



Анализ мероприятий по энергосбережению при эксплуатации нефтяного месторождения

Рецензия эксперта на статью получена 08.07.2019 [Expert review on the article received on July 8, 2019].

Важнейшим приоритетным направлением энергетической политики Российской Федерации является рациональное использование и экономия энергии (или «энергосбережение», как принято называть этот процесс в России). Выбор основных направлений деятельности в области энергосбережения, а также разработка и внедрение энергосберегающих мероприятий (программ энергосбережения) для любого промышленного предприятия возможны только на основе анализа фактического состояния эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), определения потенциала энергосбережения с учётом условий функционирования основных технологических объектов. Такие данные можно получить различными способами, однако наиболее полными и объективными являются результаты, полученные в ходе проведения энергетических обследований (энергоаудитов) предприятий [1].

Объектом настоящего обследования является месторождение по добыче нефти (посёлок Харьяга, Ненецкий автономный округ). Среднегодовая температура воздуха местности — $-3,4^{\circ}\text{C}$. Специфика энергопотребления обследуемого объекта заключается в необходимости постоянного использования электрической и тепловой энергии для обеспечения технологического процесса и жизнеобеспечения работающего персонала. Поэтому

необходимость оценки эффективности использования энергоресурсов для обследуемого объекта весьма актуальна.

Основное направление деятельности объекта — разработка и добыча нефти Харьягинского месторождения, подготовка и транспортировка товарной нефти, а также получение попутного нефтяного газа. В состав месторождения входят фонд скважин, система промысловых трубопроводов и пункт сбора нефти.

Специфика энергопотребления обследуемого объекта заключается в необходимости постоянного использования тепловой и электроэнергии для обеспечения процесса и жизнеобеспечения работающего персонала

В зависимости от величины пластового давления, свойств нефти, содержания в ней воды, газа, механических примесей, коллекторских свойств пласта и т.д. способы эксплуатации нефтяных скважин подразделяются на фонтанный, газлифтный и насосный [2]. На данном предприятии преобладает насосный метод добычи нефти, а именно — способ эксплуатации, при котором нефть поднимается из скважины механизированным способом с помощью насосов.

УДК 62-608:697. Научная специальность: 05.23.03.

Анализ мероприятий по энергосбережению при эксплуатации нефтяного месторождения

В. М. Уляшева, д.т.н., профессор; **Н. С. Пономарев**, к.ф.-м.н., доцент, Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет (СПбГАСУ)

Представлены обобщённые характеристики энергоэффективности обследуемого объекта. Проведена оценка состояния систем энергетического обеспечения объекта. Приведены результаты тепловизионного контроля потерь при генерации теплоты и трансмиссионных потерь через наружные ограждения зданий. Показан баланс потребления топливно-энергетических ресурсов. Выполнен анализ технических и экономических показателей отдельных потенциальных мероприятий по энергосбережению.

Ключевые слова: энергосбережение, нефтяное месторождение, энергоаудит, потребление теплоты.

UDC 62-608:697. The number of scientific speciality: 05.23.03.

Analysis of energy saving measures during oil field operation

V. M. Ulyasheva, Doctor of Technical Sciences, Professor; **N. S. Ponomarev**, PhD, Associate Professor, St. Petersburg State University of Architecture and Civil Engineering (SPbGASU)

The generalized characteristics of the surveyed object are presented. Assessment of the energy supply systems state of the facility was carried out. The results of thermal imaging control of losses during heat generation and transmission losses through external fences of buildings are presented. The balance of fuel and energy resources consumption is shown. The analysis of technical and economic indicators of individual potential energy saving measures has been performed.

Keywords: energy saving, oil field, energy audit, heat consumption.

Со скважин нефтесодержащая жидкость (НСЖ) поступает на замерные установки, затем подаётся на дожимные насосные станции, где осуществляется первая ступень сепарации. Дегазированная жидкость подаётся насосами на центральный пункт сбора для обработки на последующих ступенях сепарации. Попутный нефтяной газ (ПНГ) со всех ступеней сепарации подаётся на узел осушки газа, а затем на газотурбинные установки электростанции [3–5]. Нефть поступает в товарный парк и далее к магистральным трубопроводам.

Система учёта котельно-печного топлива представляет совокупность измерительных комплексов, осуществляющих учёт расхода попутного нефтяного газа и дизельного топлива на нужды электростанции, котельных и печей.

Основными потребителями топливно-энергетических ресурсов на предприятии являются: оборудование скважинного фонда, комплекс подготовки товарной нефти и насосное оборудование внешнего транспорта нефти. Долевое распределение потребления ТЭР в натуральном выражении за год следующее: 95 % потребляемых ТЭР приходится на электроэнергию и 5 % — на дизельное топливо (ДТ).

Основное потребление электрической энергии в общем балансе составляет электроэнергия от собственного источника генерации — 85 %.

Электрическая энергия на объектах предприятия расходуется по следующим направлениям: механизированная добыча, внешний транспорт, система поддержания пластового давления (ППД), электрообогрев трубопроводов, добыча воды и прочее.

Основное потребление электроэнергии осуществляется на добычу нефти механизированным способом — 29 %, система ППД составляет 22 %, также крупным потребителем электроэнергии является «скин-система» (электрообогрев трубопроводов), составляющая 21 % от общего потребления.

Расход дизельного топлива (ДТ) осуществляется по следующим направлениям: электростанция (выработка элек-

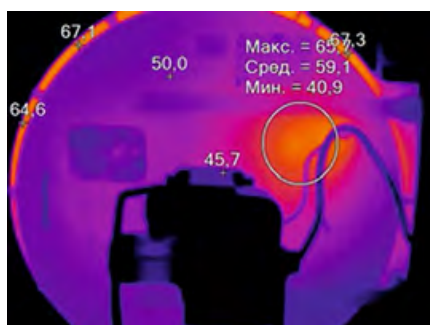


Рис. 1. Результаты тепловизионного обследования торцевой стенки

троэнергии), автомобильный транспорт и котельные для выработки тепловой энергии на нужды отопления и горячего водоснабжения (ГВС).

Система теплоснабжения предприятия предназначена для отопления и горячего водоснабжения зданий и сооружений. В качестве теплоносителя используется горячая вода. Местные системы отопления, вентиляции и ГВС присоединены к тепловым сетям по независимой схеме. Теплоснабжение объектов осуществляется от собственного источника тепловой энергии — водогрейной котельной и местных электроотопительных приборов. Электронагревательные приборы установлены в помещениях зданий на удалённых от котельной объектах. Приборы оборудованы регуляторами мощности. Основным топливом на котельной

служит дизельное топливо. Прокладка тепловых сетей — надземная. Теплоизоляционная конструкция теплопроводов на площадках состоит из слоя минеральной ваты и покровного слоя из оцинкованного железа.

Для оценки энергоэффективности работы котельных агрегатов (КА) в процессе инструментального обследования предприятия производились измерения рабочих параметров. Результаты инструментальных измерений КА №2 представлены в табл. 1. Как показывают результаты исследований, недостатком генерации теплоты является малый перепад температур на выходе и входе в котёл.

Для определения потерь тепловой энергии через обмуровку котлоагрегатов произведена тепловизионная съёмка, некоторые результаты которой представлены на рис. 1. Максимальная температура на поверхности достигает +68 °С.

Тепловизионное обследование наружных поверхностей котельных агрегатов выявило превышение нормативных значений температуры [7], что ведёт к увеличению потерь теплоты в окружающую среду. Этим в определённой степени объясняется низкая температура воды на выходе из котла. Для решения данной проблемы необходимо использовать соответствующую тепловую изоляцию, обеспечивающую нормативную температуру наружной поверхности.



Результаты инструментальных измерений КА №2

табл. 1

Параметр	Значение
Давление воды после котла, кгс/м ²	3,3
Температура воды на входе в котел, °С	65,1
Температура воды на выходе котла, °С	69,5
Анализ уходящих газов после котла	
Температура внутреннего воздуха $T_{в}$, °С	24,4
Температура уходящих газов $T_{дг}$, °С	114,2

Параметр	Значение
Коэффициент избытка воздуха α	1,30
Содержание в уходящих газах	
O ₂ , %	5,09
CO, ppm	1,0
CO ₂ , %	11,7
NO _x , ppm	56

Существенные потери тепловой энергии наблюдаются также через наружные стены административно-бытового корпуса (АБК) и вахтового жилого корпуса (ВЖК). При температуре наружного воздуха –9,4 °С на всех наружных конструкциях сооружений наблюдалась положительная температура, а на поверхности оконных проёмов температура достигала +8,3 °С.

Для определения соответствия фактической температуры воздуха внутри зданий нормативному значению в рамках инструментального обследования были произведены суточные измерения температуры внутреннего воздуха. По данным измерений, температура воздуха внутри помещений составляет: АБК — 21–24 °С; ВЖК — 24–26 °С.

Практически во всех помещениях АБК и ВЖК наблюдались повышенные температуры воздуха, не соответствующие требованиям нормативных документов, в частности [8]. Повышенное потребление тепловой энергии приводит к перерасходу котельно-печного топлива.

Таким образом, в направлении снижения трансмиссионных потерь и обеспечения нормируемых параметров микроклимата могут быть предложены энергосберегающие мероприятия, такие как обеспечение нормируемых теплозащитных характеристик объектов и установка в тепловых пунктах автоматики с полным регулированием.

Для поддержания температуры продукта, защиты от замораживания и для стартового разогрева магистральных трубопроводов на предприятии внедрена индукционно-резистивная система (скин-эффект). Скин-эффект позволяет обеспечить обогрев трубопровода длиной до 30 км с подачей электропитания с одного конца, без сопроводительной сети. На момент энергетического обследования данная система является наиболее энергоэффективным и безопасным решением. Кабельные системы обогрева оснащены автоматизированными системами управления, которые по заданному алгоритму поддерживают выбранный режим. Поддержание требуемой температуры нефти в трубопроводе находится в диапазоне температур от 40 до 45 °С, воды — не менее +10 °С. Выбранный диапазон температур позволяет: успешно компенсировать тепловые потери с целью обеспечения стабильного протекания технологического процесса, поддерживать минимально допустимую температуру жидкости при остановке процесса, разогревать трубы до заданной температуры.

В процессе энергетического обследования выявлено, что на кустовых площадках регулирование мощности электронагревательного элемента осуществляется по датчику температуры, установленному на общем коллекторе, при этом перекачка жидкости осуществляется не по всем трубопроводам, входящим в общий пучок труб. Таким образом, нагревательный элемент включается по минимальному значению температуры НСЖ в коллек-



торе, что обуславливает нерациональное потребление электроэнергии на нагрев пустых трубопроводов.

Для сокращения потребления электрической энергии рекомендуется укомплектовать каждый трубопровод датчиком температуры и включить их в общую систему регулирования мощности электронагревательных элементов, что позволит включать систему электронагрева при достижении требуемых значений.

Для поддержания температуры продукта, защиты от замораживания и стартового разогрева магистральных трубопроводов на предприятии внедрена индукционно-резистивная система

Система поддержания пластового давления (ППД) состоит из узла водозабора, магистрального водовода с насосными станциями, очистных сооружений (подготовка воды к закачке её в нефтяной пласт), малогабаритных и блочных кустовых насосных станций высокого давления на территории промысла, разводящих трубопроводов с водораспределительными гребёнками, от которых вода идёт к нагнетательным скважинам. В ходе энергетического обследования проанализированы режимы работы насосов системы ППД. Регулирование производительности данных насосов производится открытием (закрытием) задвижек. Данный способ регулирования является наименее эффективным и приводит к увеличению расхода электроэнергии на единицу объёма перекачиваемой жидкости.

Для подогрева продукта в процессе подготовки, дополнительного подогрева перед транспортом, а также для циркуляционного подогрева используются технологические печи Н-4401, Н-4402, Н-4403. Топливом подогревателей служит попутный нефтяной газ. Для оценки энергоэффективности технологических печей в ходе энергетического обследования произведены инструментальные измерения температуры и состава отработавших газов. Анализ результатов инструментальных измерений показал, что у технологической печи Н-4403 температура уходящих газов составляет 582,6 °С. Для повышения энергоэффективности печи целесообразнее использовать высокопотенциальную энергию отработавших газов для подогрева воды в утилизационных теплообменных аппаратах.

Приводом для газотурбинной электростанции (ГТЭС) служит газотурбинный двигатель. В результате работы газотурбинного привода в атмосферу выбрасываются отработавшие газы, температура которых составляет 450–500 °С. В настоящий момент при эксплуатации газоперекачивающих агрегатов высокопотенциальные отработавшие газы удаляются в окружающую среду, увеличивая тепловые выбросы объекта.

Предлагается произвести так называемую «карнотизацию» рабочего цикла газотурбинного двигателя (ГТД) с целью приближения рабочего цикла всей газотурбинной установки (ГТУ) к идеальному, то есть осуществить возврат части тепловой энергии отработавших газов обратно в термодинамический цикл для подогрева рабочего тела, что в свою очередь повысит эффективность цикла.

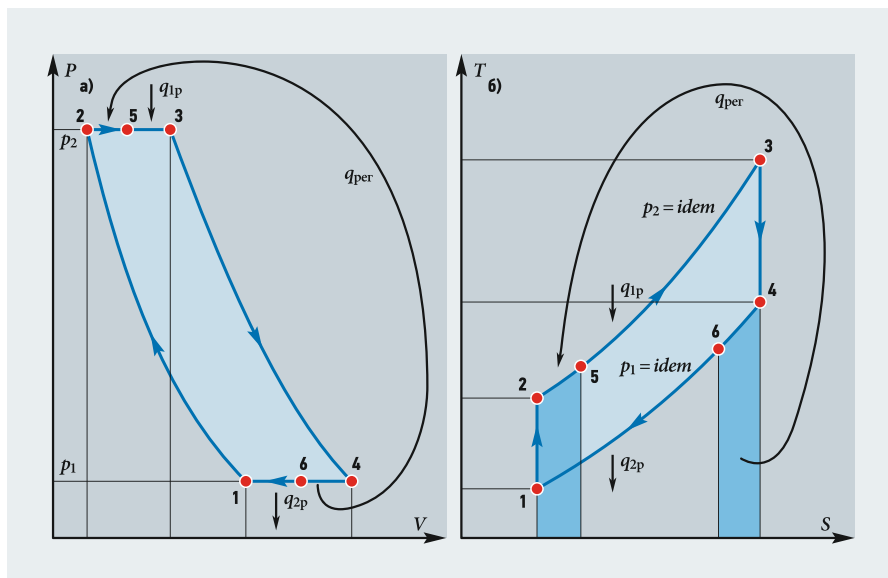


Рис. 2. Термодинамический цикл ГТУ с подводом тепловой энергии при постоянном давлении (а — термодинамический цикл с подводом тепловой энергии в P - V -диаграмме, б — термодинамический цикл с подводом тепловой энергии в T - S -диаграмме; 1-2 — адиабатное сжатие воздуха в компрессоре; 2-3 — подвод тепловой энергии в камеру сгорания при постоянном давлении; 3-4 — адиабатное расширение продуктов сгорания в турбине; 4-1 — изобарный отвод тепловой энергии, выхлоп продуктов сгорания в атмосферу)

Для определения целесообразности использования регенерации тепловой энергии проведён анализ сравнения простого термодинамического цикла ГТУ и цикла с регенерацией тепловой энергии [9]. Отличие газотурбинной установки с регенерацией тепловой энергии от установки без регенерации состоит в том, что сжатый воздух поступает из компрессора не сразу в камеру сгорания, как происходит в простом цикле газотурбинной установки, а предварительно проходит воздушный регенератор — теплообменный аппарат, в котором он подогревается за счёт тепловой энергии отработавших газов.

Соответственно, газы, выходящие из турбины установки, проходят через воздушный регенератор, где они охлаждаются, при этом подогревая сжатый в компрессоре воздух.

На рис. 2 представлен термодинамический цикл ГТУ с подводом тепловой энергии при постоянном давлении. Соответственно, в цикле газотурбинной установки с использованием регенерации благодаря возврату части тепловой энергии обратно в цикл снижается расход топлива, предназначенный для нагрева рабочего тела в камере сгорания.

Принципиальная схема газотурбинной установки с регенерацией тепловой энергии представлена на рис. 3.

В настоящее время используется электростанция в составе четырёх газотурбинных агрегатов с единичной электрической мощностью по 7,83 МВт фирмы Tornado Single Shaft. В качестве энергосбе-

регающего мероприятия рекомендуется укомплектовать дополнительно ГТЭС регенератором тепловой энергии.

В качестве исходных данных для расчёта потенциала энергосбережения приняты рабочие параметры в соответствии с эксплуатационными характеристиками газотурбинной установки.

Отличие газотурбинной установки с регенерацией тепловой энергии от установки без регенерации в том, что сжатый воздух поступает из компрессора не сразу в камеру сгорания, как происходит в простом цикле ГТУ, а предварительно проходит воздушный регенератор — теплообменный аппарат, в котором он подогревается за счёт тепловой энергии отработавших газов

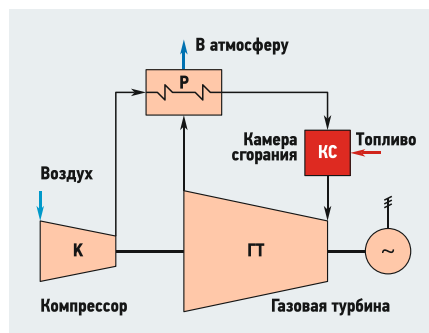


Рис. 3. Принципиальная схема ГТУ с регенерацией тепловой энергии

Тепловая энергия, подведённая к воздуху в регенераторе, определяется разностью температур T_5 и T_2 :

$$Q_B = c_{pv}(T_5 - T_2), \quad (1)$$

где c_{pv} — средняя теплоёмкость воздуха.

Максимальное количество тепловой энергии, которое может быть передано воздуху, характеризуется разностью температур T_4 и T_2 :

$$Q_{per} = c_{pr}(T_4 - T_2), \quad (2)$$

где c_{pr} — средняя теплоёмкость газа.

Эффективность или степень регенерации определяется отношением:

$$r = \frac{Q_B}{Q_{per}} = \frac{c_{pv}(T_5 - T_2)}{c_{pr}(T_4 - T_2)}. \quad (3)$$

Если известна степень регенерации, то температура воздуха перед камерой сгорания будет равна (если различием теплоёмкостей можно пренебречь):

$$T_5 = r(T_4 - T_2) + T_2. \quad (4)$$

Тогда коэффициент полезного действия ГТД в регенеративном цикле определяется следующим выражением:

$$\eta_e = \frac{L_e}{Q_e} = \frac{c_{pt} \eta_{et} T_3 (1 + \beta) \left(1 - \pi^{\frac{k-1}{k}} \right)}{\frac{1}{\eta_{kc}} \left[(1 + \beta) c_{pt} T_3 - c_{pv} T_5 \right]} - \frac{c_{pk} T_1 \left[\frac{1}{\eta_k \left(\pi^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right)} \right] - \sum q_{regen}}{\frac{1}{\eta_{kc}} \left[(1 + \beta) c_{pt} T_3 - c_{pv} T_5 \right]}, \quad (5)$$

где $\sum q_{regen}$ — тепловой эквивалент дополнительных гидравлических сопротивлений при движении воздуха и газа в регенераторе.

КПД газотурбинного двигателя в простом цикле определяется выражением:

$$\eta_e = \frac{L_e}{Q_e} = \frac{c_{pt} \eta_t T_3 (1 + \beta) \left(1 - \pi^{\frac{k-1}{k}} \right)}{\frac{1}{\eta_{kc}} \left[(1 + \beta) c_{pt} T_3 - c_{pk} T_5 \right]} - \frac{c_{pk} T_1 \left[\frac{1}{\eta_k \left(\pi^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right)} \right] - \sum q_{regen}}{\frac{1}{\eta_{kc}} \left[(1 + \beta) c_{pt} T_3 - c_{pv} T_5 \right]}, \quad (6)$$

где c_{pv} — средняя теплоёмкость подогретого воздуха перед камерой сгорания; c_{pr} — средняя теплоёмкость газа при расширении в турбине.

С учётом вышесказанного отличие заключается в количестве подведённой тепловой энергии к рабочему телу в камере сгорания и определяется по формуле:

$$\Delta Q = \frac{1}{\eta_{kc}} \left[(1 + \beta) c_{pt} T_3 - c_{pk} T_2 \right] - \frac{1}{\eta_{kc}} \left[(1 + \beta) c_{pt} T_3 - c_{pv} T_5 \right]. \quad (7)$$

Из уравнения (5) следует, что значение регенерации оказывает влияние на числитель выражения, то есть на величину полезной работы цикла, только за счёт появления дополнительных аэродинамических сопротивлений. Полезная работа L_e в цикле с регенерацией снижается. КПД цикла изменяется и за счёт уменьшения полезной работы, и за счёт уменьшения знаменателя, то есть подведённой в цикл тепловой энергии. В результате большего снижения Q_e КПД цикла возрастёт.

Удельный расход топлива в ГТД b_e [кг/(кВт·ч)] определяется отношением массового расхода топлива к мощности за один час работы двигателя или из следующего выражения:

$$b_e = \frac{3600}{Q_{н\pi} \eta_e}, \quad (8)$$

где $Q_{н\pi}$ — теплотворная способность топлива, кДж/кг.

Удельный расход воздуха в ГТД d_e [кг/кДж] связан с величиной внутренней полезной работы отношением:

$$d_e = L/L_e = G_v/N_e, \quad (9)$$

где G_v — расход воздуха в ГТД, кг/с; N_e — мощность ГТД, кВт; L_e — полезная работа цикла, кДж/кг.

Как следует из вышесказанного, в результате применения в цикле регенерации тепловой энергии возрастает КПД установки и, следовательно, снижается удельный расход топлива, но расход воздуха увеличится на величину, равную значению гидравлических потерь в регенераторе, вследствие уменьшения полезной работы.

В результате произведённого расчёта удельный расход топливного газа снизится на 0,01 кг/кВт·ч, что в год составляет 311,28 тыс. м³. Предприятие снизит потребление электроэнергии от стороннего источника, и, следовательно, экономия топливного газа (440,6 тыс. м³ в год) позволит выработать 446 МВт электроэнергии в год, что в денежном выражении составит 1,6 млн руб.

Ориентировочная стоимость технической модернизации ГТД с установкой регенератора составляет 6,6 млн руб., для трёх агрегатов (в работе постоянно находится три агрегата) инвестиции составят 20 млн руб.

В качестве примера выбран регенератор тепловой энергии отработавших газов РГ-6, предлагаемый как изделие полной заводской готовности ООО «Авиагаз-Центр». Краткая техническая характеристика регенератора тепловой энергии типа РГ-6 приведена в табл. 2.

Расчёт простого срока окупаемости представлен в табл. 3.



Отечественная промышленность имеет положительный опыт проектирования и создания газотурбинных установок с регенераторами, успешно применяемых при магистральной транспортировке природного газа.

Так, например, отечественная ГТУ-20 при $N_e = 8700$ кВт и $T_3 = 1023$ К имеет пластинчатый регенератор перекрёстного тока (трёхходовой по воздуху и одноходовой по газу), выполненный из стали марки X18H9T, с поверхностью нагрева $F = 1370$ м². Достигнутая степень регенерации — $r = 0,78$. На полной мощности температура отходящих газов перед регенератором равна $T_4 = 648$ К, а за ним — $T_6 = 520$ К. При эксплуатации установки получен эффективный удельный расход топлива 0,306 кг/кВт·ч.

Установка регенератора тепловой энергии на газотурбинном двигателе позволит в значительной степени при сохранении мощности установки сократить расход топлива, подаваемого на горение в камеру сгорания.

Для повышения энергоэффективности системы выработки и снижения потребления электроэнергии на объектах нефтедобычи рекомендуется рассмотреть мероприятия по установке ветрогенераторов. Целесообразность внедрения данного мероприятия основана на анализе среднегодовой скорости ветра в регионе [10], в котором расположен объект энергетического обследования (рис. 4).

Объект располагается в северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в восточной части Ненецкого автономного округа. Среднегодовая скорость ветра в данном регионе составляет более 5 м/с, что относится к регионам, для которых целесообразно использовать высокопотенциальную энергию ветра для генерации электрической энергии.

В качестве примера выполнен анализ возможности использования ветрогенератора на одной из кустовых площадок предприятия. Максимальная электрическая нагрузка составляет 400 кВт·ч.

Расчёт требуемого количества ветрогенераторов произведён по выходной мощности ветрогенератора следующим образом [11]:

$$N = \rho S V^3, \quad (10)$$

где ρ — плотность воздуха, кг/м³; S — площадь лопастей, обтекаемая ветром, м²; V — скорость ветра, м/с.

:: Технические характеристики РГ-6

табл. 2

Наименование характеристики	Значение
Компоновка регенератора	Вертикальная
Степень регенерации тепла, не менее	0,86
Расход воздуха через регенератор, кг/с	56,3
Расход продуктов сгорания через регенератор, кг/с	56,8
Избыточное давление продуктов сгорания на входе в регенератор, не более, МПа	0,005
Тепловая мощность, кВт	22000
Температура воздуха на входе в регенератор, °С	200
Температура воздуха на выходе из регенератора, °С	450
Температура продуктов сгорания на входе в регенератор, не более, °С	489
Температура продуктов сгорания на выходе из регенератора, не более, °С	127
Максимально допустимая температура продуктов сгорания, °С	600
Суммарное относительное гидравлическое сопротивление регенератора по воздушному тракту, не более, %	4,6
Суммарное относительное гидравлическое сопротивление регенератора по тракту продуктов сгорания, не более, %	4,6

:: Технические характеристики РГ-6

табл. 3

Стоимость установки регенератора, млн руб.	Удельный расход топлива без регенератора, кг/кВт·ч	Удельный расход топлива с регенератором, кг/кВт·ч	Экономия топливного газа, тыс. м³/год	Срок окупаемости, год
20,0	0,464	0,454	440,6	12,6

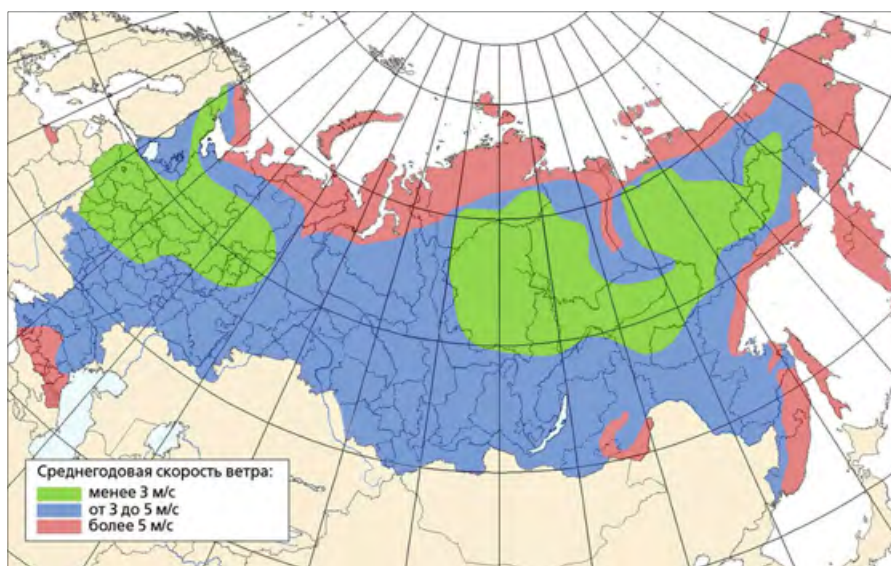


Рис. 4. Среднегодовая скорость ветра

Для обеспечения требуемой электрической мощности необходимо установить 18 ветрогенераторов расчётной единичной мощностью 22 кВт.

Отсюда можно определить потенциал энергосбережения:

$$E = 0,6nN_{\text{ном}}, \quad (11)$$

где 0,6 — нагрузка электрооборудования; n — часы работы, ч; $N_{\text{ном}}$ — номинальная электрическая мощность электрооборудования, кВт.

Таким образом, потенциал энергосбережения составит 2,1 млн кВт в год. Для данного объекта могут быть использованы 18 ветроустановок WES 380/50-60 номинальной мощностью 60 кВт и диаметром ветроколеса 16 м. Ветроустановки эксплуатируются при скорости ветра от 2,5 до 10 м/с [12].

Как показали суточные измерения, температуры воздуха внутри помещений АБК и ВЖК обычно выше нормативных значений, что обуславливает целесообразность внедрения мероприятия по модернизации тепловых пунктов. На объектах обследования регулирование температуры теплоносителя осуществляется на источниках тепловой энергии, местное регулирование на потребителях отсутствует. Как способ снижения потребления тепловой энергии возможна

установка автоматизированных тепловых пунктов, позволяющих контролировать нормативную температуру внутри помещений. Автоматизированный тепловой пункт автоматически поддерживает необходимую по температурному графику температуру теплоносителя, в зависимости от погодных условий окружающей среды. Потенциал энергосбережения может быть определён как экономия энергии при снижении температуры внутри помещений до нормируемых значений (20°C). С учётом средней температуры наружного воздуха в отопительный период, равной (-4,3°C), потенциал энергосбережения составляет 1,8 млн руб. в год.

Программа энергосбережения основывается на выявленном в ходе энергетического обследования потенциале энергосбережения. При комплексном внедрении мероприятий по повышению эффективности использования энергоносителей годовое снижение потребления ТЭР со-

Общий потенциал внедрения энергоресурсосберегающих мероприятий составляет 6,4% от общего потребления ТЭР в натуральном выражении

Примеры рекомендуемых энергосберегающих мероприятий

табл. 4

№	Мероприятие	Потенциал энергосбережения		Инвестиции	Срок окупаемости, лет
		натуральный	млн руб.	млн руб.	
1	Установка погодозависимой автоматики в тепловом пункте АБК и ВЖК, тонн нефти	58	1,8	10,0	5,70
2	Установка регенератора для привода ГТЭС, тыс. кВт·ч	446	1,6	2,0	12,6
3	Установка ветрогенератора для выработки электрической энергии на кустовой площадке НР-1, тыс. кВт·ч	2102,4	7,4	140,8	19

ставляет 1536,52 т.т. в натуральном выражении и 39,5 млн руб. в денежном. Общая стоимость внедрения предложенных мероприятий составляет 320 млн руб. Некоторые характеристики рекомендуемых энергосберегающих мероприятий приведены в табл. 4.

Общий потенциал внедрения энергоресурсосберегающих мероприятий составляет 6,4% от общего потребления ТЭР в натуральном выражении.

Для управления работой по обеспечению энергосбережения и повышению энергоэффективности предприятия по разработке нефтяного месторождения рекомендуется разработать локальную систему энергетического менеджмента [13].

Заключение

Энергетическое обследование предприятия позволило получить обобщённые характеристики и оценку состояния систем энергетического обеспечения объекта.

На основе анализа технических и экономических показателей предложен проект программы энергосбережения, включающий такие мероприятия, как реконструкция тепловых пунктов с установкой погодозависимой автоматики, использование регенеративного цикла при генерации электрической энергии, применение ветрогенераторов. ●

1. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации. Фед. закон от 23.11.2009 №261-ФЗ (посл. ред.).
2. Мордвинов А.А. Основы нефтегазового дела / А.А. Мордвинов, О.А. Морозюк, Р.А. Жангабылов. — Ухта: УГТУ, 2015. 161 с.
3. Коханов С.И. Попутный нефтяной газ — стратегический ресурс РФ // Бурение и нефть, 2008. №3. С. 3–5.
4. Лапкин А.Н. Попутный нефтяной газ — вызовы времени // Недропользование XXI век, 2011. №4. С. 50–55.
5. Лапидус А.Л., Голубева И.А. Попутный нефтяной газ: проблемы утилизации и экологии // Технологии нефти и газа, 2013. №1. С. 12–17.
6. О порядке расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств. Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 №380.
7. ГОСТ 25365–82. Котлы паровые и водогрейные. Общие технические требования. Требования к конструкции (с Изм. №1). — М.: Изд-во стандартов, 1982.
8. СанПиН 2.1.2.2645–10. Санитарно-эпидемиологические требования к условиям проживания в жилых зданиях и помещениях (с изм. от 27.12.2010).
9. Теплотехника / В.Н. Луканин, М.Г. Шатров, Г.М. Камфер и др.; под ред. В.Н. Луканина. Изд. 7-е, испр. — М.: Высшая школа, 2009. 671 с.
10. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. Актуализ. ред. СНиП 23-01-99*. — М.: Стандартинформ, 2013. 120 с.
11. Безруких П.П. Ветроэнергетика: Справ. и метод. пособие. — М.: ИД «Энергия», 2010. 320 с.
12. Ветряная электростанция Condor Air 380, 40 кВт (ветрогенератор) в Омске [Электр. текст]. BizOrg.su. Режим доступа: bizorg.su. Дата обращ.: 05.10.2019.
13. ГОСТ Р 50001–2012. Система энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению. — М.: Стандартинформ, 2013.

References — see page 95.

Analysis of energy saving measures during oil field operation. Pp. 82–87.

Vera M. Ulyasheva, Doctor of Technical Sciences, Associate Professor; **Nikolay S. Ponomarev**, PhD, Associate Professor, St. Petersburg State University of Architecture and Civil Engineering (SPbGASU)

1. *Ob jenergoberezhenii i o povyshenii jenergeticheskoi jeffektivnosti i o vnesenii izmenenij v otdel'nye zakonodatel'nye akty Rossijskoj Federacii* [On energy conservation and on improving energy efficiency and on amendments to certain legislative acts of the Russian Federation]. *Fed. zakon ot 23.11.2009 №261-FZ (posl. red.)* [Federal Law of Russia dated November 23, 2009 No. 261-FL (latest rev.)]. [In Russian]
2. Mordvinov A.A., Morozjuk O.A., Zhangabylov R.A. *Osnovy neftegazovogo dela* [The basics of oil and gas business]. Uhta. *UGTU* [Ukhta State Technical University]. 2015. 161 p. [In Russian]
3. Kohanov S.I. *Poputnyj nefljanoy gaz — strategicheskij resurs Rossii* [Associated petroleum gas is a strategic resource of Russia]. *Burenie i nef't* ["Drilling and oil" Magazine]. 2008. No. 3. Pp. 3–5. [In Russian]
4. Lapkin A.N. *Poputnyj nefljanoy gaz — vyzovy vremeni* [Associated petroleum gas — the challenges of the time]. *Nedropol'zovanie XXI vek* ["Subsoil use in XXI century" Magazine]. 2011. No. 4. Pp. 50–55.
5. Lapidus A.L., Golubeva I.A. *Poputnyj nefljanoy gaz: problemy utilizacii i jekologii* [Associated petroleum gas: problems of utilization and ecology]. *Tehnologii nef'ti i gaza* ["Oil and gas technology" Magazine]. 2013. No. 1. Pp. 12–17. [In Russian]
6. *O porjadke rascheta znachenij sootnoshenija potreblenija aktivnoj i reaktivnoj moshhnosti dlja otdel'nykh jenergoprimajushhih ustroystv* [On the procedure for calculating the ratio of consumption of active and reactive power for individual power receivers]. *Prikaz Minpromjenergo RF ot 23.06.2015 №380* [Order of the Ministry of Industry and Energy of Russia dated June 23, 2015 No. 380]. [In Russian]
7. GOST [State Industry Standard of Russia No.] 25365–82. *Kotly parovye i vodogrejnnye. Obshhie tehicheskie trebovanija. Trebovanija k konstrukcii (s izm. №1)* [Steam and hot water boilers. General technical requirements. Design Requirements (as Amendment No. 1)]. Moscow. *Izd-vo standartov* [Publishing House of Standards]. 1982. [In Russian]
8. *SanPiN* [Sanitary Norms and Regulations of Russia (Russian Public Health Regulations)] 2.1.2.2645–10. *Sanitarno-jepidemiologicheskie trebovanija k uslovijam prozhivaniya v zhi-lykh zdaniyah i pomeshtenijah (s izm. ot 27.12.2010)* [Sanitary and epidemiological requirements for living conditions in residential buildings and premises (as amended on December 27, 2010)]. [In Russian]
9. Lukanin V.N., Shatrov M.G., Kamfer G.M. et al. *Teplotekhnika* [Heat engineering]. 7th edition, rev. and exp. Edited by V.N. Lukanin. Moscow. *Vysshaja shkola* ["Higher education" Publishing House]. 2009. 671 p. [In Russian]
10. *SP* [The Code of Practice on Design and Construction (The Code of Practice) No.] 131.13330.2012. *Stroitel'naja klimatologija* [Construction climatology]. *Aktualiz. red. SNiP* [Updated edition of Building Norms & Regulations (National Codes and Standards of Russia No.)] 23–01–99*. Moscow. *Standartinform* [Russian Scientific-Technical Information Centre for Standardization, Metrology and Conformity Assessment ("Standartinform" Publishers)]. 2013. 120 p. [In Russian]
11. Bezrukih P.P. *Vetrojenergetika: sprav. i metod. posob.* [Wind energy: A reference and methodological manual]. Moscow. *ID "Jenergija"* ["Energy" Publishing House]. 2010. 320 p. [In Russian]
12. *Vetrjanaja jelektrostancija Condor Air 380, 40 kVt (vetrogenerator) v Omske* [Wind power station Condor Air 380, 40 kW (wind generator) in the Omsk city]. *BizOrg.su*. Web-source: bizorg.su. Access data: October 5, 2019. [In Russian]
13. GOST R [State Industry Standard of Russia No.] 50001–2012. *Sistema jenergeticheskogo menedzhmenta. Trebovanija i rukovodstvo po primeneniju* [Energy management system. Requirements and application guide]. Moscow. *Standartinform* [Russian Scientific-Technical Information Centre for Standardization, Metrology and Conformity Assessment ("Standartinform" Publishers)]. 2013. [In Russian]