностей (несколько де-

сятков киловатт) — дополнительно за счет снижения газодинамических потерь в проточной части установки, связанных с увеличением размеров. Максимальное давление в цикле таких установок незначительно отличается от атмосферного. Помимо электрической энергии установка вырабатывает теплоту в виде горячей воды в газоохладителе, расположенном перед компрессором, который является неотъемлемой частью ГТУ. Применение аналогичного подхода к утилизационным газотурбинным установкам позволяет сжигать ПНГ с высоким содержанием тяжелых углеводородов (низким значением метанового числа) при близком к атмосферному давлении, когда практически отсутствуют условия для возникновения детонации и образования конденсата тяжелых углеводородов и водяных паров. Отпадает необходимость установки дожимного топливного компрессора и, следовательно, отсутствуют затраты энергии на компримирование, так как давление ПНГ третьей ступени сепарации превышает давление в камере сгорания ГТУ.

Для исключения образования жидких фракций в топливной системе газотурбинных установок необходимо, чтобы температура попутных нефтяных газов превышала точку росы по углеводородам и воде, которая зависит от концентрации тяжелых углеводородов и водяных паров, а также от давления топливного газа. Чем выше содержание тяжелых углеводородов в топливном газе, тем выше точка росы, которая, как правило, достигает максимальных значений при давлениях, характерных для современных ГТУ, выполненных по традиционным схемам. Вода может соединяться с углеводородами и образовывать гидратные пробки в топливной системе при температуре выше или ниже точки росы по углеводородам [6, 7]. Накопление в трубах, подводящих газ, незначительного количества конденсата (вода, жидкие углеводороды) приводит к повреждению ГТУ. В установках с измененной последовательностью процессов вследствие низкого давления температура точки росы по углеводородам и воде понижается.

Разработанный энерготехнологический комплекс для утилизации ПНГ третьей ступени сепарации с низким давлением и высоким содержанием тяжелых углеводородов включает в себя систему подготовки топлива и когенерационную газотурбинную установку с измененной последовательностью процессов и сжиганием газа при давлении, близком к атмосферному (рис. 1). В технологическую схему подготовки топлива в соответствии с рекомендациями, изложенными в [8—11], включены абсорбер для удаления серосодержащих веществ, сепаратор для удаления механических примесей и капельной жидкости, адсорберы для осушки газа. Предусмотрен подогрев топливного газа в системе подготовки, топливной магистрали и непосредственно перед камерой сгорания ГТУ для предотвращения конденсации тяжелых углеводородов. Подогрев осуществляется выше точки росы наиболее тяжелых углеводородов, но ниже температуры самовоспламенения.

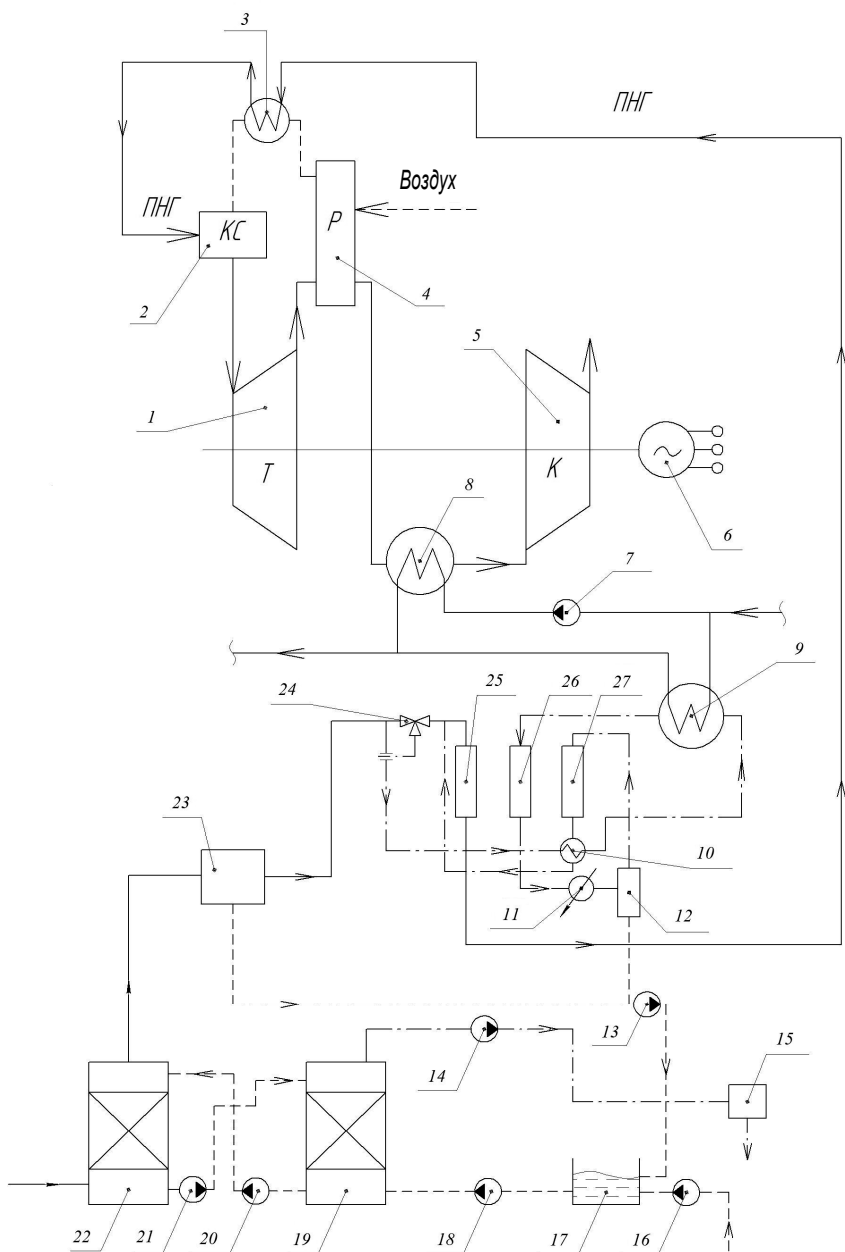


Рис. 1. Схема энерготехнологического комплекса:

1 — газовая турбина; 2 — камера сгорания; 3 — топливоподогреватель; 4 — рекуператор; 5 — компрессор; 6 — электрический преобразователь; 7 — циркуляционный насос; 8, 11 — холодильники; 9 — подогреватель; 10 — теплообменник; 12 — сепаратор; 13 — насос откачки воды; 14 — вакуум-насос; 15 — нейтрализатор сероводорода (Клаус-процесс); 16 — насос; 17 — резервуар с водой; 18 — питательный насос; 19 — десорбер; 20 — насос перекачки воды из десорбера в абсорбер; 21 — насос перекачки воды из абсорбера в десорбер; 22 — абсорбер; 23 — центробежный сепаратор; 24 — регулятор расхода; 25 — адсорбер на стадии осушки; 26 — адсорбер на стадии регенерации; 27 — адсорбер на стадии охлаждения

Теплоту и электроэнергию для системы подготовки топлива генерируют в когенерационной газотурбинной установке, работающей следующим образом. В камеру сгорания 2 поступает воздух из окружающей среды, подогретый в рекуператоре 4, и топливный газ из системы подготовки топлива, предварительно подогретый в топливоподогревателе 3 (см. рис. 1). Давление в камере сгорания 2 немного меньше атмосферного на величину гидравлических потерь при движении воздуха в предшествующих элементах ГТУ. Расширяясь в турбине до давления, значительно ниже атмосферного, горячие продукты сгорания совершают работу, часть которой тратится на привод компрессора 5, а оставшаяся часть — на привод электрогенератора 6. Из турбины 1 продукты сгорания, отдав часть теплоты в рекуператоре 4 воздуху, попадают в газоохладитель 8, затем в компрессор 5, в котором давление рабочего тела повышается до атмосферного, и далее выбрасываются в окружающую среду. Отводимая в газоохладителе 8 теплота передается водой подогревателю 9 системы подготовки ПНГ, а также используется для обогрева производственных помещений, для бытовых нужд на нефтепромыслах. Генератор установки обеспечивает электроэнергией насосные агрегаты энерготехнологического комплекса, электрооборудование, систему освещения.

Максимальное давление в цикле утилизационной газотурбинной установки с измененной последовательностью процессов немного меньше атмосферного, поэтому для подачи попутного газа после третьей ступени сепарации, имеющего большее, чем в камере сгорания ГТУ давление, не требуется дожимной компрессор. Следует отметить, что давление среды от выхода из турбины 1 до входа в компрессор 5 в несколько раз ниже атмосферного и определяется степенью повышения давления в компрессоре, т. е. в отличие от традиционных ГТУ проточная часть установки находится под разрежением.

Проведена оптимизация параметров утилизационной ГТУ с измененной последовательностью процессов на попутных нефтяных газах третьей ступени сепарации. Поскольку состав ПНГ существенно зависит от месторождения, то в качестве примера были рассмотрены нефтеносные районы Западной Сибири. Согласно анализу опубликованных данных, среднее значение расхода попутного газа третьей ступени сепарации, приходящееся на одну скважину, с составом, указанным в таблице, составляет около $7 \text{ нм}^3/\text{ч}$ [12–14]. Низшая теплота сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{p}}$ газа примерно равна 47 МДж/кг (69 МДж/нм^3). При сжигании указанного количества попутного газа выделяется около 134 кВт тепловой энергии, которая может быть частично преобразована утилизационной ГТУ в электрическую энергию и теплоту в виде горячей воды. Сжигание топливного газа с метановым числом 36 происходит в камере сгорания ГТУ при атмосферном давлении, поэтому детонационные процессы отсутствуют (см. таблицу).

Состав попутного нефтяного газа третьей ступени

Компонент	CO ₂	N ₂	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан	Изопентан	н-Пентан	Гексан + высшие
Содержание компонента в газе, % (мас.)	0,6	0,1	20,3	14,0	35,3	6,5	13,9	2,7	3,7	2,9
Содержание компонента в газе, % (об.)	0,4	0,1	41,9	15,4	26,5	3,7	7,9	1,2	1,8	1,1
Точка росы при атмосферном давлении, °С	-78	-95	-162	-89	-42	-2	-1	28	36	69
Температура самовоспламенения, °С	—	—	538	472	466	405		309		233
Метановое число	—	—	100	43	34	10,5	9,5	6,5	5,0	4,5
Метановое число смеси	36									
Опасные концентрации (ГОСТ 12.1.011-8)	—	—	8,2	—	4,2	3,2		2,55		2,5

При численных исследованиях ГТУ варьируемыми параметрами являлись степень повышения давления в компрессоре π_{κ}^* , которую изменяли от 1,5 до 4,5, температура на входе в компрессор ($T_{\kappa, \text{вх}}^* = 300 \dots 523$ К) и турбину ($T_{\kappa}^* = 1073 \dots 1173$ К), степень регенерации ($\sigma_{\text{рег}} = 0,80 \dots 0,86$). Рассмотренные диапазоны изменения параметров обеспечивают приемлемые массогабаритные и стоимостные характеристики утилизационной ГТУ с измененной последовательностью процессов.

Температура рабочего тела при входе в компрессор $T_{\kappa, \text{вх}}^*$ существенно влияет на величину вырабатываемой электрической N_e и тепловой Q мощности утилизационной ГТУ, а также на электрический η_e и суммарный η_{Σ} коэффициенты полезного действия (рис. 2). С увеличением температуры $T_{\kappa, \text{вх}}^*$ все параметры ГТУ существенно уменьшаются. Поэтому в качестве рациональной принята $T_{\kappa, \text{вх}}^* = 300$ К

несмотря на ухудшение в этом случае массогабаритных характеристик газоохладителя.

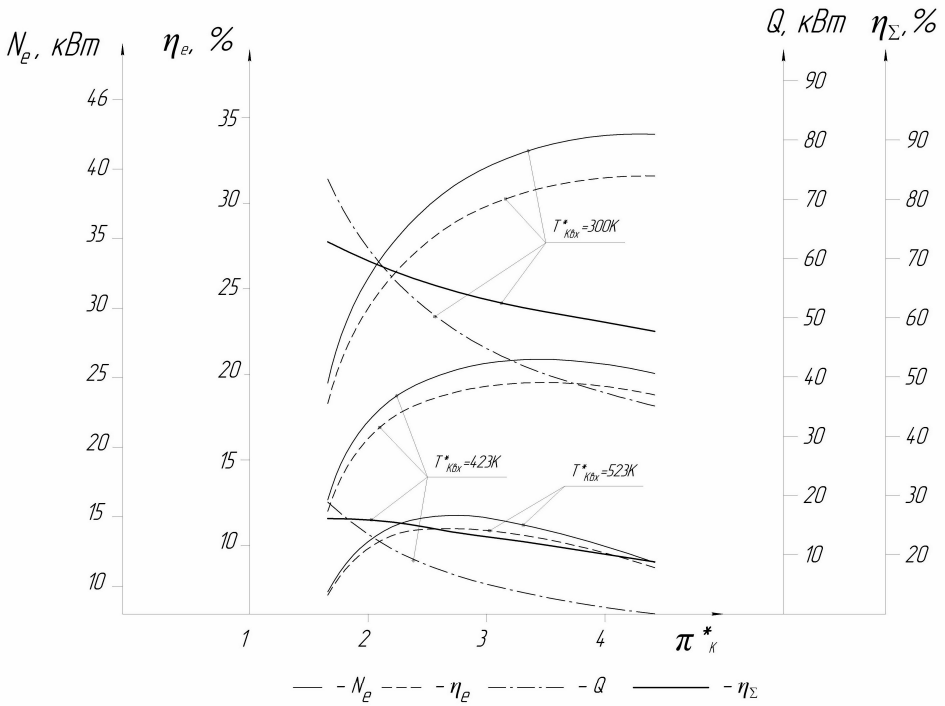


Рис. 2. Зависимость параметров когенерационной ГТУ от температуры рабочего тела перед компрессором $T_{\text{К.ВХ}}^*$ при различных значениях π_k^* ($T_{\text{Г}}^* = 1173 \text{ К}$; $\sigma_{\text{рег}} = 0,8$)

Увеличение степени регенерации во всем рассматриваемом диапазоне изменения значений π_k^* приводит к росту эффективности и мощности установки (рис. 3), однако при этом ухудшаются массогабаритные показатели рекуператора, что ограничило выбранную степень регенерации величиной 0,8. Переход на большие степени повышения давления π_k^* в цикле (примерно до 4,0) увеличивает электрическую мощность N_e и КПД η_e . При этом происходит снижение температуры продуктов сгорания за турбиной $T_{\text{Т}}^*$, а следовательно, и при входе в газоохладитель, что приводит при неизменной температуре $T_{\text{К.ВХ}}^* = 300 \text{ К}$ к уменьшению тепловой мощности Q установки и суммарного КПД η_{Σ} (см. рис. 3).

При повышенных значениях π_k^* давление в рекуператоре и газоохладителе становится низким, примерно в π_k^* раз меньше атмосферного. Размеры теплообменных поверхностей, массы рекуператора и

газоохладителя возрастают. Увеличиваются также размеры проточных частей лопаточных машин, окружные скорости рабочих лопаток (для лопаточных машин радиального типа) или число ступеней (для лопаточных машин осевого типа). С учетом показателей эффективности утилизационной ГТУ и массогабаритных характеристик узлов степень повышения давления принята равной $\pi_k^* = 2,35$, степень регенерации $\sigma_{\text{рег}} = 0,8$, температура на входе в компрессор $T_{\text{к.вх}}^* = 300$ К. Температура на входе в турбину $T_{\text{г}}^*$ выбрана такой, чтобы была возможность выполнить ее неохлаждаемой и тем самым снизить стоимость и увеличить ресурс установки. Для выбранных параметров ГТУ увеличение $T_{\text{г}}^*$ в области умеренных ее значений от 1073 до 1173 К приводит к улучшению всех показателей установки (рис. 4). Электрические КПД и мощность увеличились на 13 %. Температура на входе в турбину принята равной $T_{\text{г}}^* = 1173$ К.

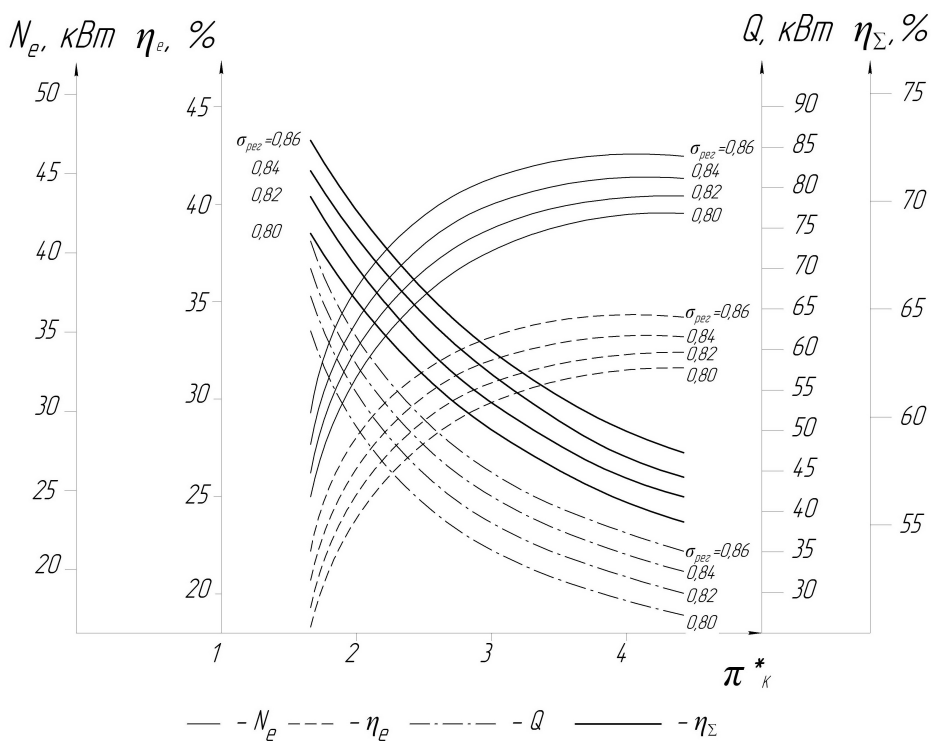


Рис. 3. Влияние степени регенерации $\sigma_{\text{рег}}$ на параметры когенерационной ГТУ при различных значениях π_k^* ($T_{\text{г}}^* = 1173$ К; $T_{\text{к.вх}}^* = 300$ К)

Таким образом в качестве параметров утилизационной установки на попутных нефтяных газах с повышенным содержанием тяжелых углеводородов и с измененной очередностью процессов приняты:

температура рабочего тела на входе в компрессор $T_{к.вх}^* = 300$ К, степень повышения давления в компрессоре $\pi_k^* = 2,35$, степень регенерации $\sigma_{рег} = 0,8$, температура на входе в турбину $T_r^* = 1173$ К. При этих параметрах электрическая мощность $N_e = 35,2$ кВт, тепловая мощность $Q = 54$ кВт, электрический КПД $\eta_e = 26$ %, суммарный КПД $\eta_{\Sigma} = 66$ %. Без рассмотренных выше ограничений по массогабаритным характеристикам узлов при $T_r^* = 1173$ К, $T_{к.вх}^* = 300$ К, $\pi_k^* = 4,0$, $\sigma_{рег} = 0,86$ электрическая мощность увеличивается до 46 кВт, а электрический КПД до 34 %.

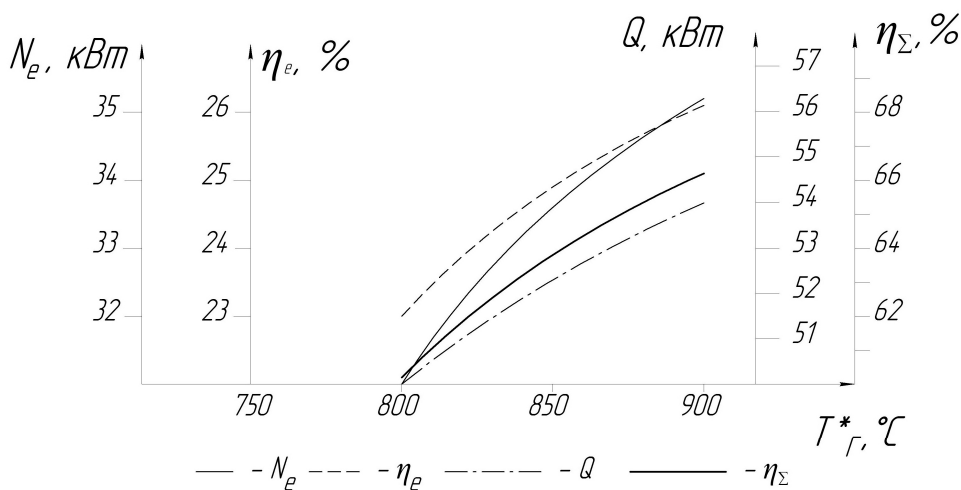


Рис. 4. Зависимость параметров когенерационной ГТУ от температуры продуктов сгорания перед турбиной T_r^* при $\pi_k^* = 2,3$ ($\sigma_{рег} = 0,8$; $T_{к.вх}^* = 300$ К)

Лопаточные машины утилизационной ГТУ могут быть выполнены с различной частотой вращения роторов, которая определяет размеры и эффективность компрессора и турбины, электрогенератора, ресурс подшипниковых узлов, схему преобразования высокочастотного тока до стандартных значений. Учитывая незначительную мощность утилизационной установки и малые приведенные расходы рабочего тела, в качестве компрессора принят компрессор центробежного типа, а турбины — центростремительного. Расчетные исследования в диапазоне изменения значений частот вращения от 30 000 до 50 000 мин^{-1} показали, что при $n = 35\,000$ мин^{-1} лопаточные машины имеют приемлемые размеры и высокое значение КПД. Эта частота вращения принята в качестве расчетной. Центростремительная турбина выполнена с расходом рабочего тела $G_{ГТ} = 0,354$ кг/с, степенью понижения давления $\pi_r = 2,1$. Мощностной КПД турбины $\eta_r = 86,8$ %, наружный диа-

метр рабочего колеса $D_{1т} = 0,245$ м, окружная скорость лопаток на наружном диаметре на входе $u_{1т} = 455$ м/с. Центробежный компрессор имеет одинаковую с турбиной частоту вращения (установка одно-вальная). Степень повышения давления в компрессоре $\pi_k^* = 2,35$, расход рабочего тела $G_{гк} = 0,356$ кг/с, адиабатический КПД компрессора $\eta_k^* = 85,2$ %, наружный диаметр рабочего колеса $d_{2к} = 0,192$ м, окружная скорость концов рабочих лопаток $u_{2к} = 362$ м/с. Для увеличения КПД лопатки рабочих колес загнуты против вращения под углом $\beta_{2л} = 60^\circ$. В связи с более низким давлением в цикле по сравнению с традиционной ГТУ размеры проточной части лопаточных машин возрастают, что повышает газодинамическую эффективность компрессора и турбины ГТУ малой мощности [4, 5], частота вращения ротора уменьшается.

Выводы.

1. Изменение последовательности процессов в газотурбинных установках расширяет возможности утилизации нефтяных газов при более высоком содержании тяжелых углеводородов с низким значением метанового числа. Процесс сжигания топливного газа в камере сгорания осуществляется при атмосферном давлении, в отличие от традиционной ГТУ, при котором практически отсутствуют условия для возникновения детонации.

2. Предложенная схема подготовки попутного нефтяного газа с высоким содержанием тяжелых углеводородов обеспечивает уменьшение концентрации серосодержащих веществ до приемлемого уровня, а также осушку попутного газа. Для устранения конденсации тяжелых углеводородов предусмотрен последовательный подогрев ПНГ с помощью подведения теплоты в пределах системы подготовки газа, топливной магистрали и непосредственно перед камерой сгорания ГТУ. Максимальный подогрев газа на 30° ниже температуры самовоспламенения тяжелых углеводородов.

3. Рациональные параметры утилизационной ГТУ с обратной последовательностью процессов, определенные с учетом технико-экономических показателей, изменяются в диапазоне значений: для степени повышения давления в компрессоре от 2,3 до 3,3, для степени регенерации от 0,80 до 0,86 при температуре продуктов сгорания перед турбиной 1173 К (900 °С), перед компрессором 300 К. Электрический КПД установки изменяется от 25 до 33 %, суммарный КПД с учетом вырабатываемой теплоты — от 60 до 67 %. Давление ПНГ всегда выше, чем давление газов в камере сгорания ГТУ, поэтому отпадает необходимость в дожимном компрессоре.

4. Утилизационные газотурбинные установки малой мощности (несколько десятков киловатт) с измененной последовательностью процессов и максимальным давлением в цикле, равным атмосферному, имеют высокую газодинамическую эффективность процессов сжатия

и расширения из-за увеличенных размеров проточной части лопаточных машин, а также пониженную частоту вращения ротора. Компрессоры выполняют центробежными, а турбины — центростремительными и неохлаждаемыми, рекуператоры — пластинчатыми, водяные газоохладители — трубчатыми с оребрением по газовой стороне.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бетлинский В.Ю., Жердецкий Р.А. У нефтяников есть энергичный попутчик — попутный нефтяной газ для электростанций нефтяных месторождений // Турбины и дизели. 2006. Май — июнь. С. 4–8.
2. Агапов Р.В., Калинин А.Н. 6 МВт на попутном нефтяном газе // Турбины и дизели. 2008. Сентябрь — октябрь. С. 36–41.
3. Макаревич В., Джапаридзе Н. Строительство ГТЭС малой мощности с использованием попутного нефтяного газа // Газотурбинные технологии. Май — июнь. 2003. С. 16–19.
4. Осипов М.И., Тумашев Р.З., Моляков В.Д. ГТУ малой мощности на топливных газах низкого давления с измененной очередностью процессов термодинамического цикла // Междунар. научно-практическая конф. “Малая энергетика — 2003”: Труды. Обнинск, 2003. С. 340–343.
5. Осипов М.И., Тумашев Р.З., Моляков В.Д. Усовершенствование ГТУ малой мощности при использовании топливных газов низкого давления // Междунар. научно-практическая конф. “Малая энергетика — 2004”: Труды. М., 2004. С. 113–116.
6. Ильина М.Н. Требования к подготовке попутного нефтяного газа для малой энергетики // Изв. Томского политехнич. ун-та. Энергетика. Томск, 2007. Т. 310. № 2. С. 167–171.
7. Особенности сжигания попутного нефтяного газа в газотурбинных установках / Б.А. Рыбаков, В.Д. Буров, Д.Б. Рыбаков, К.С. Трушин // Турбины и дизели. 2008. Май — июнь. С. 2–8.
8. Справочник по пыле- и золоулавливанию / М.И. Биргер, А.Ю. Вальдберг, Б.И. Мягков; под ред. А.А. Русанова. М.: Энергоатомиздат, 1983. 312 с.
9. Рамм В.М. Абсорбция газов. М.: Химия, 1976. 656 с.
10. Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П. Переработка нефтяных и природных газов. М.: Химия, 1981. 472 с.
11. Гумеров А.Г. Утилизация нефтяного попутного газа. Уфа: ИПТЭР, 2010. 111 с.
12. Обзор деятельности и основные финансовые показатели 2010. Вперед в будущее. URL.: http://annual-report-2010.tnk-bp.ru/ru/exploration_and_production/upstream/
13. Отчет о деятельности 2010: Разработка месторождений и добыча нефти: ОАО “Лукойл”. URL.: http://www.lukoil.ru/materials/images/Oil_production/2011
14. <http://www.krspolar.ru/press/publications/3>

Статья поступила в редакцию 26.09.2012