УДК 621.398

КОМПЛЕКСНОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

В.А.ЛЕБЕДЕВ, *канд. техн. наук, профессор, teplot_energiy@spmi.ru*
Е.Л.ЛЕУШЕВА, *канд. техн. наук, ассистент, leusheva.ekaterina@mail.ru*
В.А.МОРЕНОВ, *аспирант, morenov@spmi.ru*
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург, Россия

Рассмотрены проблемы комплексного энергоснабжения процесса строительства скважин в осложненных климатических условиях. Предложен вариант утилизации попутного нефтяного газа в электроагрегатах для энергообеспечения буровых работ. Представлена методика расчета теплопотерь технологических объектов и требуемой тепловой мощности для поддержания рабочей температуры. Разработана когенерационная схема, позволяющая осуществлять одновременное электро- и теплоснабжение потребителей нефтяных месторождений путем использования попутного нефтяного газа в качестве топлива для энергогенерирующих агрегатов.

***Ключевые слова*:** электроснабжение, теплоснабжение, бурение, попутный нефтяной газ, нефтепромысел, когенерация, микротурбины.

Энергоснабжение при бурении скважин на нефтяных и газовых месторождениях в сложных климатических условиях характеризуется повышенными потребностями электрической и тепловой энергии. Энергетические затраты на теплоснабжение производственных объектов, технологических и бытовых помещений могут в несколько раз превышать расход электрической энергии на привод бурового оборудования. При разработке месторождений в районах Крайнего Севера отопление потребителей должно производиться круглогодично, а в зимний период с повышенной интенсивностью и для большего количества объектов. В то же время, участились случаи нарушений электроснабжения в единой энергосистеме, увеличились тарифы на электроэнергию, выросла стоимость строительства линий электропередач, ухудшилось качество электроэнергии [1]. Удовлетворение нужд производства за счет использования централизованной энергосистемы в большинстве случаев экономически нецелесообразно по причине значительной удаленности строящихся объектов от существующих линий электропередач. Для энергоснабжения объектов как поискового, так и эксплуатационного бурения в большинстве случаев используются локальные электротехнические комплексы на базе дизель-генераторных установок (ДГУ). Теплоснабжение обеспечивается теплоэлектронагревателями и индивидуальными печами, которые увеличивают стоимость производимой энергии.

Проведенные исследования геологоразведочных работ в экстремальных условиях северо-восточных районов и Якутии [2] показали, что расход топлива на отопление здания буровой и буферной емкости для бурового раствора соответствует средней тепловой мощности 50-60 кВт, что обычно сопоставимо с количеством электрической энергии, затрачиваемой на работу бурового оборудования. В то же время при бурении нефтяных и газовых скважин затраты электрической энергии в десятки раз выше, чем при проведении геологоразведочных работ. Из-за большого количества производственных и бытовых помещений требуемый объем тепловой энергии может в несколько раз превышать потребности в электричестве. В связи с увеличением электрических и тепловых мощностей для энергоснабжения целесообразно применять более эффективные газогенераторные установки вместо дизельных электростанций, отличающихся высоким расходом дорогостоящего дизельного топлива.

Вместе с тем, разработка нефтяных месторождений сопровождается значительными объемами добычи попутного нефтяного газа (ПНГ). ПНГ – ценное сырье для нефтехимической отрасли и важный ресурс в энергетике, однако в большинстве случаев основная его часть сжигается в факелах. В то же время, введенные повышенные штрафы за сверхнормативное сжигание ПНГ вынуждают нефтегазовые компании более рационально подходить к вопросам утилизации. В Постановлении правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. № 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и рассеивании попутного нефтяного газа» определятся обязательная утилизация попутного нефтяного газа при разработке месторождений в 95 %. Поэтому при кустовом способе разработки группы скважин для осуществления тепло- и электроснабжения целесообразно применять газовые энергогенерирующие установки, функционирующие на ПНГ, получаемом от введенных в эксплуатацию скважин. Также необходимо учитывать хроматографический состав газа индивидуальных скважин и его число Воббе (см. таблицу) для обеспечения безаварийной работы узлов энергоагрегатов и определения возможности взаимозаменяемости топлива [4].

Хроматографический состав и параметры ПНГ различных месторождений

Состав	Параметры										
	Метан	ПНГ 1	ПНГ 2	ПНГ 3	ПНГ 4	ПНГ 5	ПНГ 6	ПНГ 7	ПНГ 8	ПНГ 9	ПНГ 10
Метан CH_4, %	100	76,39	74,33	83,47	66,85	73,3	84,65	75,87	92,37	82,18	89,93
Этан C_2H_6, %	0	6,46	7,99	3,10	6,42	10,19	2,51	14,04	4,74	5,89	2,95
Пропан C_3H_8, %	0	7,82	8,23	4,78	12,06	9,62	5,13	6,093	0,77	7,19	3,95
Изобутан i-C_4H_{10}, %	0	1,62	1,56	1,14	2,65	0,96	1,31	0,76	0,02	0,75	0,91
Н-бутан N-C_4H_{10}, %	0	2,63	3,23	2,07	5,37	2,25	2,73	1,39	0,02	1,30	0,15
Пентан C_5H_{12}, %	0	1,20	0,84	1,09	1,77	0,69	1,32	0,56	0,002	0,49	0,62
Гексаны и выше C_6H_{14}, %	0	0,74	0,22	0,65	0,24	0,34	0,46	0,24	0	0,22	0,35
Двуокись углерода CO_2, %	0	1,15	1,60	2,77	2,62	0,8	0,21	0,12	0,37	0,69	0,67
Азот N_2, %	0	1,99	2,00	0,93	2,00	1,85	1,61	1,13	1,64	1,29	0,5
Влагосодержание H_2O, %	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Плотность при 0 °С (273,15 К), кг/м^3	0,72	1,02	1,03	0,95	1,17	1,02	0,94	0,96	0,77	0,924	0,85
Низшая теплота сгорания, МДж/нм^3	35,88	47,25	47,08	43,19	52,43	47,45	44,62	45,87	36,97	43,65	40,73
Низшая теплота сгорания, МДж/кг	50,06	46,14	45,73	45,37	44,75	46,57	47,45	47,78	47,95	47,27	48,10
Число Воббе WI, МДж/нм^3	48,19	53,09	53,76	50,33	55,08	53,45	52,32	53,23	47,88	47,88	50,33
Теоретический объем воздуха $V_р$, нм^3/нм^3	9,52	12,14	12,27	11,30	13,57	12,38	11,66	12,00	9,78	11,44	10,72

Наиболее эффективным способом эксплуатации газогенераторных установок является режим когенерации – одновременное производство электроэнергии и тепла (рис.1) [7].

Для утилизации попутного нефтяного газа в качестве энергоносителя возможно использовать газотурбинные установки (ГТУ) или газопоршневые агрегаты (ГПА). При выборе установок необходимо учитывать комплексные параметры эксплуатации энергетического комплекса, такие как номинальная мощность единичной установки $P_{ном}$, коэффициент технического использования $K_{ти}$, коэффициент загрузки установки $K_з$ и коэффициент, учитывающий потери тепловой мощности с уходящими выхлопными газами $K_{вг}$. Номинальная мощность устанавливается паспортом установки. Коэффициент технического

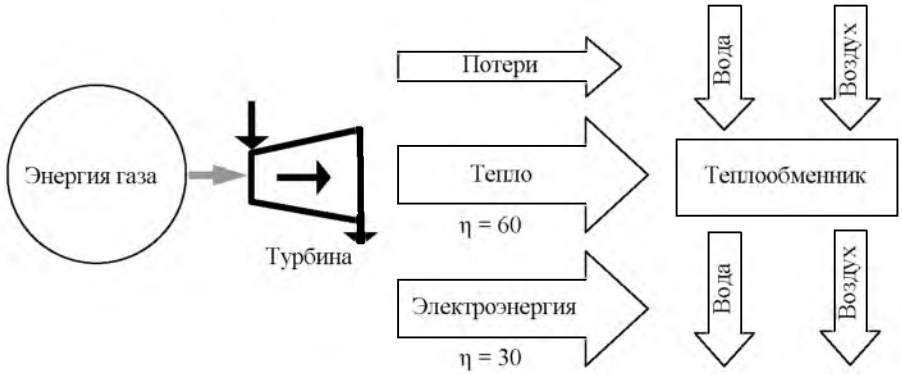


Рис.1. Схема процесса когенерации

использования определяется отношением времени рабочего состояния агрегата к времени рабочего состояния с учетом простоев и ремонтов. Коэффициент загрузки установки показывает фактический уровень вырабатываемой энергии (исходя от номинальной мощности). Коэффициент, учитывающий потери тепловой мощности с уходящими выхлопными газами, меняется в зависимости от конфигурации теплообменного аппарата.

Опыт эксплуатации ГТУ и ГПА нефтяными компаниями показал, что ГТУ обладают более высоким коэффициентом выработки тепловой энергии на 1 кВт произведенной электрической энергии, поэтому их применение является наиболее рациональным.

Тепловая мощность когенерации может быть определена по формуле

$$Q_{\text{ког}} = KnP_{\text{ном}}K_{\text{ти}}K_{\text{з}}K_{\text{вг}}, \quad (1)$$

где K – коэффициент выработки тепловой энергии на 1 кВт произведенной электрической энергии, для ГТУ $K = 2$, для ГПА $K = 1{,}5$; n – количество установок, находящихся в работоспособном состоянии.

Среди других достоинств ГТУ в данных условиях можно отметить широкий диапазон рабочих режимов, производительность, экологичность. Последней разработкой в области ГТУ являются микрогазотурбинные электроагрегаты (МГТЭА). Коэффициент полезного действия при генерации электричества таких машин достигает 35 %, что сравнимо со значениями дизельных и газопоршневых агрегатов [6].

В условиях низких температур атмосферного воздуха и высокой скорости ветра достаточное теплоснабжение необходимо как для обеспечения технологического процесса, а именно подогрева промывочной жидкости, так и для создания комфортных условий труда бригады бурильщиков. Одним из основных параметров теплового режима буровой вышки являются теплопотери. Конструкция бурового здания непосредственно влияет на количество тепла, рассеиваемого в окружающую среду. При эксплуатационном бурении применяют вышки высотой 53-54 м сборно-щитовой и каркасной конструкции.

Отличительной чертой работ в условиях Крайнего Севера является обшивка буровой вышки по периметру слоем брезента или рубероида. В конструкциях присутствуют технологические отверстия, общая площадь которых обычно составляет около 2 м^2. Основание вышки выполнено в виде площадки 10×10 м, в передней и задней гранях вышек имеются ворота высотой 10,5-12 м, состоящие из двух полураскосов. Из-за этих структурных особенностей большая часть теплопотерь в здании буровой будет приходиться на инфильтрацию холодного воздуха через технологические проемы и отверстия, а также на потери теплоты через изолирующие конструкции.

Теплопотери через отдельные изолирующие конструкции определяются как [2, 5]:

$$Q_{\text{осн}} = \sum_{i}^{n} (K_i F_i)(t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}) n_i \,, \tag{2}$$

где K_i – коэффициент теплопередачи ограждения, Вт/(м^2·К); F_i – площадь отдельных ограждений, м^2; $t_{\text{вн}}$ – температура внутри помещения, К; $t_{\text{н}}$ – расчетная температура наружного воздуха, К; n_i – поправочный коэффициент к расчетной разности температур.

Потери на инфильтрацию холодного воздуха можно определить по формуле:

$$Q_{\text{ин}} = \sum_{i=1}^{n} l_i amc(t_{\text{в}} - t_{\text{н}}) + \omega S \rho c(t_{\text{в}} - t_{\text{н}}) \,, \tag{3}$$

где l_i – протяженность i-й щели, м; a – коэффициент, учитывающий время работы с открытыми технологическими проемами в течение смены, если проемы открыты не более 15 мин в смену, величина теплопотерь определяется как инфильтрация через щели с введением коэффициента $a = 3$ [3]; m – количество воздуха, проникающего через 1 м длины проема, кг/с; c – теплоемкость воздуха при температуре наружного воздуха, Дж/(м^2·К); ρ – плотность воздуха при температуре наружного воздуха, кг/м^3; ω – скорость потока воздуха, проникающего через технологические проемы, м/с; S – площадь сечения технологических проемов, м^2; $t_{\text{в}}$, $t_{\text{н}}$ – температура внутреннего и наружного воздуха, К.

Значительное количество теплоты также требуется для поддержания рабочей температуры бурового раствора. Несоблюдение теплового режима циркуляции может привести к льдообразованию на стенках скважины и появлению ледяных пробок в элементах обвязки. Поэтому необходимо обеспечивать подогрев бурового раствора в приемной емкости с учетом температуры окружающей среды. Необходимая тепловая мощность будет определяться количеством теплопотерь приемной емкости с раствором. При этом для расчетов устанавливается стационарная модель рассматриваемой системы, температура внутри емкости по всему объему принимается постоянной. Таким образом, удельную потерю теплоты в приемной емкости можно определить по формуле

$$Q_{\text{пе}} = \sum_{i=1}^{n} \frac{\lambda(t_{\text{т}} - t_{\text{о}})}{d_i} \,, \tag{4}$$

где λ – коэффициент теплопроводности материала емкости, Вт/(м·К); $t_{\text{т}}$ – температура теплоносителя внутри емкости, К; $t_{\text{о}}$ – температура воздуха в помещении приемной емкости, К; d – толщина i-й стенки емкости, м.

С учетом необходимой тепловой мощности для обеспечения функционирования бурового комплекса возможно создание когенерационного энерготехнологического комплекса на базе МГТЭА, позволяющего обеспечить энергетические нагрузки потребителя и снизить себестоимость производства энергии. В результате была разработана схема энергоснабжения производственных объектов при кустовом бурении с утилизацией тепла выхлопных газов ГТУ (рис.2).

Схема энергоснабжения работает следующим образом. МГТЭА I генерирует электрическую энергию для питания оборудования буровой. Выхлопные газы газовой турбины 1, имеющие высокую температуру, попадают в теплообменник 2 и отдают часть своего температурного потенциала воздуху, циркулирующему в системе воздушного отопления 4 за счет вентилятора 3. Нагретый воздух, попадая в здание буровой II, посредством конвекторов повышает температуру воздуха в рабочей зоне. Выхлопные газы после теплообменника, все еще имеющие достаточный температурный потенциал, попадают в змеевик 5, находящийся в буферной емкости III для бурового раствора, нагревая рабочий флюид.

Рассмотрим возможные теплопотери и потери на инфильтрацию холодного воздуха на примере буровой вышки ВБ-53-320, состоящей из девяти секций, с размерами верхнего

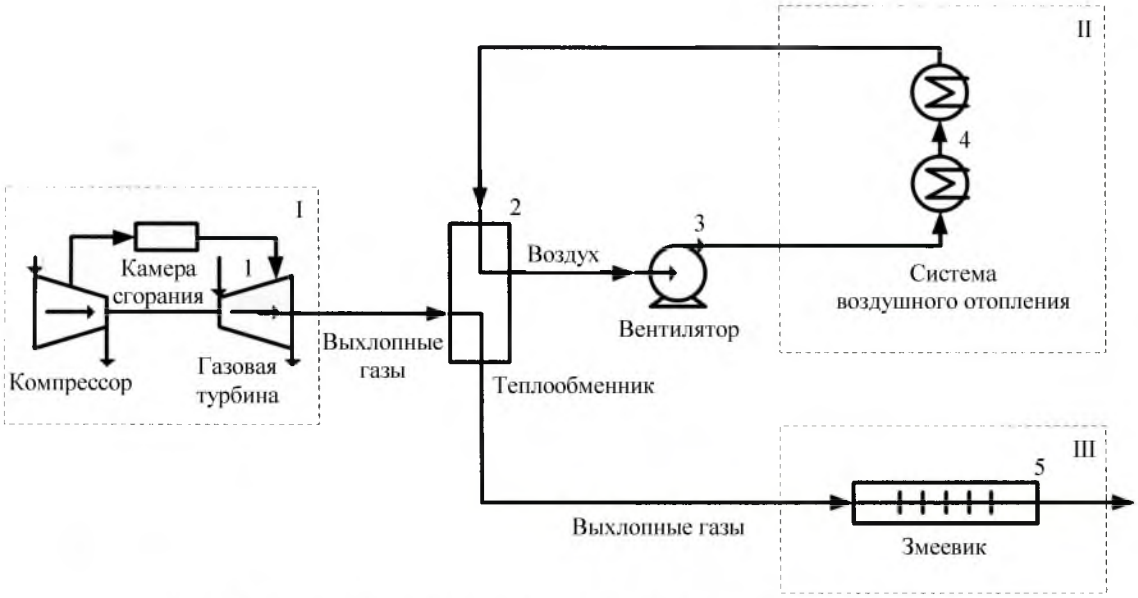


Рис.2. Принципиальная схема энергоснабжения производственных объектов

основания 2×2 м, нижнего – 10×10 м. Обшивка рабочей зоны производится изолирующими панелями на высоту 8 метров от пола нижнего основания. Для расчета возможных теплопотерь примем следующие значения параметров: температура наружного воздуха –20 °С (253,15 К), при этом температура рабочей зоны для холодных условий должна составлять не менее +10 °С (283,15 К), скорость холодного воздуха, проникающего в рабочую зону, 2 м/с, общая площадь технологических проемов 2 м^2. При определении теплопотерь емкости с раствором объемом 50 м^3 (рассчитан для скважины глубиной 2000 м) рассмотрим в качестве материала углеродистую сталь (коэффициент теплопроводности 50 Вт/(м·К) с толщиной стенки 7 мм, а температуру воздуха в помещении приемной емкости примем равной 0 °С (273,15 К).

Теплопотери через отдельные изолирующие конструкции (обшивка рабочей зоны), рассчитанные по формуле (2), составляют 30 кВт, потери на инфильтрацию холодного воздуха по формуле (3) – 1105 кВт. При расчете по формуле (4) получаем, что для емкости с раствором теплопотери через стенки и днище емкости составляют 7 кВт без учета теплопотерь через открытую верхнюю часть емкости. Таким образом, сумма теплопотерь для буровой вышки и емкости равна 1142 кВт. При этом нужно учитывать необходимость обогрева блока приготовления и очистки бурового раствора, различных технических, подсобных и жилых помещений. В связи с этим количество необходимой тепловой энергии может возрасти в 1,5-2 раза [2].

Мощность привода бурового оборудования при различных глубинах строительства скважин:

Глубина бурения, м	До 2000	До 5000	Более 5000
Класс буровой установки	3	7	9
Электрическая мощность бурового оборудования, кВт	До 1100	До 2200	До 3400

Для электроснабжения потребителей при проведении буровых работ могут использоваться три типа энергоустановок:

Параметры	ДГУ Cummins C1400D5	ГПА FG Wilson PG1250B	МГТЭА Capstone 1000
Электрическая мощность, кВт	1000	1000	1000
Тепловая мощность, кВт		1363	2000
КПД по электричеству, %	40,9	38	33
Расход топлива, л/ч (дизельное топливо), м³/ч (газ)	196 (дизельное топливо, 75 % нагрузки)	276 (газ)	325 (газ)

При комплексном обеспечении буровых работ электрической и тепловой энергией наиболее эффективным видом энергоагрегатов являются ГТУ и МГТЭА, которые в условиях работы на ПНГ отличаются более стабильной и надежной работой. Так, при использовании шести микротурбин фирмы «Capstone» номинальной мощностью по 200 кВт генерируется более 1 МВт электроэнергии и более 2 МВт тепловой энергии, что достаточно для обеспечения процесса бурения скважин глубиной до 2000 м при кустовом способе разработки месторождения.

Выводы

В результате реализации схемы комплексного энергоснабжения попутный нефтяной газ может быть эффективно утилизирован для повышения энергоэффективности процессов кустового бурения. Применение ГТУ в электротехническом комплексе позволяет наиболее полно и эффективно использовать потенциал первичного энергоносителя, что уменьшает себестоимость получения энергии и повышает экологичность ее производства. Внедрение автономных когенерационных энергоагрегатов актуально для районов, удаленных от линий централизованного электрообеспечения, при этом имеющих значительную потребность в тепловой энергии.

Исследования проводились в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых – кандидатов наук МК-4410.2015.5.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Игнатьев М.* Самоэнергообеспечение становится одной из самых актуальных отраслевых задач // Нефтегазовая вертикаль. 2004. № 5. С.72-74.

2. *Лимитовский А.М.* Энергообеспечение технологических потребителей геологоразведочных работ / А.М.Лимитовский, М.В.Меркулов, В.А.Косьянов. М.: ИПЦ «Маска», 2008. 135 с.

3. *Лимитовский А.М.* Электро- и теплоснабжение геологоразведочных работ / А.М.Лимитовский, А.Ю.Марков, М.В.Меркулов. М.: Недра, 1988. 150 с.

4. Особенности сжигания попутного нефтяного газа в газотурбинных установках / Б.А.Рыбаков, В.Д.Буров, Д.В.Рыбаков, К.С.Трушин // Турбины и дизели. 2008. № 5-6. С.2-8.

5. Разведочное бурение / А.Г.Калинин, О.В.Ошкордин, В.М.Питерский, Н.В.Соловьев. М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. 748 с.

6. *Boyce M.H.* Gas turbine engineering handbook. Elsevier inc., 2012, p.993.

7. *San Martin J.I.* Trigeneration systems with fuel cells. Research Paper, retrieved 18 April, 2011. p.1-6.

REFERENCE

1. *Ignatiev M.* Samoenergoobespechenie stanovitsya odnoi iz samykh aktual'nykh otraslevykh zadach (*Energy self-sufficiency is becoming one of the urgent tasks in the industry*). Neftegazovaya Vertikal'. 2004. N 5, p.72-74.

2. *Limitovsky A.M., Merkulov M.V., Kosyanov V.A.* Energoobespechenie tekhnologicheskikh potrebitelei geologorazvedochnykh rabot (*Energy supply to technological consumers of geological surveys*). Moscow, IPC «Maska». 2008, p.135.

3. *Limitovsky A.M., Markov A.U., Merkulov M.V.* Elektro- i teplosnabzhenie geologorazvedochnykh rabot (*Electric and heat supply of geological prospecting*). Moscow, Nedra. 1988, p.150.

4. *Rybakov B.A., Burov V.D., Rybakov D.B., Trushin K.S.* Osobennosti szhiganiya poputnogo neftyanogo gaza v gazoturbinnykh ustanovkakh (*Peculiarities of associated petroleum gas burning in gas turbine units*). Turbiny i dizeli. 2008. N 5-6, p.2-8.

5. *Kalinin A.G., Oshkordin O.V., Pitersky V.M., Solovyev N.V.* Razvedochnoe burenie (*Exploration drilling*). Moscow, Nedra-Biznescentr. 2000, p.748.

6. *Boyce M.H.* Gas turbine engineering handbook. Elsevier inc., 2012, p.993.

7. *San Martin J.I.* Trigeneration systems with fuel cells. Research Paper, retrieved 18 April, 2011, p.1-6.

COMPLEX POWER SUPPLY AT WELL DRILLING IN COMPLICATED CLIMATE CONDITIONS

V.A.LEBEDEV, *PhD in Engineering Sciences, Professor, teplot_energiy@spmi.ru*
E.L.LEUSHEVA, *PhD in Engineering Sciences, Assistant Lecturer, leusheva.ekaterina@mail.ru*
V.A.MORENOV, *Postgraduate student, morenov@spmi.ru*
National Mineral Resources University (Mining University), St Petersburg, Russia

The article deals with the problems of complex power supply of the well construction process in adverse climatic conditions. An option of associated petroleum gas utilization in power units for drilling operations is offered. The method of calculating heat losses of technological objects and required heating capacity for maintaining working temperature is given. A combined heat and power scheme enabling simultaneous electric and heat supply of oilfield objects with the use of associated petroleum gas as an energy source for power generation units is developed. Implementation of such a scheme guarantees power structure functioning without downfalls of produced energy during the year, thus maintaining high efficiency of overall power generation.

***Key words*:** electric supply, heat supply, drilling, associated petroleum gas, oilfield, combined heat and power, microturbines.