

Увеличение затрат на добычу углеводородного сырья приводит к необходимости решать вопросы энергосбережения, которые, главным образом, связаны с вопросами уменьшения удельных затрат электрической энергии.

Возможности ресурсосберегающих технологий в отрасли чрезвычайно велики. Так, только разработка и внедрение энергосберегающих мероприятий позволили ОАО «Татнефть» за последние 7 лет снизить энергопотребление на производственную деятельность на 20,6 %.

Немаловажное значение имеют энергетическая самостоятельность отрасли и надежность энергоснабжения. Рост тарифов энергоснабжающих компаний приводит к существенному увеличению стоимости добычи нефти. Например, по этой причине себестоимость добычи нефти в нефтяной компании «ЮКОС» в 1999 г. составляла 2,82 долл. за баррель, а в 2000 г. она выросла до 3,66 долл. за баррель.

К сожалению, с точки зрения изменения качества энергопотребления, последние 20–25 лет для России оказались потеряны. В течение всего этого времени основной целью был рост добычи, а не развитие энергосбережения. Также как и советская экономика, экономика России продолжает расходовать в 2–3 раза больше энергии на единицу продукции, чем промышленно развитые страны Запада.

Важнейшим показателем энергоэффективности производства является удельное энергопотребление, т.е. количество энергии, затраченное на производство единицы продукции, или, в сопоставимом для любой сферы производства виде, отношение количества затраченного условного топлива к стоимости произведенной продукции. По величине последнего показателя Россия отстает от среднемирового уровня в несколько раз (табл. 4.1).

Стоимость израсходованных энергоресурсов в конечном итоге

Таблица 4.1

Сравнительные показатели энергопотребления*

Уровень	Показатели	
	Потребление ТЭР на 1 человека (тут./ человек)	Удельная энергоёмкость ВВП (тут./ \$1000)
Среднемировой	2,36	0,433
Среднероссийский	6,18	1,287

*Данные Международного энергетического агентства, цитируются по материалам: «Программа энергосбережения в Чувашии».

добавляется к себестоимости производимой продукции, снижая, в условиях рыночных отношений, конкурентоспособность производства.

Кроме того, как будет показано ниже, величина удельных энергозатрат может служить обобщенным показателем технического состояния нефтегазовых месторождений и систем трубопроводного транспорта углеводородов. Действительно, многие развивающиеся дефекты, например, в нефтедобыче (негерметичность НКТ, засорение песком, солями или парафином, снижение динамического уровня и др.), вызывают постепенное увеличение удельных затрат электроэнергии. Поэтому динамика удельных затрат может служить достаточно информативным диагностическим критерием текущего технического состояния оборудования нефтегазовых промыслов.

В связи с этим особую актуальность приобретают вопросы создания стратегии эксплуатации существующего и внедрения нового технологического и энергетического оборудования, позволяющего повысить энергетическую эффективность и надежность эксплуатации нефтегазовых промыслов. Диагностические возможности показателя удельного расхода энергии повышают актуальность разработки методов контроля уровня текущих удельных энергозатрат и методов диагностического анализа этих данных на предприятиях нефтегазовой отрасли.

4.1. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Издержки на добычу и транспорт нефти и газа зависят от многих факторов – характеристик месторождения, стадии и методов его разработки, технического состояния и типа и техниче-

ского состояния добывающего и транспортного оборудования и т.д. Затраты на добычу нефти варьируются в пределах от 0,5–1 долл./баррель (Иран, Ирак, Саудовская Аравия) до 20–35 долл./баррель (США, кроме Аляски и Техаса, Канада).

Для нефтяных месторождений России удельные затраты составляют 5–10 долл./баррель, что составляет от 25 до 50 % от стоимости продажи этой нефти на мировом рынке.

В структуре издержек затраты на энергоресурсы составляют 10–15 % [1], что в количественном выражении в масштабе нефтегазовой отрасли представляет значительную величину.

Затраты энергоресурсов в процессе производства подразделяются на производственно необходимые и потери, и их соотношение определяет энергоэффективность предприятия.

Для разработки методов повышения эффективности использования энергоносителей необходимо иметь количественные показатели энергоэффективности производства, одним из которых являются удельные затраты.

4.1.1. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ УДЕЛЬНЫХ ЗАТРАТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ В НЕФТЕДОБЫЧЕ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В ДИАГНОСТИКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Основным видом энергоресурсов, затрачиваемых в технологических процессах добычи нефти и газа, является электрическая энергия (в отличие, например, от системы транспорта газа, где основным энергоресурсом служит перекачиваемый газ). Доля использования попутного газа в настоящее время незначительна, хотя наблюдается тенденция более широкого его применения в качестве топлива для автономных источников электроэнергии на промыслах [2], рассмотренная в разделе 4.3 настоящей работы.

Исследования структуры затрат электрической энергии при добыче нефти, проведенные нами на целом ряде месторождений Западной Сибири, позволили выявить основные статистические закономерности их распределения. Результаты этих исследований представлены на рис. 4.1.

Для использования уровня удельных энергозатрат в качестве показателя совершенства технологического процесса добычи нефти или диагностического признака необходимо определить нижний теоретический предел удельных затрат. Эта величина специфична для каждого месторождения и определяется в основном динамическими уровнями добывающих скважин и структурой эксплуатируемого парка насосного оборудования.

Удельные затраты на извлечение жидкости зависят от высоты

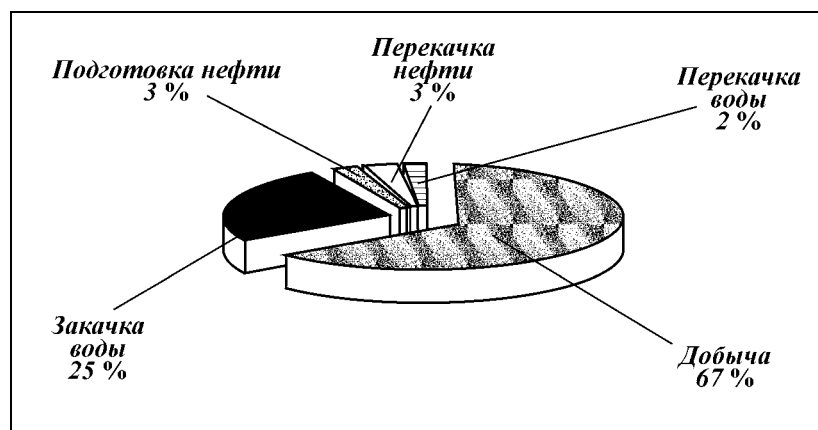


Рис. 4.1. Структура затрат электрической энергии на весь комплекс технологических процессов нефтедобычи

подъема (динамического уровня), плотности извлекаемой жидкости и КПД системы насос – приводной двигатель.

В простейшем случае, приняв высоту подъема жидкости равной динамическому уровню и пренебрегая остаточным давлением на уровне устья скважины, получим нижний предел удельных затрат (при КПД равном 1)

$$Z = \rho \cdot g \cdot H, \quad (4.1)$$

где ρ – плотность добываемой жидкости; g – ускорение свободного падения; H – динамический уровень жидкости в скважине.

Проведем расчеты теоретического предела удельных энергозатрат на примере одного из месторождений СП «Ватойл». Распределение динамических уровней добывающих скважин для данного месторождения близко к нормальному закону с математическим ожиданием $H = 800$ м. Оценка нижнего предела удельных энергозатрат в этом случае дает:

$$Z = \rho \cdot g \cdot H = 800 \cdot 10 \cdot 800 = 6,4 \cdot 10^6 \text{ Дж/м}^3 = 1,78 \text{ кВтч/м}^3.$$

В реальном случае следует учитывать характеристики насосно-силового оборудования и режимы его работы.

На СП эксплуатируется около 20 типов насосных установок ЭЦН отечественного и зарубежного производства с номинальной производительностью от 10 до 750 м³/сут (рис. 4.2).

Для оценки удельных затрат на добычу при номинальных ре-

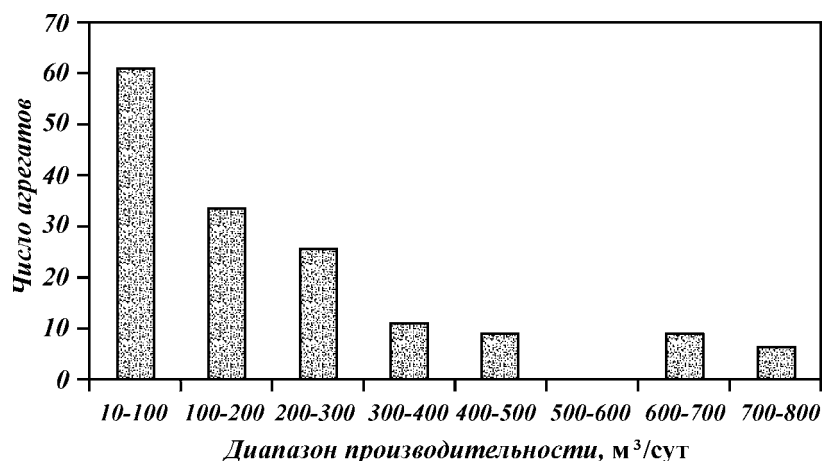


Рис. 4.2. Распределение насосного оборудования СП «Ватойл» по номинальным производительностям

жимах воспользуемся паспортными данными ЭЦН от завода-производителя СП «ALNAS» (г. Альметьевск).

Номинальные удельные энергозатраты вычисляются по формуле

$$Z = 24 \cdot N / Q, \quad (4.2)$$

где N – мощность привода, кВт; Q – номинальная производительность, м³/сут.

График зависимости $Z = Z(Q)$, рассчитанный по приведенной формуле на основании характеристик насосов и построенный для высоты подъема жидкости в пределах от 600 до 1000 м, приведен на рис. 4.3. Из графика следует, что КПД насосно-силового агрегата зависит от его производительности и меняется от $\approx 0,35$ при $Q = 30\text{--}50$ м³/сут до $\approx 0,70$ при $Q > 100$ м³/сут.

По данным, приведенным на рис. 4.2 и рис. 4.3, вычислим удельные затраты в целом по месторождению (для реальной структуры парка ЭЦН):

$$Z = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i \cdot Z_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}, \quad (4.3)$$

где Q_i – сумма производительностей агрегатов в i -м диапазоне; Z_i – удельные затраты для i -го диапазона; n – число диапазонов.

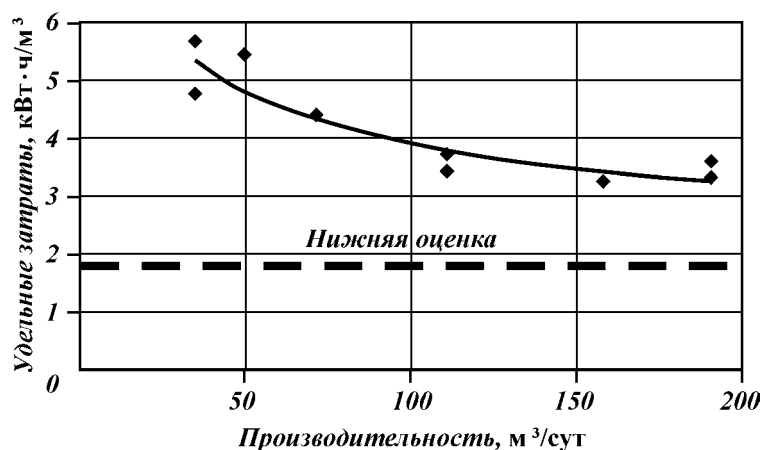


Рис. 4.3. Расчет удельных затрат по паспортным данным ЭЦН

Вычисления по соотношению (4.3) для изучаемого месторождения дают величину $Z = 3,38 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$. Полученная оценка является нижним пределом удельных энергозатрат для существующего парка ЭЦН.

Оценку реальных затрат можно провести по данным измерения суммарного дебита скважин, оборудованных ЭЦН, и суммарной мощности, потребляемой насосным оборудованием. Принятая в эксплуатацию на изучаемом месторождении ИИС «Скат-95» позволяет провести подобные оценки. Так, на момент измерений суммарный суточный дебит скважин нефтепромысла по жидкости составил $35031 \text{ м}^3/\text{сут}$ при этом фактическая суммарная мощность приводных двигателей составляла 9622 кВт. Расчет по соотношению (4.2) в этом случае дает $Z = 6,6 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$. Таким образом, фактические удельные затраты энергии почти в 2 раза превышают нижний предел для данного месторождения.

Анализ, проведенный с целью выяснения причин расхождения фактических и теоретически возможных для условий данного месторождения удельных энергозатрат, выявил следующие основные причины:

- неполная загрузка насосов при недостаточном притоке жидкости;

- значительные тепловые потери в силовом кабеле из-за малого сечения токопроводящих жил;

- несоответствие величины питающего напряжения на трансформаторной подстанции номинальному напряжению или перекос фаз;

потери в трансформаторах;
неудовлетворительное техническое состояние насоса, двигателя или насосно-компрессорных труб.

Рассмотрим эти причины подробнее.

Задача подбора ЭЦН по производительности является чрезвычайно сложной по причине ее многофакторности. Приток жидкости меняется с течением времени и зависит от множества факторов – объема и темпа закачиваемой в пласт жидкости, проницаемости пласта, темпов отбора жидкости по месторождению в целом и многих других причин. Постановка данной задачи должна проводиться, например, с позиции теории поведения сложных систем со стохастическим поведением и обратными связями [3, 4, 5]. В настоящее время с принятием в эксплуатацию ИИС появились исходные данные для решения подобных задач.

Тепловые потери в кабелях и обмотках приводного двигателя ЭЦН весьма значительны. Наиболее распространенные марки кабелей КПБК и КПБП имеют сопротивление 1,83 Ом/км (сечение $3 \times 10 \text{ мм}^2$) и 1,15 Ом/км (сечение $3 \times 16 \text{ мм}^2$). Расчет потерь в кабелях этого типа при среднем токе 30 А и средней длине кабеля 1,5 км дает величину, составляющую 30 % от номинальной мощности двигателя. Кроме того, КПД ЭЦН, по данным производителя, составляет 30–60 %. Таким образом, КПД системы кабель – двигатель – насос в целом составляет около $(1 - 0,3) \cdot 0,5 = 0,35$. Низкий КПД связан с особыми требованиями к эксплуатационным характеристикам кабеля (высокое напряжение, механическая прочность, коррозионная стойкость) и приводного двигателя (малый диаметр корпуса при значительной мощности), специфичными для ЭЦН, и не может быть существенно увеличен.

Превышение питающего напряжения на 1 % от номинального приводит к дополнительным потерям электрической мощности на 1,5 % [6]. Поэтому следует рассмотреть возможности индивидуальной регулировки питающего напряжения для каждого ЭЦН в зависимости от текущего дебита скважины и производительности насоса. Современные ИИС с возможностью контроля и регулирования большого числа рабочих параметров насосных установок делают эту задачу реальной.

Общая структура энергозатрат месторождения СП «Ватойл» на извлечение жидкости приведена на рис. 4.4.

Снижение уровня технического состояния подземного оборудования, например, вследствие засорения органов насоса или НКТ, увеличивает удельные затраты электроэнергии. Поэтому нами была предпринята попытка использования этой величины в качестве диагностического признака.

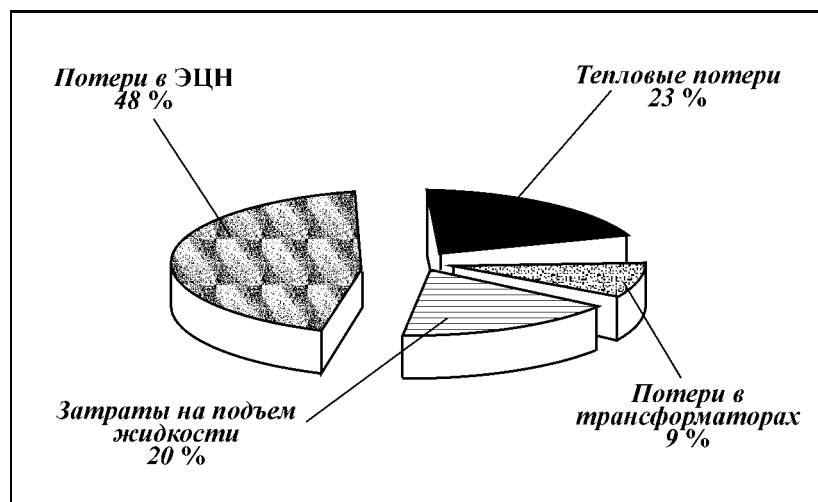


Рис. 4.4. Общая структура энергозатрат СП «Ватойл» на извлечение жидкости

Средние (по всему месторождению) величины энергозатрат для целей диагностики малоприменимы, так как они не дают возможности локализовать вероятный дефект оборудования или выход режима насоса за пределы номинального. Поэтому на основе измерений системы «Скат-95» была составлена картографическая схема, на которой были представлены данные по удельным энергозатратам отдельных объектов, в качестве которых служили кусты скважин (рис. 4.5).

Из этой схемы следует, что на территории месторождения действительно имеются области аномально высокого энергопотребления (пики на рис. 4.5). Максимум энергопотребления достигает $20,2 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$ при среднем на момент измерений $7,2 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$.

Для исключения влияния разностей динамических уровней была проведена нормировка по этому параметру, однако это не привело к существенным изменениям наблюдаемой картины. Поэтому был сделан вывод, что пики энергопотребления, наблюдаемые на рис. 4.5, обусловлены либо выходом режимов насосов за границы номинальных, либо имеет место скрытый (и развивающийся во времени) дефект оборудования.

Для проверки данного предположения произвели ретроспективный анализ баз данных ИИС и изучили журнал ремонтных работ на насосном оборудовании нефтепромысла. Для увеличе-

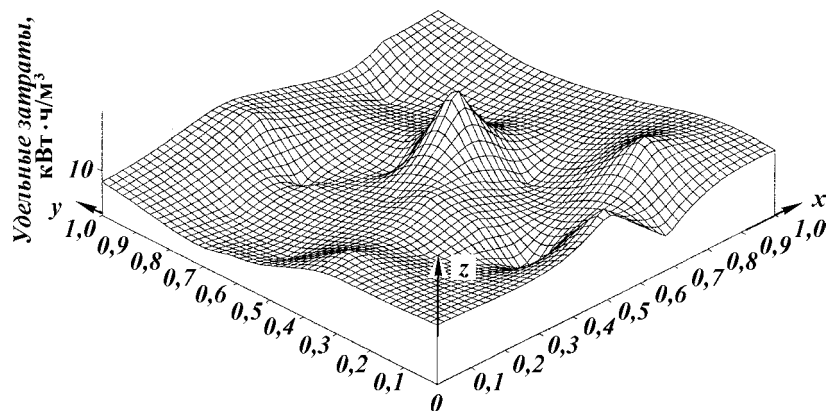


Рис. 4.5. Графическое представление удельных энергозатрат на территории месторождения СП «Ватойл»

ния объема выборки по авариям был выбран период 6 мес, а распределение удельного энергопотребления по территории месторождения усреднялось за тот же период времени. На основе журнала была составлена картографическая схема, по вертикальной оси на которой отмечалась интенсивность аварий на данном объекте (рис. 4.6).

Для выявления взаимной связи между аномалиями удельного энергопотребления и интенсивностью аварий оборудования вы-

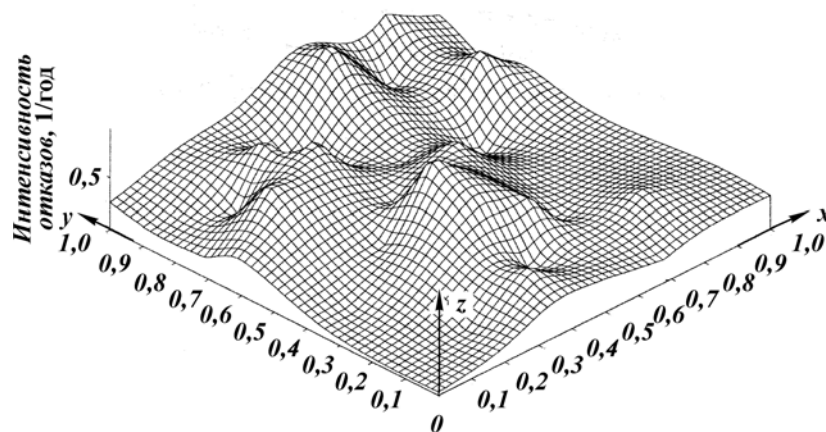


Рис. 4.6. Распределение интенсивности отказов на территории СП «Ватойл»

числялся коэффициент взаимной корреляции между этими величинами. Его значение соответствует, при имеющемся объеме выборки, достоверности связи в 85 %.

Для дополнительной проверки возможности использования величины текущих удельных энергозатрат в качестве диагностического критерия нами были проведены расчеты для другого периода времени. Результаты расчетов подтвердили полученные ранее выводы.

Таким образом, можно утверждать, что критерием оценки аварийно-опасного оборудования может служить сверхнормативный расход энергии на добычу углеводородного сырья.

4.1.2. КОНТРОЛЬ ЗАТРАТ ТОПЛИВА НА ТРАНСПОРТ ГАЗА

Основным энергоресурсом в системе транспорта газа является сам перекачиваемый газ, используемый в качестве топлива для газотурбинных установок газокompрессорных цехов. В последние годы наблюдается постоянный рост затрат газа на нужды перекачки, что связано со старением основного технологического оборудования и увеличением неравномерности загрузки магистральных газопроводов. Затраты газа на нужды перекачки составляют до 8 % от объема транспортируемого газа [7].

Этими обстоятельствами обусловлена актуальность задачи разработки методов повышения эффективности эксплуатации компрессорных станций, с помощью которых достигается снижение затрат энергоресурсов на магистральный транспорт газа.

Основная доля энергозатрат, связанных с транспортом газа, приходится на эксплуатацию компрессорных станции (КС). Важным показателем эффективности эксплуатации КС является удельный расход топливного газа q , представляющий собой отношение расхода топливного газа Q_T к производительности КС по транспортируемому газу Q_K .

При расчете величины q возникает проблема, связанная с достоверным определением расхода топливного газа. На КС, как правило, отсутствуют узлы учета количества перекачанного газа, поэтому производительность КС Q_K с необходимой точностью определить затруднительно. Кроме того, на многониточных газопроводах входные и выходные переключки КС держатся открытыми для равномерной загрузки газопроводов, что приводит к тому, что даже на КС, имеющих узлы учета, достоверно определить объем перекачанного газа через каждый цех практически невозможно.

В связи с этим задача определения удельного расхода топ-

ливного газа с целью оценки эффективности режимов работы ГПА в условиях КС становится весьма актуальной.

Для решения задачи расчета удельного расхода топливного газа можно применить рассмотренный ранее метод построения феноменологической модели. Как и ранее, представим уравнение регрессии в виде линейной комбинации измеряемых параметров:

$$q_j = Q^*(t_j) = A_0 + \sum_{k=1}^N A_k \cdot x_k(t_j). \quad (4.4)$$

Коэффициенты A_k вычисляются из условия минимизации функционала

$$Q(X) - Q^*(X) \rightarrow \min, \quad (4.5)$$

где функция $Q(X)$ известна из применяемых методик [8].

В качестве примера расчета рассмотрим данные для компрессорного цеха КС-6 ООО «Баштрансгаз», оснащенного после реконструкции ГТУ-12П.

В качестве исходных данных использовались временные ряды технологических параметров, полученные компьютерной измерительной системой для двух ГПА. Запись данных производилась с интервалом времени между измерениями 1 час, объем выборок составлял не менее 65 измерений.

Производительность ГПА определялась по газодинамическим характеристикам нагнетателей с погрешностью 3 % [8].

Для выявления значимых связей с величиной удельного расхода были получены 10 технологических параметров с наиболее значимой корреляционной связью с искомым параметром q (табл. 4.2).

Таблица 4.2

Степень тесноты связи контролируемых параметров с удельным расходом топливного газа

Контролируемый параметр	Коэффициент парной корреляции с величиной удельного расхода топливного газа
Давление масла на входе в двигатель	0,86
Средняя температура за газогенератором	0,77
Температура газа на выходе из нагнетателя	0,72
Давление газа на выходе из нагнетателя	0,95
Частота вращения ротора СТ	0,92
Частота вращения ГГ	0,59
Давление воздуха за компрессором	0,93
Температура газа за СТ	0,56
Степень сжатия	0,91
Давление масла смазки нагнетателя	0,54

Таблица 4.3

Коэффициенты уравнения регрессии (ГПА № 14)

A_0	$5,938 \cdot 10^{-7}$	A_4	$2,355 \cdot 10^{-7}$	A_8	$2,128 \cdot 10^{-4}$
A_1	$1,884 \cdot 10^{-7}$	A_5	$1,367 \cdot 10^{-4}$	A_9	$5,376 \cdot 10^{-8}$
A_2	$2,007 \cdot 10^{-4}$	A_6	$-8,857 \cdot 10^{-5}$	A_{10}	$5,4188 \cdot 10^{-5}$
A_3	$-2,427 \cdot 10^{-5}$	A_7	$1,097 \cdot 10^{-7}$		

В табл. 4.3 представлены коэффициенты уравнения регрессии (4.4), вычисленные по алгоритму [9].

На рис. 4.7, а представлена динамика изменения удельного расхода топливного газа, рассчитанная с использованием термодинамических характеристик и по уравнению регрессии. Как следует из представленных данных, регрессионное уравнение хорошо описывает экспериментальную зависимость. Коэффициент корреляции составляет 0,927 при 0,1%-ном уровне значимости коэффициентов регрессии по t -критерию Стьюдента.

Достаточно большой объем исходной выборки измерений позволяет учитывать динамику изменения режима ГПА при колебаниях давления на входе КС, суточного перепада температур и по другим причинам. Поэтому можно ожидать, что уравнение, полученное по данным одной выборки, будет достаточно точно описывать поведение того же параметра в другой выборке, полученной при измерениях рабочих параметров на другом агрегате того же типа.

На рис. 4.7, б показаны временные зависимости, построенные по результатам расчетов по данным, полученным через месяц после проведения первой серии измерений. Из рисунка следует, что погрешность расчетных значений составляет 2 % и является систематической, в то время как характер кривых по-прежнему идентичен.

Результаты расчетов динамики изменения удельного расхода топливного газа по ранее полученному регрессионному уравнению для другого агрегата (ГПА № 15) того же типа (рис. 4.8) показывают, что систематическая ошибка возросла на 5–6 %, но характер кривых по-прежнему различается незначительно. Коэффициент корреляции между временными рядами в этом случае составляет 0,75. Увеличение погрешности связано с различным техническим состоянием и конструктивными особенностями ГПА.

Как было показано ранее (см. раздел 4.1.1), удельные показатели энергозатрат могут служить в качестве диагностических признаков технического состояния объектов нефтедобычи. Это утверждение справедливо и для газоперкачивающего оборудования. Из представленных экспериментальных зависимостей эф-

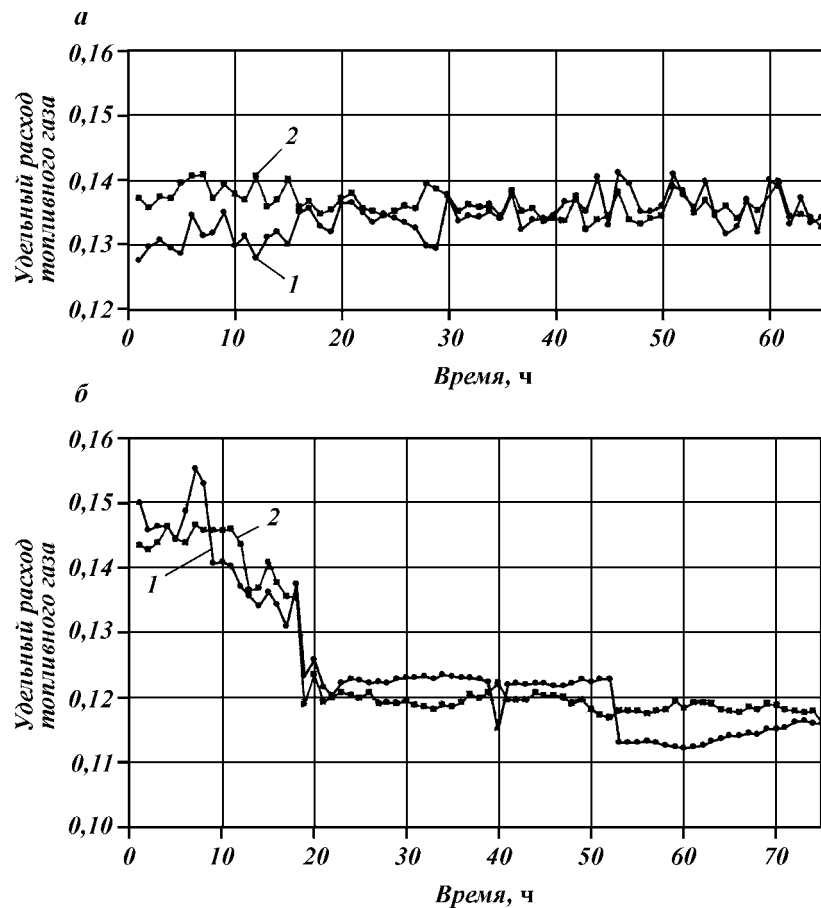


Рис. 4.7. Динамика удельного расхода топливного газа:
а – апрель 2000 г., ГПА № 14; *б* – май 2000 г. по ГПА № 14; 1 – расчет на основе термогазодинамических характеристик; 2 – расчет по уравнению регрессии

фективной мощности N_e и расхода топливного газа ($G_{т.г.}$) от коэффициента технического состояния газоперкачивающего агрегата по мощности K_N (рис. 4.9) следует, что по мере ухудшения технического состояния ГПА повышается расход топливного газа для выработки прежней мощности.

Таким образом, можно утверждать, что уравнение регрессии, полученное с помощью предложенных процедур, со среднеквадратической погрешностью 4 % описывает динамику удельного расхода топливного газа. Преимуществом данного метода является

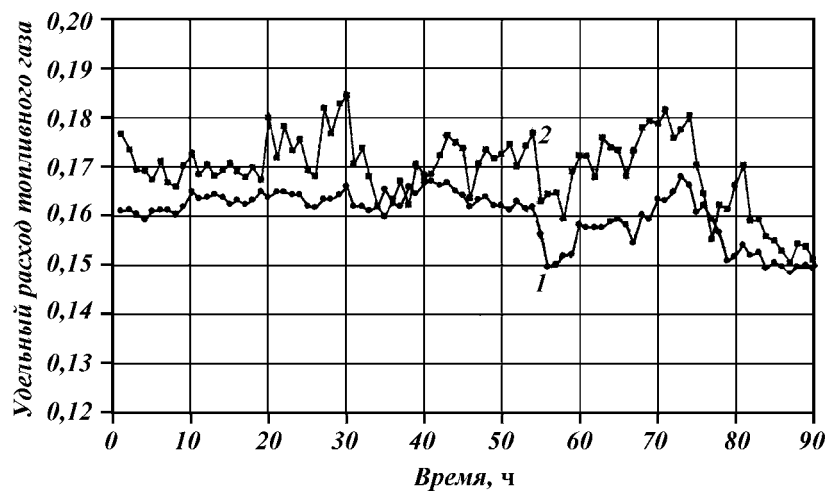


Рис. 4.8. Динамика удельного расхода топливного газа (апрель 2002 г., ГПА № 15)

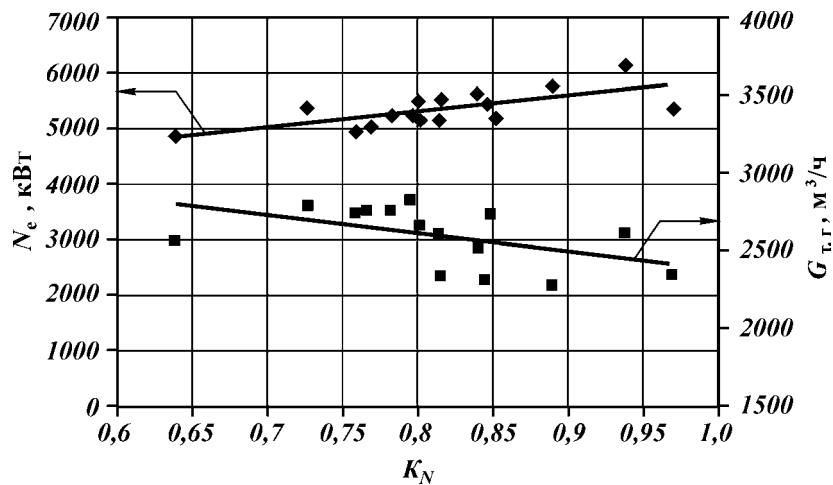


Рис. 4.9. Экспериментальные зависимости эффективной мощности N_e и расхода топливного газа $G_{т,г}$ от коэффициента технического состояния K_N ГПА

ся достаточно высокая точность и оперативность расчета при использовании в качестве исходных данных только показаний штатных измерительных приборов.

Полученная модель может использоваться для повышения энергоэффективности ГПА путем оптимального регулирования

рабочих параметров агрегата на основе анализа их влияния на величину удельного расхода топливного газа.

4.1.3. ПРИМЕНЕНИЕ ТОКОГРАММ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ И КОНТРОЛЯ УРАВНОВЕШЕННОСТИ СТАНКА-КАЧАЛКИ ШНГУ

В нефтедобывающих промыслах России около 75 % скважин оборудовано штанговыми глубинными насосами. Ими извлекается более 25 % нефти. Широкое распространение эксплуатации скважин штанговыми установками объясняется тем, что этот способ наиболее экономичный и гибкий в отношении регулирования отбора жидкости.

В то же время известно, что экономичность и надежность работы скважин, оборудованных ШГН, непосредственно зависит от правильного подбора оборудования и от балансировки станка-качалки [10].

Соответствие производительности насоса притоку жидкости к устью скважины оценивается по коэффициенту заполнения насоса, который определяют по динамограммам [11]. Поэтому проведение динамометрирования скважины является обязательным условием при сдаче скважины в эксплуатацию после ремонта или смены насоса.

При каждой смене режима работы скважины проводится балансировка станка-качалки, целью которой является уравнивание механических нагрузок при качаниях балансира станка. От правильности балансировки зависит не только плавность хода и долговечность работы станка, но и затраты электроэнергии на привод электродвигателя, а следовательно, на себестоимость добычи нефти. Поэтому правильное и своевременное проведение балансировки станка-качалки является условием снижения общих затрат на добычу нефти.

Балансировку осуществляют в соответствии с таблицами и номограммами [11], изменяя число балансировочных грузов или перемещая их вдоль балансира. Проверку балансировки проводят по выполнению условия:

$$K_{\text{ну}} = \frac{I_{\text{в}} - I_{\text{н}}}{I_{\text{в}} + I_{\text{н}}} < 0,05, \quad (4.6)$$

где $K_{\text{у}}$ – коэффициент неуравновешенности; $I_{\text{в}}$, $I_{\text{н}}$ – сила тока в обмотке двигателя при ходе полированного штока вверх и вниз.

Применение информационно-измерительных систем и средств телеметрии в нефтедобыче позволяет получать динамограммы без остановки скважины. Тем самым создаются условия для

оперативного контроля за эффективностью работы ШГН и (при недостаточном притоке жидкости) осуществления периодической работы скважины с диспетчерского пульта. Однако для контроля за балансировкой станка-качалки этих данных недостаточно.

Возможность оперативного контроля уравновешенности станка появляется при одновременной регистрации динамограммы и токограммы, т.е. временного ряда мгновенных значений тока в обмотках двигателя за полный цикл движения балансира станка. Такая возможность существует в ИИС Скат-95, которая эксплуатируется в течение 5 лет на ряде предприятий АО «Ватойл» и обслуживает около 300 скважин, оборудованных штанговыми насосами.

На рис. 4.10 приведены синхронные динамо- и токограммы для двух нефтедобывающих скважин. Графики представлены в виде временных рядов (осциллограмм), а не в обычном для динамограммы виде – в форме замкнутой кривой. Нетрудно заметить, что характер кривых на графиках 1 и 2 различен в первой половине цикла, соответствующем ходу плунжера насоса вниз. На графиках хорошо видны колебания, являющиеся следствием динамических нагрузок (вызваны упругими силами в штанге и инерционными силами). Если на рис. 4.10, а кривые изменяются противофазно, то на рис. 4.10, б – синфазно.

Подобное различие в поведении кривых объясняется различной балансировкой станков-качалок. С качественной стороны увеличение силы тока при снижении нагрузки (см. рис. 4.10, а) объясняется симметричностью нагрузочной характеристики $I = f(M)$ асинхронного двигателя относительно знака вращающего момента M . Иными словами, увеличение момента торможения вызывает увеличение силы тока двигателя. Торможение двигателя происходит при движении колонны штанг вниз, что и объясняет противофазность колебаний тока и механических усилий в подвеске на этом участке цикла.

Исходя из этих соображений можно провести оценку качества балансировки станка-качалки.

Из равенства механической мощности, передаваемой колонне штанг, и электрической мощности приводного двигателя имеем (с точностью до постоянного множителя):

$$I(t) = A\sqrt{F(t) - F_{\text{бал}}}, \quad (4.7)$$

где $I(t)$ – мгновенное значение тока двигателя; $F(t)$ – мгновенное значение механической нагрузки в точке подвеса колонны штанг; $F_{\text{бал}}$ – вес уравновешивающего груза, пересчитанный на другую точку приложения – точку подвеса колонны штанг; A – не зави-

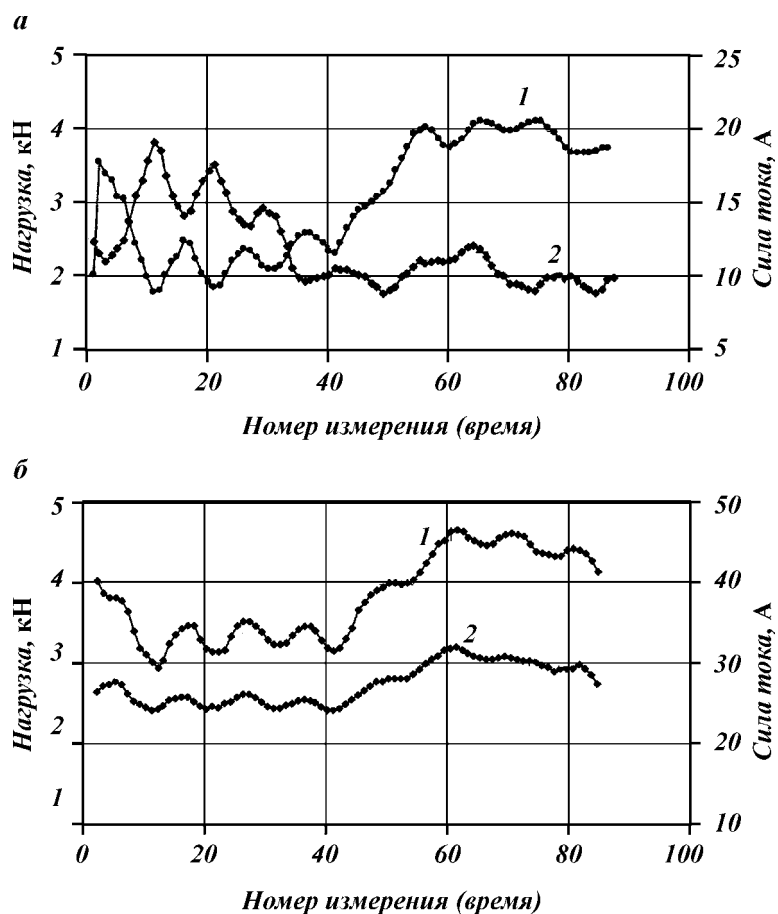


Рис. 4.10. Синхронная запись динамограмм (1) и токограмм (2) для скважин № 8650 (а) и № 1856 (б) АО «Ватойл»

связанный от времени коэффициент, учитывающий геометрические соотношения в кинематической схеме станка, частоту колебаний балансира, КПД двигателя, активное сопротивление обмотки статора, механические потери на трение и т.п.

По имеющимся временным рядам нагрузок $F(t_i)$ и токов $I(t_i)$ составим функционал

$$f = \sum_{i=1}^n \left(I(t_i) - A \sqrt{|F(t_i) - F_{\text{бал}}|} \right)^2. \quad (4.8)$$

Вес уравнивающего груза определим из условия минимизации $f \rightarrow \min$.

Минимизация функционала (4.8) проводилась стандартным средством электронных таблиц Excel-97 «Поиск решения». При этом были вычислены значения силы $F_{\text{бал}}$ для данных, представленных на рис. 4.10.

Результаты показали, что величина уравнивающего груза для первого случая 3260 Н (3325 кгс) для второго 2852 Н (2909 кгс). Сравнив эти данные со средними значениями усилий в штанге

$$F_{\text{cp}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n F(t_i), \quad (4.9)$$

равными для первого случая 3167 Н (3230 кгс), а для второго 3755 Н (3830 кгс), получим, что во втором станке происходит значительная разбалансировка станка – двигатель постоянно работает с положительным вращающим моментом, и требуется увеличить вес уравнивающего груза на 902 Н (920 кгс) в пересчете на точку подвеса колонны штанг.

Таким образом, данные измерений информационно-измерительных систем позволяют не только провести оперативный контроль за уравниваемостью станка-качалки, но и оценить его неуравновешенную массу.

В заключение отметим, что с точки зрения экономии электроэнергии общепринятая схема уравнивания станка-качалки не является оптимальной. Торможение двигателем – энергетически невыгодное решение, и, вероятно, имеет смысл рассмотреть другие возможности – рекуперацию, механическое торможение и пр.

4.2. РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЯХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ

Нерациональная загрузка технологического оборудования приводит к сокращению ресурса его работы и одновременно увеличивает удельные энергозатраты на добычу нефти. Это в полной мере относится и к кустовым трансформаторным подстанциям (КТП), установка которых была произведена в большинстве случаев на начальных стадиях разработки нефтяных месторождений.

Работавшие ранее в номинальном режиме КТП вследствие

падения добычи нефти оказались в большинстве случаев либо недогруженными, либо перегруженными. Проведенный нами статистический анализ баз данных ИИС «Скат-95», эксплуатируемой на целом ряде месторождений Западной Сибири (ТПП «Когалымнефтегаз», ТПП «Покачинефтегаз», ТПП «Урайнефтегаз», СП «Ватойл» и др.), показал, что общим правилом в настоящее время является недогрузка КТП на 40–60 %. Более того, распределение нагрузки между КТП (при наличии более чем одного КТП на кусте скважин) в реальном случае может быть совершенно случайной. Этот факт иллюстрирует рис. 4.11, на котором представлена динамика изменения нагрузки на каждом из трех КТП единичного куста одного из месторождений Западной Сибири, полученная с помощью информационно-измерительной системы «Скат-95». Как видно из этого типичного случая, присоединенная нагрузка к каждому из трех идентичных КТП в пределах рассматриваемой группы различается более чем в 2 раза.

Необходимо также заметить, что нагрузка КТП не остается постоянной во времени. Например, выход из строя одного из насосов приводит к снижению нагрузки. С учетом времени ожидания ремонта (10–30 сут) и самого ремонта (3–5 сут) возникающее нерациональное распределение нагрузок приводит к существенному перерасходу электроэнергии.

Таким образом, при эксплуатации энергетического оборудования нефтепромыслов возникает двудеинная задача.

В целях повышения надежности эксплуатации кустовых

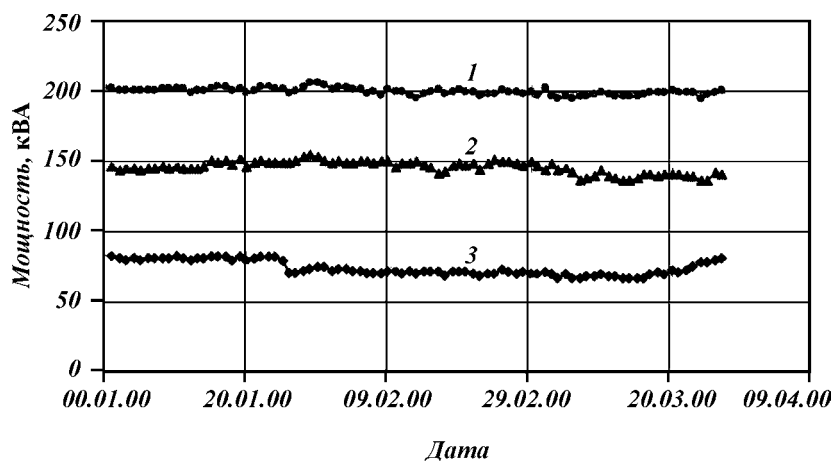


Рис. 4.11. Динамика изменения нагрузки для трех КТП куста

трансформаторных подстанций и снижения нерациональных потерь электроэнергии необходимо разработать алгоритмы распределения нагрузок между КТП с учетом фактической производительности насосного оборудования и временного характера изменения присоединенных нагрузок, вызванного аварийным отключением насосов.

Наиболее информативным показателем работы КТП является ее коэффициент полезного действия, который в аналитическом виде показывает зависимость потерь электроэнергии от изменения присоединенной к трансформатору нагрузки.

Типовая характеристика КТП представлена на рис. 4.12.

На эксплуатационные и конструктивные особенности ТП наибольшее влияние оказывает выбор величины потерь в меди P_k и стали P_0 . Наибольший КПД η_{\max} получается при равенстве потерь в меди и стали и при равенстве потерь в обмотках высокого и низкого напряжения, что соответствует нагрузке, равной $\sqrt{P_0 / P_k}$ от номинальной [12].

Для КТП по условиям надежности электроснабжения и перегрузочной способности нагрузка в неаварийном режиме не должна превышать 0,8 от номинальной N_n и, как правило, составляет (0,5–0,7) N_n [12].

В нашем случае, когда загрузка КТП составляет в целом 40–60 %, это требование выполняется.

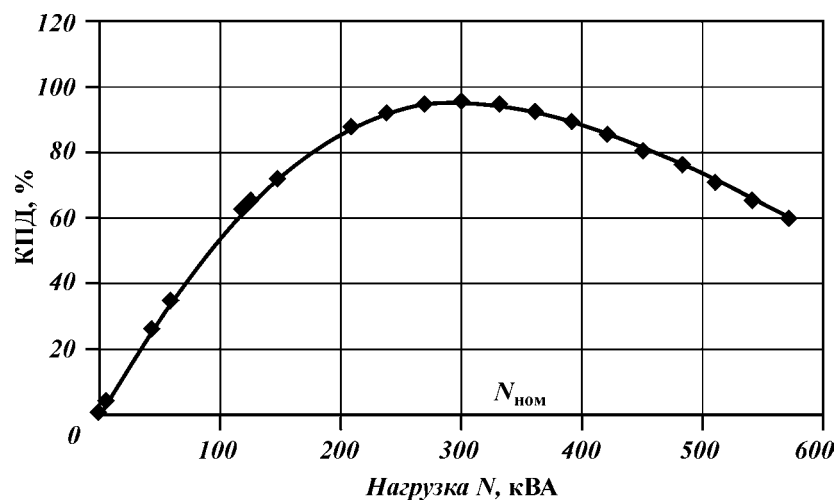


Рис. 4.12. Экспериментальная зависимость КПД от присоединенной нагрузки для КТП

Формализуем постановку задачи.

Имеется n КТП, обслуживающих m скважин. Все КТП работают с недогрузкой (на левой ветви кривой КПД). Необходимо перераспределить нагрузку потребителей (электроцентробежные (ЭЦН) и штанговые (ШГН) глубинные насосы) между КТП таким образом, чтобы суммарные потери электроэнергии были наименьшими.

Тот факт, что все КТП в пределах куста работают с недогрузкой, запишем следующим образом (в виде ограничения):

$$0 \leq \eta \leq \eta_{\max}, \quad (4.10)$$

где η – текущее значение КПД КТП при одном из возможных вариантов присоединения нагрузок потребителей; η_{\max} – максимальное значение КПД для каждой КТП.

Проведенный сравнительный анализ характеристик КПД трансформаторов показал, что наиболее достоверно (в смысле дисперсии адекватности расчетных и экспериментальных данных) в классе элементарных функций левую ветвь кривой КПД удастся описать функцией вида

$$\eta = a(1 - \exp(-\alpha \cdot N)), \quad (4.11)$$

где η – КПД трансформатора; a, α – эмпирические коэффициенты; N – потребляемая мощность.

Рассмотрим функцию Y , характеризующую работу группы КТП

$$Y = \sum_{i=1}^n \eta_i = \sum_{i=1}^n a_i (1 - \exp(-\alpha_i \cdot N_i)). \quad (4.12)$$

В физическом смысле максимизация функционала Y соответствует минимуму тепловых потерь в магнитопроводе и обмотках группы трансформаторов.

Очевидно, что левая часть уравнения (4.12) будет достигать максимального значения, когда величина

$$\sum_{i=1}^n \exp(-\alpha_i \cdot N_i)$$

будет минимальной. В таком случае поставленная выше задача оптимизации распределения нагрузки сведется к решению обратной задачи нахождения минимума целевой функции

$$\varphi(N_1, N_2, \dots, N_n) = \sum_{i=1}^n \exp(-\alpha_i \cdot N_i), \quad (4.13)$$

где N_1, N_2, \dots, N_n – мощности каждого из КТП в группе.

Произведем замену переменных, обозначив $\exp(-\alpha_i \cdot N_i) = z_i$, тогда выражение (4.13) примет следующий вид:

$$\varphi(N_1, N_2, \dots, N_n) = \sum_{i=1}^n z_i. \quad (4.14)$$

Кроме того, в соответствии с поставленными условиями известна общая мощность кустовых трансформаторов

$$\sum_{i=1}^n N_i = N. \quad (4.15)$$

Используя произведенную замену переменных, можно записать $\ln z_i = -\alpha_i N_i$. В таком случае $-N_i = (1/\alpha_i) \ln z_i$ и

$$-N = \sum_{i=1}^n \frac{1}{\alpha_i} \ln z_i.$$

Это равносильно равенству

$$-N = \ln \prod_{i=1}^n z_i^{\frac{1}{\alpha_i}}. \quad (4.16)$$

Правая часть уравнения (4.16) представляет собой произведение полиномов (положительно определенные функции в положительных степенях). В работе [13] показано, что в подобном случае для поиска глобального экстремума возможно применение основных положений теории геометрического (выпуклого) программирования. Достоинством такого подхода является то, что при его использовании выражение для глобального экстремума ищется в виде параметризованной функции. Поэтому при изменении численного значения параметров нет нужды повторять решение задачи оптимизации.

В обозначениях целевой функции выражение (4.16) примет вид

$$\prod_{i=1}^n z_i^{\frac{1}{\alpha_i}} = \exp(-N) = \text{const} = A. \quad (4.17)$$

Тогда, в соответствии с определением глобального минимума для полиномов [14], минимум целевой функции определится как

$$\mu = \sum_{i=1}^n \frac{1}{\alpha_i} (\exp(-N) \cdot \prod_{i=1}^n (\alpha_i)^{\frac{1}{\alpha_i}})^{\frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\alpha_i}}}. \quad (4.18)$$

В таком случае оптимальная присоединенная мощность к каждому трансформатору в группе определится как

$$z_i = \frac{1}{\alpha_i} (\exp(-N) \cdot \prod_{i=1}^n (\alpha_i)^{\frac{1}{\alpha_i}})^{\frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\alpha_i}}} \quad (4.19)$$

Учитывая произведенную выше замену переменных, окончательно получим

$$N_i = \frac{\ln(\alpha_i)}{\alpha_i} + \frac{1}{\alpha_i \sum_{i=1}^n \frac{1}{\alpha_i}} \cdot (N - \sum_{i=1}^n \frac{1}{\alpha_i} \ln(\alpha_i)). \quad (4.20)$$

Зависимость (4.20) позволяет рассчитывать оптимальную нагрузку каждого трансформатора в группе, если известна общая потребляемая мощность кустового оборудования.

В качестве примера использования представленного алгоритма для оптимизации нагрузки КТП рассмотрим реальный куст скважин № 204 ТПП «Когалымнефтегаз», оборудованный двумя трансформаторными подстанциями с номинальными мощностями 500 и 300 кВА. Число добывающих скважин составляет 15, из них 12 оборудованы электроцентробежными насосами и 3 – штанговыми. Характеристики приводов и существующее подключение к трансформаторным подстанциям приведено в табл. 4.4. (Использована информация из баз данных ИИС «Скат-95», обслуживающей одно из месторождений ТПП «Когалымнефтегаз»).

Общая потребляемая насосным оборудованием мощность составляет 649 кВА. Фактические характеристики трансформаторов представлены на рис. 4.13, а.

Эмпирические коэффициенты модели (4.13), определенные методом наименьших квадратов по данным, представленным на рис. 4.13, а, имеют следующие значения:

$$a_1 = 102,32 \%, a_1 = 0,00553 \text{ кВА}^{-1};$$

$$a_2 = 108,35 \%, a_2 = 0,00815 \text{ кВА}^{-1}.$$

Сравнение экспериментальных характеристик с характеристиками, рассчитанными по моделирующим функциям, с выше приведенными коэффициентами дано на рис. 4.13, б. Дисперсия адекватности расчетных и эмпирических данных составляет $D_1 = 0,15 \%$, $D_2 = 0,08 \%$.

Подставляя вычисленные значения в зависимость (4.22), получим оптимальное распределение нагрузок на каждом из трансформаторов: $N_1 = 358,89 \text{ кВА}$, $N_2 = 291,11 \text{ кВА}$.

Таблица 4.4

Существующее подключение насосно-силового оборудования к КТП

Номер скважины	Тип насоса	Мощность привода, кВт	Подключение
1	ЭЦН	32	ТП1
2	ЭЦН	32	ТП1
3	ЭЦН	63	ТП1
4	ЭЦН	63	ТП1
5	ЭЦН	63	ТП1
6	ЭЦН	63	ТП1
7	ЭЦН	63	ТП1
8	ЭЦН	45	ТП1
9	ЭЦН	45	ТП1
	Сумма по ТП1	469	
10	ЭЦН	45	ТП2
11	ЭЦН	45	ТП2
12	ЭЦН	45	ТП2
13	ШГНУ	15	ТП2
14	ШГНУ	15	ТП2
15	ШГНУ	15	ТП2
	Сумма по ТП2	180	

Для проверки справедливости предлагаемого подхода к решению оптимизационной задачи произведем оптимизацию нагрузок КТП и численным методом.

КПД трансформатора вычисляется по соотношению

$$\eta_i = N_i / N_{\text{вх}i}, \quad (4.21)$$

где $N_{\text{вх}i}$ – мощность на входе трансформатора; N_i – мощность потребителей i -го трансформатора.

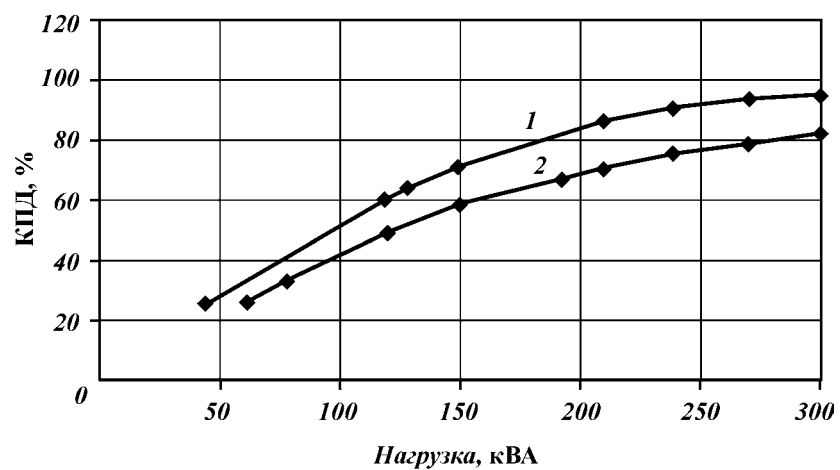
Общие потери энергии группы трансформаторов определятся как

$$\begin{aligned} \Delta N &= \sum_{i=1}^n N_{\text{вх}i} (1 - \eta_i) = \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{\eta_i} (1 - \eta_i) = \\ &= \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{\eta_i} - \sum_{i=1}^n N_i = \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{\eta_i} - N. \end{aligned} \quad (4.22)$$

Условие минимальных потерь энергии

$$\Delta N = \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{\eta_i} - N \rightarrow \min. \quad (4.23)$$

a



б

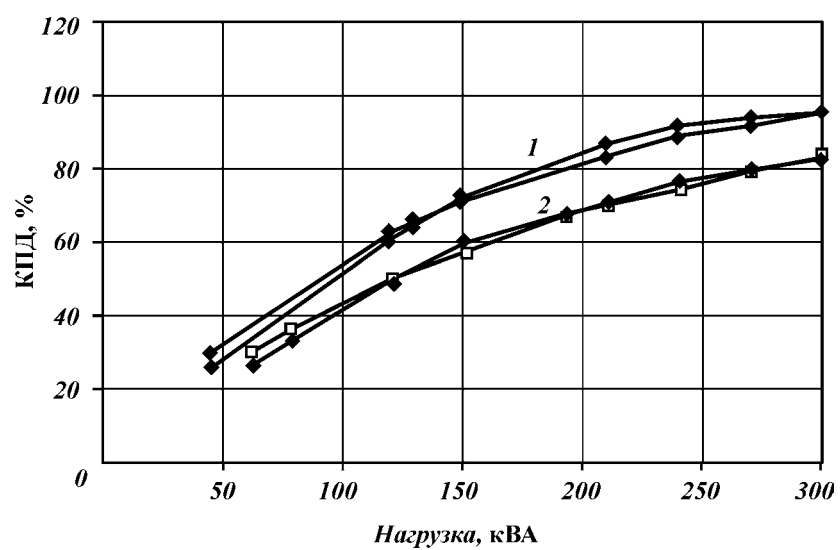


Рис. 4.13. Фактические характеристики КТП-300 кВА и КТП-500 кВА (а) и сравнение расчетных (1) и фактических характеристик КТП (б)

Учитывая, что

$$\eta_i = a_i (1 - \exp(-\alpha_i N_i)),$$

получим минимизируемый функционал вида:

$$\sum_{i=1}^n \frac{N_i}{a_i (1 - \exp(-\alpha_i N_i))} - N \rightarrow \min, \quad (4.24)$$

при условиях $0 < N_i < N_{\text{ном}}$, и $\sum_{i=1}^n N_i = N$.

Для определенных выше эмпирических коэффициентов

$$a_1 = 102,32 \%, \quad a_1 = 0,00553 \text{ кВА}^{-1};$$

$$a_2 = 108,35 \%, \quad a_2 = 0,00815 \text{ кВ}^{-1};$$

решением (4.26) являются величины

$$N_1 = 354,93 \text{ кВА}, \quad N_2 = 295,07 \text{ кВА}$$

(решение получено с помощью стандартного средства Excel «Поиск решения»). Решение функционала (4.24) можно получить и численными, например, градиентными методами наискорейшего спуска и т.п.

Таким образом, различие в решениях с помощью предлагаемой модели (4.20) и стандартными методами оптимизации составляет $(1 - 354,93/358,89) \cdot 100 \% = 1,1 \%$. Столь высокая точность указывает на справедливость предлагаемой методики.

Основное преимущество предлагаемого метода – в аналитическом виде расчетной модели (4.20), решение задачи оптимизации, по которой не требует применения численных методов и итерационных процедур. Кроме того, предлагаемый алгоритм позволяет оптимизировать нагрузку на КТП даже в случае, когда присоединенная нагрузка меняется во времени (аварийные отключения насосов).

Для рассматриваемого примера перераспределения нагрузок необходимо произвести переключение части приводных электродвигателей насосов (с общей мощностью приводов 110 кВт) с ТП1 на ТП2. Варианты переключения могут быть различны, например, ЭЦН № 7 и № 8, № 3 и № 9 и т. п. (см. табл. 4.4).

Сравнение численного значения суммарного коэффициента полезного действия группы трансформаторов, полученного в результате оптимизации распределения нагрузок, со случаем существующего распределения нагрузок, показало, что потери электроэнергии на КТП, обслуживающих куст скважин, уменьшаются не менее, чем на 2 %. С учетом того, что число трансформаторов

в НГДУ может достигать нескольких тысяч, экономия электроэнергии будет весьма существенной.

В отличие от существующих методов предложенный алгоритм позволяет решать задачу оптимального перераспределения нагрузки с учетом временной динамики ее изменения (изменение присоединенной нагрузки потребителей при технологических и аварийных остановках насосного оборудования).

4.3. СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ЭНЕРГОРЕСУРСЫ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Нормальная работа любого нефтегазодобывающего предприятия может быть обеспечена лишь при условии его надежного энергообеспечения. Перебои с подачей электроэнергии приводят к полной остановке добычи сырья и нарушению технологических процессов (закачка воды в пласт, подготовка и транспорт нефти и пр.). Кроме того, аварийные отключения электроэнергии и снижение ее качества уменьшают ресурс работы технологического оборудования в 2–3 раза.

Систематическое увеличение стоимости электроэнергии ставит нефтегазодобывающие компании в трудное положение. Основной прирост себестоимости продукции за последние годы связан именно с увеличением цен на энергоресурсы.

Все выше приведенные факторы заставляют нефтегазодобывающие компании искать собственные пути решения проблемы повышения своей энергетической безопасности и удешевления стоимости электроэнергии, главным образом, путем строительства мини-электростанции (мини-ЭС). Проведенный нами в первой главе обзор литературных данных иллюстрирует неоднозначные, порой диаметрально противоположные точки зрения на возможность эффективного использования мини-ЭС. Если производители подобного энергетического оборудования убеждают потребителя в чрезвычайной выгоде перехода на «малую энергетику», то представители «большой энергетики» (региональные АО, РАО «ЕЭС России») говорят о «ложных ориентирах внедрения в промышленность маломощных источников энергии» и их «будущем долгосрочном негативном эффекте» [15, 16].

Электростанции для обеспечения собственных нужд приняты в эксплуатацию многими компаниями. В их числе такие круп-

нейшие компании как «Сургутнефтегаз», «Татнефть», «Башнефть», «ЮКОС». Кроме низкой себестоимости получаемой на таких ЭС электроэнергии, применение собственных источников дает и другие преимущества, например, не требуются высоковольтные ЛЭП, а в ряде случаев, и трансформаторные подстанции. Как правило, для привода генератора используются отечественные газотурбинные двигатели мощностью 2–10 МВт производства ОАО «Авиадвигатель» (Пермь), ОАО «Южтрансэнерго» (Запорожье) и др.

Вместе с тем в последнее время активно внедряются экономичные и надежные тепловые двигатели – дизельные и газопоршневые.

Настоящий раздел книги представляет собой попытку получения достоверных оценок и критериев, позволяющих оценить целесообразность перехода нефтедобывающих предприятий на автономное энергообеспечение и осуществить выбор типа ЭС с приводом от тепловых двигателей.

Стоимость электроэнергии, вырабатываемой собственными источниками энергии, определяется в основном стоимостью топлива и КПД применяемого приводного двигателя.

Усредненные стоимости топлива в нефтедобывающих регионах РФ (данные на зиму 2002 г.) приведены в табл. 4.5.

Одной из основных характеристик ЭС является удельный расход топлива, который зависит от теплоты сгорания топлива, механического КПД двигателя и электрического КПД генератора:

$$Q_{уд} = \frac{3,6 \cdot 10^6}{q \cdot \eta_d \cdot \eta_z}, \text{ [кг/кВт·ч]}. \quad (4.25)$$

Стоимость выработки 1 кВт·ч электроэнергии вычисляется по очевидной формуле

$$S = \frac{3,6 \cdot 10^6 \cdot S_m}{q \cdot \eta_d \cdot \eta_z}, \text{ [руб/кВт·ч]}, \quad (4.26)$$

Таблица 4.5

Стоимость энергоносителей

Топливо	Единица измерения	Цена (с налогами)
Бензин А-76	Руб/т	6050,82
Дизельное топливо Л-0,2-40	Руб/т	6100,00
Мазут М-100	Руб/т	1367,50
Природный газ	Руб/тыс.м³	505,00
Топливо печное бытовое	Руб/т	4700,00

где S – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч; S_T – стоимость 1 кг топлива, руб/кг; q – теплота сгорания топлива, Дж/кг; η_d – механический КПД двигателя; η_r – электрический КПД генератора (0,95–0,99 в зависимости от мощности).

Средние значения рассчитанной по соотношению (4.26) величины S для разных типов тепловых двигателей и $\eta_r = 0,95$ приведены в табл. 4.6. Плотность природного газа при Н.У. для расчетов принята равной 0,75 кг/м³.

Использование в качестве топлива практически бесплатного попутного газа, значительная часть которого сжигается в факелах, еще более снижает стоимость электроэнергии от автономных источников энергии нефтегазодобывающих предприятий.

Учет затрат на закупку оборудования и материалов, монтаж и обслуживание ЭС приводит к увеличению реальной стоимости вырабатываемой электроэнергии. В качестве критерия выбора типа ЭС нами предлагается упрощенная формула расчета дополнительной валовой прибыли, учитывающая основные параметры и паспортные данные ЭС:

$$W = N \cdot (S_{\text{ЭЭС}} - S) \cdot t_{\text{ресурс}} - Z_p \cdot N_p - Z_{\text{кап}} - S_{\text{обсл}} \cdot t_{\text{ресурс}}, \quad (4.27)$$

где W – дополнительная валовая прибыль за время общего ресурса ЭС, руб; N – мощность ЭС, кВт; $S_{\text{ЭЭС}}$ – существующий тариф на электроэнергию ЭЭС в данном регионе, руб/кВт·ч; S – стоимость электроэнергии новой ЭС (табл. 4.6), руб/кВт·ч; $t_{\text{ресурс}}$ – общий моторесурс ЭС, часов; Z_p – стоимость капитального ремонта ЭС, руб; $N_p = (t_{\text{ресурс}}/t_{\text{кап.рем}} - 1)$ – число капремонтов за весь срок службы ЭС; $Z_{\text{кап}}$ – капитальные затраты (закупка, транспортировка и монтаж ЭС), руб; $S_{\text{обсл}}$ – стоимость обслуживания ЭС (текущее обслуживание, зарплата персонала), руб/час.

Таблица 4.6

Характеристики мини-ЭС с различными типами приводных двигателей

Двигатель	η_d	Топливо	S_T , руб/кг	q , МДж/кг	$Q_{уд.}$, кг/кВт·ч	S , руб/кВт·ч
Бензиновый	0,30	А-76	6,00	46,0	0,27	1,65
Дизельный	0,40	Дизельное топливо	6,10	42,0	0,23	1,38
Паровая турбина	0,25	Мазут	1,37	40,0	0,38	0,52
Паровая турбина	0,25	Природный газ	0,67	35,5	0,43	0,29
Газотурбинный	0,28	Природный газ	0,67	35,5	0,38	0,26
Газопоршневой	0,40	Природный газ	0,67	35,5	0,27	0,18

Для современных ЭС с высокой степенью автоматизации последним слагаемым в соотношении (4.27) можно пренебречь.

Заметим, что предлагаемый критерий является, на наш взгляд, более объективным, чем общепринятый «срок окупаемости». При невысоком общем ресурсе ЭС срок окупаемости может быть равен или даже превышать время общего ресурса, и тогда этот критерий вообще теряет смысл.

При необходимости срок окупаемости можно вычислить из (4.27) следующим образом:

$$T = \frac{Z_{\text{кан}}}{N \cdot (S_{\text{ЭС}} - S)} \cdot \frac{1}{8760}, \quad (4.28)$$

где T – срок окупаемости, лет, $1/8760$ – переводной коэффициент ($8760 \text{ ч} = 1 \text{ году}$).

В табл. 4.7 приведены данные расчетов по соотношениям (4.27) и (4.28) для нескольких промышленных ЭС при следующих допущениях:

тариф $S_{\text{ЭС}} = 0,5 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$;

капитальные затраты $Z_{\text{кан}}$ принимаем равными сумме цены производителя (импортные – по курсу $1\$ = 30 \text{ руб}$) и транспортировки оборудования;

стоимость капитального ремонта $Z_p = 0,5Z_{\text{кан}}$;

ресурс – из технических характеристик ЭС (от производителя).

Как следует из табл. 4.7, критерии «срок окупаемости» и «дополнительной валовой прибыли» рекомендуют различные типы ЭС. Наиболее предпочтительными по первому критерию являются мощные ЭС, однако срок окупаемости у них равен 5–9 лет (строка 1 табл. 4.7).

По второму критерию оптимальными являются маломощные газопоршневые ЭС, мощностью 0,2–1,0 МВт (строка 5 табл. 4.7). Приемлемыми по обоим критериям являются надежные (ресурс 200000–300000 ч) газопоршневые импортные ЭС средней мощности $\approx 1 \text{ МВт}$ (строка 4 табл. 4.7).

В расчетах предполагалось, что мини-ЭС используется исключительно для выработки электроэнергии. В действительности, и это предусмотрено конструкциями большинства мини-ЭС, тепло выхлопных газов может эффективно утилизироваться для технологических нужд, потребностей отопления и горячего водоснабжения объектов нефтепромыслов.

Отметим некоторые особенности, присущие газотурбинным (ГТ) и газопоршневым (ГП) мини-ЭС.

Существенным недостатком газотурбинных установок (ГТУ)

Таблица 4.7

Сравнительные характеристики некоторых серийных мини-ЭС

№ п/п	ЭС	Изготовитель	Тип	S	$t_{\text{ресурс}}$, час	$t_{\text{капрем}}$, час	N , кВт	$Z_{\text{кап}}^*$, тыс. руб.	W , млн. руб.	T , лет
1	ГТУ-6	Пермь	ГТ	0,26	100000	35000	6400	120000	156,3	8,8
2	Урал-2500	Пермь	ГТ	0,26	100000	35000	2500	30000	61,1	5,6
3	6ГЧ15/18/ГСФ 100М	Санкт-Петербург	ГП	0,18	40000	20000	200	2000	2,6	3,6
4	Waukesha L7042GSIU	Stamford	ГП	0,18	200000	30000	1000	8790	64,2	3,1
5	275GS	Детройт	ГП	0,18	40000	20000	275	2302	3,5	3,0

* Цены ориентировочные, зависят от комплектации ЭС.

является сильная зависимость эффективной мощности от температуры окружающей среды [7]. К недостаткам ГТУ следует отнести и технологическое необходимое высокое давление топливного газа (1,0–1,6 МПа), что вызывает в ряде случаев необходимость применения дожимных газовых компрессоров и приводит к увеличению стоимости газотурбинных ЭС.

Основным недостатком ГП ЭС до последнего времени считалась невысокая единичная мощность агрегата (до 2 МВт). В настоящее время эта проблема успешно решается секционированием энергоустановок.

Секционирование генерирующих мощностей стало возможным лишь в последнее время, когда появились надежные, высокоточные системы управления, основанные на достижениях микропроцессорной техники и компьютерной технологии. Существуют примеры установок, состоящих из десятков (40–50) генерирующих блоков под общим компьютерным управлением.

Важным преимуществом секционирования является возможность регулирования генерируемой электрической мощности по текущей нагрузке. Действительно, для газопоршневой электрогенераторной установки линейная зависимость потребления топлива имеет место, начиная с 15–20 % номинальной мощности. Секционируя общую мощность на 5–10 блоков, работающих в параллель, получаем возможность работы с 1,5–4 до 100 % номинальной нагрузки при расчетном удельном потреблении топлива. При отсутствии нагрузки неэксплуатированные блоки останавливаются, и тем самым экономится моторесурс приводных двигателей. Возрастает и надежность работы ЭС. Действительно, при выходе из строя, плановом ремонте или техническом обслуживании общая мощность системы составит $(n - 1)/n$ % номинальной мощности, где n – число блоков в системе.

Использование мини-ЭС позволяет сократить непроизводительные потери электроэнергии в линиях электропередач и уменьшить себестоимость добычи нефти и газа за счет использования более дешевой собственной электроэнергии с одновременной выработкой тепловой энергии.

Для месторождений Западной Сибири наиболее предпочтительными, по критериям цена – качество – надежность, газопоршневые мини-ЭС мощностью около 1 МВт.

4.4. МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ ПО КРИТЕРИЮ МИНИМАЛЬНЫХ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ

Рассмотренные в третьей главе книги методы планирования территориального размещения объектов нефтяных и газовых промыслов можно применить для целей снижения непроизводительных затрат и потерь электрической энергии нефтегазодобывающих предприятий.

Значительная часть электроэнергии теряется при ее передаче на дальние расстояния, что особенно актуально для таких протяженных объектов, как нефтегазовые месторождения и промыслы.

Как было показано ранее, даже на таких территориально компактных объектах, как куст скважин, потери электроэнергии в силовых кабелях могут достигать 30 % от передаваемой энергии.

Исходя из этого, актуальна задача снижения потерь электрической энергии при ее передаче в ЛЭП и кабелях в условиях нефтяных и газовых промыслов.

4.4.1. ОПТИМИЗАЦИЯ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ

В предыдущем разделе было показано, что использование мини-ЭС на нефтепромыслах имеет ряд преимуществ перед централизованным электроснабжением, в первую очередь, по стоимости генерируемой энергии. Важным является также возможность снижения потерь энергии при ее транспортировке за счет уменьшения длин силовых кабелей и сокращения (вплоть до полной ликвидации) числа трансформаторных подстанций.

Для реализации этих возможностей требуется решить задачу оптимального выбора мощности и размещения мини-ЭС. Возможности выбора типа и марки мини-ЭС, удовлетворяющей не-

обходимым требованиям по мощности, КПД, стоимости, динамичности по нагрузке, рабочему ресурсу и надежности, в настоящее время весьма велики. Типовой ряд электрических мощностей газотурбинных мини-ЭС определяется мощностью серийно выпускаемых ГТД и составляет следующую последовательность: 2,5 МВт, 4 МВт, 6 МВт, 12 МВт, 16 МВт, 25 МВт.

Мини-ЭС с приводом от дизельных двигателей имеют, как правило, меньшую единичную мощность (до 1–2 МВт), но существенно больший электрический КПД, надежность и моторесурс. Недостаточная единичная мощность при необходимости компенсируется включением агрегатов в параллельную работу (до 3–6 агрегатов), что, кроме того, обеспечивает и возможность оптимизации нагрузки на агрегаты при колебаниях электропотребления.

Из зарубежных разработок представляет интерес мини-ЭС на основе низкооборотного газопоршневого двигателя фирмы «Waukesha» с единичной мощностью 0,8 МВт и ресурсом 300000 моточасов. Особенно интересен данный вариант для нефтегазодобывающих предприятий, так как в качестве топлива для двигателя можно использовать не только метан, но и попутный газ. К недостаткам данной мини-ЭС следует отнести низкое генерируемое напряжение (0,4 кВ), что для совместимости с существующими электросетями требует установки повышающего трансформатора 0,4/6 кВ. С другой стороны, если мини-ЭС используется по прямому назначению – снабжению объекта сравнительно небольшой протяженности и мощности, то отпадает необходимость применения вообще каких-либо трансформаторов.

Таким образом, в настоящее время сложился достаточно обширный рынок мини-ЭС, и задача реконструкции сводится к выбору оптимального типа и мощностей энергоустановок и их территориального размещения, как с точки зрения надежного энергоснабжения промыслов, так и с точки зрения уменьшения удельных энергозатрат на добычу нефти и газа.

Задача выбора оптимальной системы энергоснабжения нефтегазовых промыслов должна решаться с учетом территориального размещения и мощности как потребителей, так и источников электрической энергии. Поэтому постановка оптимизационной задачи должна проводиться индивидуально для каждого месторождения. Исходной информацией для проведения расчетов служит масштабная карта месторождения, на которую нанесены все энергопотребляющие объекты (кусты скважин, водонагнетательные насосы и пр.) с указанием их установленной мощности.

Для наглядности представления данных по плотности размещения энергопотребляющих объектов нами была использована

компьютерная программа, позволяющая строить пространственные поверхности и их срезы по линиям равного уровня (изо-клины). В рамках решения поставленной задачи горизонтальными координатами служат координаты энергопотребителей (добывающие и нагнетательные скважины) на местности, вертикальными – потребляемая ими электрическая мощность.

В качестве исходной информации для проведения расчетов были использованы данные ИИС «Скат-95» по текущей нагрузке кустовых ТП и координаты кустов скважин одного из месторождений Западной Сибири. Данные по фактическим нагрузкам, представленные в виде трехмерных поверхностей и их сечений, показаны на рис. 4.14 и рис. 4.15 соответственно.

Анализ представленных результатов показывает, что географически потребление электроэнергии в пределах месторождения имеет ярко выраженный неравномерный характер.

Поверхность энергопотребления имеет целый ряд локальных экстремумов, расположение которых соответствует областям максимального и минимального энергопотребления.

Поверхность энергопотребления (см. рис. 4.14) коррелирует с поверхностью эквивалентной интенсивности отказов (см. раздел 1.1.4 настоящей работы). Корреляционная связь особенно высока с поверхностью, описывающей отказы, происходящие вследствие аварий энергетического оборудования и кабельных линий электропередач.

Проведенный нами анализ физических причин отказов электрогенерирующего оборудования, линий электропередач, электропривода технологического оборудования показал, что главной причиной их отказов является перегрузка по передаваемой или потребляемой мощности.

Кроме того, перегрузка кабельных линий сопровождается резким увеличением тепловых потерь, что приводит к росту удельных затрат электроэнергии.

С учетом всего изложенного выше формализуем нашу задачу оптимизации.

На территории месторождения необходимо разместить n автономных источников электроэнергии с известной суммарной мощностью N_0 , кВт, таким образом, чтобы нагрузка электроприемников соответствовала их номинальным показателям, т.е. суммарные тепловые потери в силовых линиях были минимальны.

Для рассматриваемого примера общая мощность, потребляемая объектами месторождения, составляет 9,9 МВт, поэтому примем $N_0 = 10$ МВт. Из анализа рис. 4.15 следует, что имеются три пространственно разделенных области максимального энергопотребления A , B , C (светлые области на рисунке): в за-

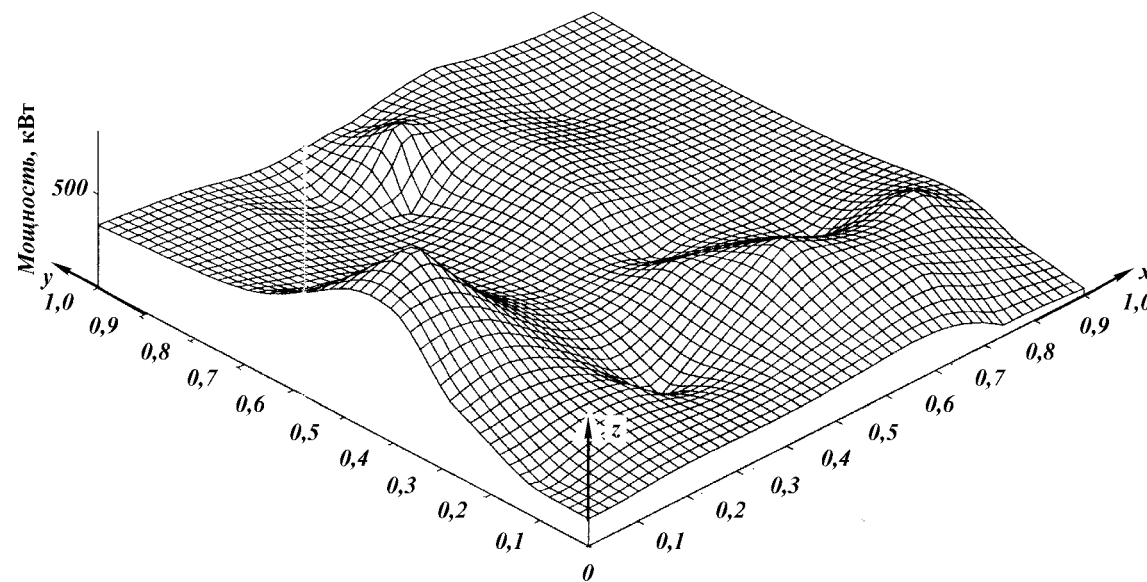


Рис. 4.14. Трехмерное представление энергопотребления нефтепромысла

Рис. 4.15. Изоклины поверхности энергопотребления, представленной на рис. 4.14:
A, B, C – зоны повышенного энергопотребления, *D* – центр тяжести структуры

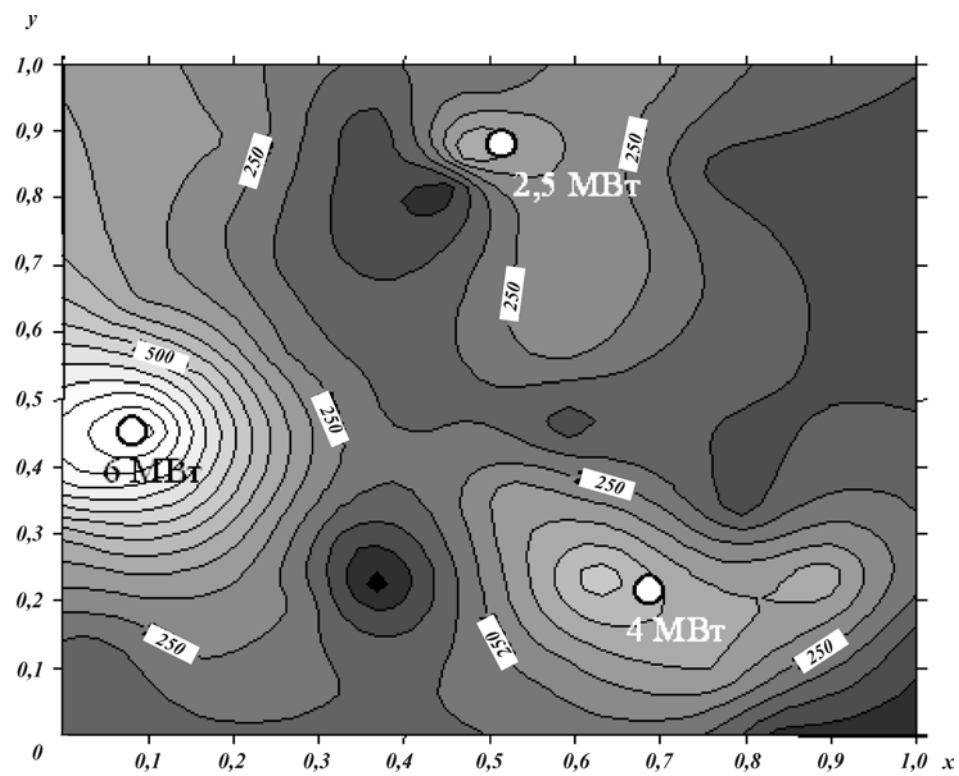


Рис. 4.16. Вариант расположения трёх мини-ЭС с номинальными мощностями 6, 4 и 2,5 МВт

падной части месторождения (А) $N_1 = 5,0$ МВт, в северо-восточной (В) $N_2 = 1,5$ МВт и в южной (С) $N_3 = 3,5$ МВт.

Рассмотренная ранее задача размещения объектов для данного случая формализуется следующим образом.

Пусть m существующих объектов (кустов скважин) размещены в различных точках P_1, \dots, P_m плоскости, а новые объекты (мини-ЭС) – в точках X_1, \dots, X_n . Расстояние между точками расположения j -го нового и i -го существующих объектов обозначим как $d(X_j, P_i)$. Обозначим годовые удельные потери энергии в кабеле между j -м новым и i -м существующим объектом через $w_{ij} = F_1(N_i)$. Тогда общие годовые потери энергии определяются как

$$f(X) = \sum_{i=1}^m w_{ij} d(X_j, P_i), \quad (4.29)$$

где $d(X_j, P_i) = \sqrt{(x_j - a_i)^2 + (y_j - b_i)^2}$; x_j, y_j – искомые координаты мини-ЭС, a_i и b_i – координаты i -го существующего объекта.

Задача размещения нового объекта на плоскости состоит в минимизации целевой функции: $f(X) \rightarrow \min$.

Геометрически каждая составляющая целевой функции (4.31) представляет собой уравнение прямого кругового конуса. Следовательно, уравнение (4.31) представляет собой сумму конусов, вершины которых являются точками разрыва производных. Так как конус есть предельная форма гиперболоида, то, заменяя конусы гиперболоидами, получим гладкую аппроксимирующую функцию. Такую замену можно осуществить введением малого параметра ε в выражение для расстояний:

$$d(X_j, P_i) = \sqrt{(x_j - a_i)^2 + (y_j - b_i)^2} + \varepsilon. \quad (4.30)$$

Определяя частные производные f по x и y , приравнявая их к нулю и разрешая относительно x и y , получим следующие итерационные формулы:

$$x_j^{(h+1)} = \frac{\sum_{i=1}^m w_{ij} a_i / E_i^{(h)}}{\sum_{i=1}^m w_{ij} / E_i^{(h)}}, \quad (4.31)$$

Рис. 4.17. Вариант расположения 12 газопоршневых мини-ЭС (обозначены светлыми кружками) с номинальными мощностями 1 МВт

$$y_j^{(h+1)} = \frac{\sum_{i=1}^m w_{ij} b_i / E_i^{(h)}}{\sum_{i=1}^m w_{ij} / E_i^{(h)}}, \quad (4.32)$$

где $E_i^{(h)} = \sqrt{(x^{(h)} - a_i)^2 + (y^{(h)} - b_i)^2} + \varepsilon$, а верхние индексы обозначают номер итерации.

Расчет оптимального расположения одной мини-ЭС, проведенный по данным итерационным формулам, позволяет определить расположение источника энергии в области D (центр тяжести всей структуры) (см. рис. 4.15). При таком размещении мини-ЭС суммарные потери в ЛЭП сократятся в 1,8 раза в сравнении с ныне существующими. Однако из рис. 4.15 видно, что данный район месторождения соответствует малому энергопотреблению, а значит, такая схема электроснабжения реально не является оптимальной. Поэтому очевидно, что в данном случае более рациональным решением будет применение не одной, а нескольких (n) мини-ЭС.

Вообще говоря, оптимизация в глобальном смысле (получение глобального минимума некоего функционала) с чисто математических позиций в данном случае представляется невозможной. Существует бесконечное множество локальных минимумов, зависящих от выбора типовых мощностей МЭС, их количества и стоимости, КПД и многих других факторов, учет которых без детального экономического анализа невозможен.

Один из возможных вариантов расположения мини-ЭС трех номиналов мощностей представлен на рис. 4.16. Расчет проводился по формулам (4.31) (4.32), но с учетом того, что в нашем распоряжении имеется три мини-ЭС с номинальными электрическими мощностями $N_1 = 6$ МВт, $N_2 = 4$ МВт и $N_3 = 2,5$ МВт.

С учетом выводов раздела 4.3 данной книги, наиболее эффективно использовать на нефтегазодобывающих предприятиях однотипные электростанции мощностью 1–2 МВт. Число таких мини-ЭС может составить для рассматриваемого нефтепромысла от 5 до 10.

На рис. 4.17 приведен пример реализации разработанного алгоритма оптимального размещения автономных источников энергии (мини-ЭС) на базе газопоршневых установок единичной мощностью 1 МВт на одном из месторождений СП «Ватойл».

4.4.2. СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВ

Потери электроэнергии в силовых кабелях приводов глубинных насосов в нефтедобыче могут достигать 30 % от передаваемой энергии. Поэтому в качестве еще одного примера рассмотрим задачу оптимального размещения трансформаторной станции на территории куста скважин, решение которой дает возможность значительно сократить потери.

Группа скважин, или куст, имеет в своем составе до 16 нефтедобывающих скважин, среднесуточный дебит каждой из которых индивидуален. Поэтому производительности насосов, а значит и мощность приводного электродвигателя, должны подбираться также для каждой скважины отдельно.

Зависимость паспортной производительности ЭЦН и паспортной мощности ПЭД, установленных на одном из кустов скважин месторождения СП «Ватойл» (рис. 4.18), показывает, что связь между данными параметрами близка к линейной.

На рис. 4.19 приведены данные из базы данных ИИС «Скат-95», показывающие зависимость между измеренной подачей и силой тока ПЭД. Анализ рисунка показывает, что имеется значительный разброс экспериментальных точек от теоретической зависимости мощности от силы тока $N \sim I^2$. Отклонения объясняются, кроме вариации нагрузочных характеристик ПЭД различной мощности, тепловыми потерями в силовых кабелях, подающих электрическую энергию от ТП к ПЭД.

Оценим величину этих потерь для скв. 1854 СП «Ватойл» (куст № 29), данные о которой приведены ниже.

Характеристики скв. 1854 СП «Ватойл»

Дебит, м ³ /сут.....	238,2
Марка ПЭД.....	ПЭДС90-117ЛГВ5
Тип ЭЦН.....	ЭЦНМ5А-250-1700
Марка кабеля.....	КПБПЗ×16
Длина, м.....	1650

По данным ИИС «Скат-95» средняя сила тока ПЭД данной скважины $I_{\text{ПЭД}} = 33\text{А}$. Удельное сопротивление кабеля КПБПЗ×16 $\rho_{\text{уд}} = 1,15\text{ Ом/км}$ (табл. 4.8), поэтому тепловые потери в кабеле

$$N = 3 \cdot \rho_{\text{уд}} \cdot L \cdot I^2 = 3 \cdot 1,15 \cdot 1,650 \cdot 33^2 = 6200\text{ Вт} = 6,2\text{ кВт},$$

т.е. потери составляют $6,2/90 = 6,9\%$ от мощности ПЭД.

Так как затраты на электроэнергию составляют значительную долю в себестоимости нефти, снижение потерь становится актуальной задачей.

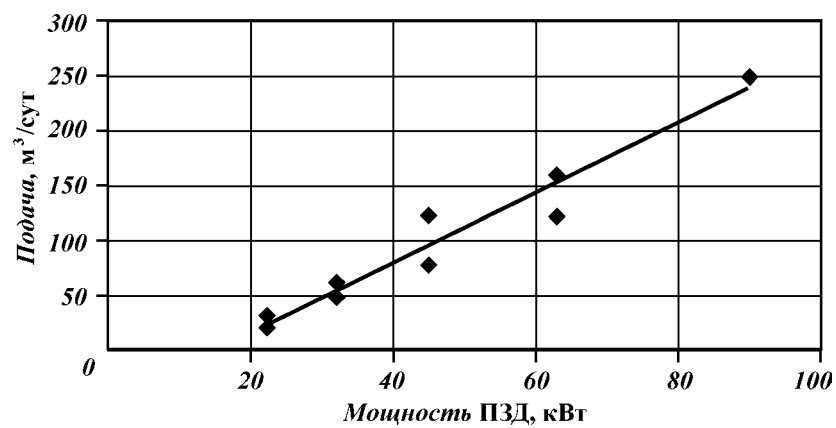


Рис. 4.18. Зависимость паспортной производительности ЭЦН от паспортной мощности ПЭД, установленных на кусте № 29 месторождения СП «Ватойл»:
 $y = 3,2401x - 52,991$; $R^2 = 0,9568$

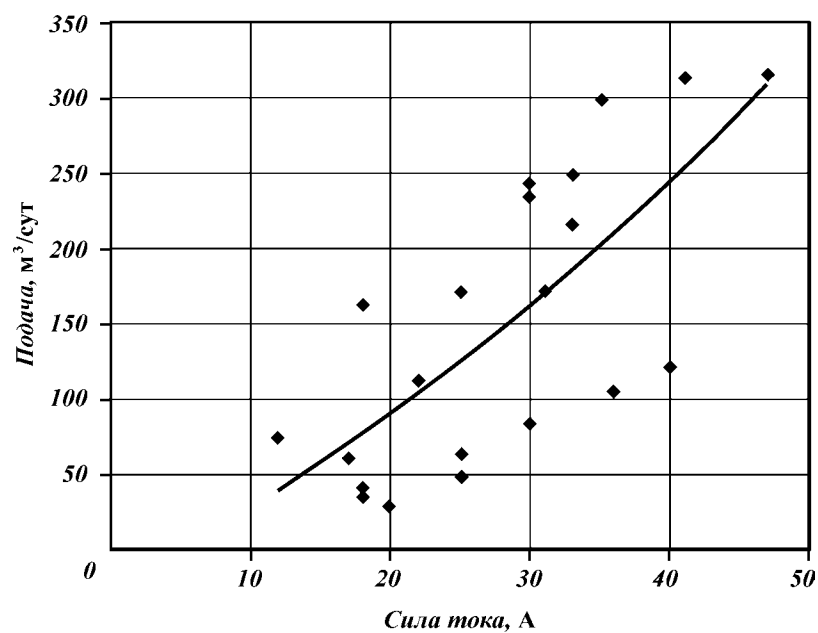


Рис. 4.19. Связь фактической подачи ЭЦН и силы тока ПЭД, установленных на кусте № 29 месторождения СП «Ватойл»:
 $y = 0,0546x^2 + 4,5311x - 23,02$; $R^2 = 0,5224$

Таблица 4.8

Расположение скважин куста № 29 и потери в кабелях до оптимизации
($x_m = 450$ м, $y_m = 890$ м)

Номер скважины	Координата скважины X	Координата скважины Y	Ток ПЭД, А	Потери, кВт
1925	0	0	22	1,87
1854	100	666	33	1,67
1926	733	896	17	0,57
1927	123	1356	54	2,69
1997	438	743	33	1,61
4581	905	933	43	4,62
4581	1222	134	55	14,68
8144	900	455	55	9,93
8647	800	1400	16	0,59
8647	440	230	15	0,70
Суммарные потери в кабелях, кВт				38,94

Основные параметры кабелей для погружных насосов даны ниже.

Кабели для погружных электронасосов с полиэтиленовой изоляцией на температуру 90 °С

Рабочее напряжение	33 кВ
Электрическое сопротивление ТПЖ при $t = 20^\circ\text{C}$ при сечениях:	Не более, Ом:
3×10	1,83
3×16	1,15
Электрическое сопротивление изоляции	Не менее 1200 МОм
Испытательное напряжение	10 кВ
Стойкость к раздавливающим нагрузкам	Не менее 158 кН
Ток утечки при $t = 20^\circ\text{C}$ и напряжении 12 кВ	$1 \cdot 10^{-5}$ А/км
Диапазон рабочих температур	От -60 до $+90^\circ\text{C}$
Спускотъемные работы	До -40°C
Минимальный радиус изгиба	Не менее 380 мм

На рис. 4.20 и в табл. 4.8 приведены исходные данные, т.е. существующее в настоящее время расположение ТП и добываю-

Таблица 4.9

Расположение скважин куста № 29 и потери в кабелях после оптимизации
($x_m = 650$ м, $y_m = 700$ м)

Номер скважины	Координата скважины X	Координата скважины Y	Ток ПЭД, А	Потери, кВт
1925	0	0	22	1,59
1854	100	666	33	2,07
1926	733	896	17	0,21
1927	123	1356	54	8,47
1997	438	743	33	0,81
4581	905	933	43	2,21
4581	1222	134	55	8,40
8144	900	455	55	3,65
8647	800	1400	16	0,63
8647	440	230	15	0,40
Суммарные потери в кабелях, кВт				28,44

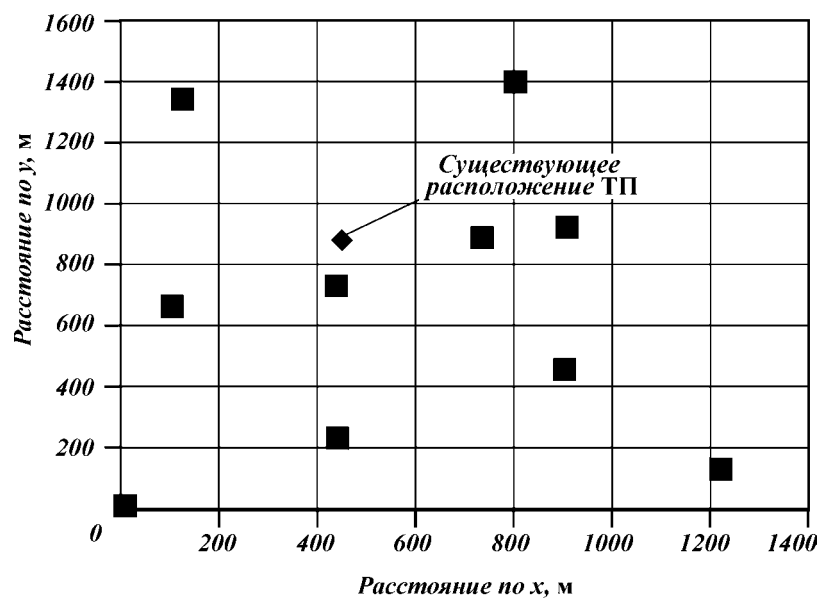


Рис. 4.20. Графическое изображение существующего взаимного расположения ТП и скважин

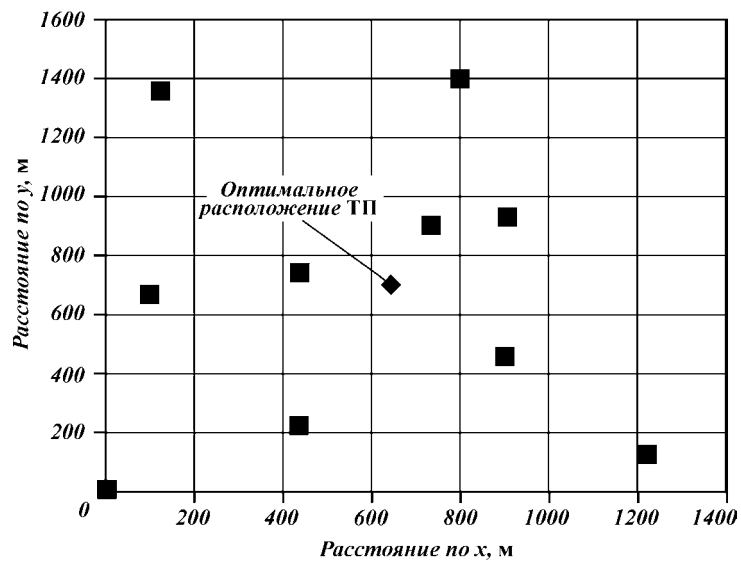


Рис. 4.21. Графическое изображение взаимного расположения ТП и скважин после оптимизации

щих скважин куста № 29. Расчеты проводились по итерационным формулам (4.31), (4.32), а их результаты представлены в табл. 4.9 и на рис. 4.21. Как следует из сравнения расчетных и исходных данных, потери в кабелях снизились с 38,9 кВт до 28,4 кВт, т.е. на 26 %.

Приведенные примеры показывают, что оптимизация территориального размещения энергетических объектов нефтегазовых промыслов позволяет существенно сократить потери энергоресурсов. Предлагаемые алгоритмы позволяют не только повысить надежность электроснабжения объектов нефтяных месторождений, но и уменьшить в 2–5 раз потери электроэнергии в линиях электропередач.

Список литературы к главе 4

1. Рейнике М., Тренел К., Хербст Э., Хемпген М., Линц Э. Пути повышения экономической эффективности операций на старых нефтяных месторождениях / Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1989. – № 7. – С. 21–26.
2. Микаэлян Э.А., Микаэлян Р.Э., Дорохин В.П. Перспектива применения газотурбинных агрегатов в нефтегазовой промышленности / Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 6. – С. 49–52.
3. Мирзаджанзаде А.Х., Максудов Ф.Г. Теория и практика применения неравновесных систем в нефтедобыче. – Баку: Элм, 1985. – 220 с.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность. Неравновесность. Неоднородность. – Уфа: ГИЛЕМ. – 1999. – 462 с.
5. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче. – М.: Наука, 1997. – 256 с.
6. Сапунов М. Вопросы качества электроэнергии / Новости электротехники. – 2001. – № 4. – С. 8–10.
7. Микаэлян Э.А. Повышение качества, обеспечение надежности и безопасности магистральных газонефтепроводов для совершенствования эксплуатационной пригодности. – М.: Топливо и энергетика, 2001. – 640 с.
8. Инструкция по определению эффективности работы и технического состояния газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистральных газопроводов. – М.: Изд. ВНИИГаз, 1981. – 66 с.
9. Курицкий Б.Я. Поиск оптимальных решений средствами Excel 7.0. – СПб: «ВНУ-Санкт-Петербург», 1997. – 384 с.
10. Смородов, Е.А., Деев В.Г. Оперативный контроль сбалансированности станка-качалки ШГН на основе динамометрирования / Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 7. – С. 57–58.
11. Грайфер В.И., Ишемгузин С.Б., Яковенко Г.А. Оптимизация добычи нефти глубинными насосами. – Казань: Татарское книжное издательство, 1973 г. – 214 с.
12. Камышак Н.Г., Молодых А.В. Повышение КПД шахтных ПКТП / Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 5. – С. 64–65.

13. *Бекишев Б.А., Кратко М.А.* Элементарное введение в геометрическое программирование. – М.: Наука, 1980. – 143 с.
14. *Байков И.Р., Жданова Т.Г., Гареев Э.А.* Моделирование технологических процессов трубопроводного транспорта нефти и газа. – Уфа: УНИ, 1994. – 128 с.
15. *Грайфер В.И., Глаустянец В.А.* Производство топливно-энергетических ресурсов и научно-технический прогресс// Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 3. – С. 28–32.
16. *Прохорова А.* Малая энергетика – вне закона// Оборудование. – 2001. – № 1. – С. 14–16.