

**ПОВЫШЕНИЕ
ЭФФЕКТИВНОСТИ
ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕФТЕГАЗОВОГО
ОБОРУДОВАНИЯ
НА ОСНОВЕ ОПТИМАЛЬНОГО
ПЛАНИРОВАНИЯ**

Как показано в предыдущих главах данной работы, снижение эксплуатационных характеристик нефтегазового оборудования с течением времени является естественным процессом, приводящим к снижению его эффективности. Для поддержания технического состояния механизмов на уровне, допустимом по соответствующим нормативам, проводится комплекс организационно-технических мероприятий, называемых обслуживанием.

Техническое обслуживание систем добычи и транспорта углеводородов включает в себя аварийные, восстановительные и профилактические мероприятия, проводимые для обеспечения необходимых эксплуатационных характеристик – производительности, энергозатрат и уровня надежности.

Виды обслуживания могут быть планово-предупредительные, т.е. выполняющиеся в заранее заданном объеме и в запланированные сроки, и вынужденные, необходимость которых вызывается выходом оборудования из строя.

Проведение мероприятий по обслуживанию оборудования требует значительных затрат, чем определяется актуальность разработки методов по их снижению. Если снижение числа аварийных ремонтов является задачей диагностики, то периодичность проведения плановых определяется соответствующими нормативами, выработанными на основе испытаний оборудования на надежность.

Однако нормативы на межремонтные периоды устанавливались для оборудования, не выработавшего максимальный установленный рабочий ресурс, что при современном состоянии технического парка предприятий нефтегазового комплекса во многих случаях не выполняется. Поэтому весьма актуальной стано-

вится задача определения оптимального межремонтного периода с учетом текущего технического состояния оборудования.

Разработке методов оптимизации и планирования обслуживающих мероприятий, планирования затрат на обслуживание и энергоресурсы, планированию размещения объектов на территории месторождений посвящены исследования, представленные в данной главе.

3.1. ОБОБЩЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ

Методы диагностики технического состояния нефтедобывающего оборудования, рассмотренные в главе 1 настоящей работы, позволяют строить некоторую шкалу оценок технического состояния отдельных элементов месторождения (скважина, насос, коллектор и пр.). Однако подобная информация недостаточна для оценки уровня технического состояния месторождения, рассматриваемого как единый объект.

Сам по себе постоянный контроль технических и технологических характеристик оборудования, эксплуатирующегося на отдельных скважинах, представляет интерес лишь с точки зрения диагностики оборудования и предупреждения аварий на единичных объектах, но не дает информации о техническом состоянии объекта (месторождение, цех, группа скважин), как единого целого.

Даже определив множество коэффициентов технического состояния разнотипного оборудования, установленного на нефтяном промысле, сталкиваешься с проблемой интегральной оценки технического состояния всей совокупности оборудования, установленного на скважинах с различным сроком службы, различной обводненностью добываемой нефти, различным газовым фактором и пр.

В связи с этим представляется актуальной разработка методов интегральной оценки уровня технического состояния всего оборудования, эксплуатирующегося в пределах одного месторождения.

Рассмотрим один из подходов, позволяющих дать комплексную оценку состояния фонда скважин. Этот подход реализован авторами в работе [1].

Построение предлагаемого комплексного показателя технического состояния какой-либо совокупности нефтедобывающих скважин основан на использовании коэффициента Джини [2].

Коэффициент Джини – K_d – используется в социологии для описания степени неравномерности распределения совокупного дохода общества по различным слоям населения. При полном равенстве доходов $K_d = 0$, если же общество резко дифференцировано по слоям (доходам), то $K_d \rightarrow 1$.

Подобные свойства коэффициента Джини позволяют количественно оценивать вклад единичных составляющих в получение результирующего продукта по всей системе в целом.

Рассмотрим физический смысл коэффициента K_d применительно к задаче оценки технического состояния фонда добывающих скважин.

На рис. 3.1 представлены результаты обработки данных по накопленным дебитам отдельных скважин месторождения СП «ВатОйл» ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», полученных из базы данных ИИС «Скат-95» для СП «ВатОйл».

При построении рис. 3.1 дебиты единичных скважин предварительно ранжировались по величине относительно вклада в общий объем добычи в пределах месторождения. Геометрически, в координатах «общий объем добычи – дебит скважины (или «куста»)» K_d равен отношению площадей $OABCO$ к площади треугольника OBD .

Очевидно, что если бы все скважины были идентичны по параметрам и давали бы равный вклад в общий суточный объем добычи нефти по месторождению, то огибающая OAB выродилась бы в биссектрису соответствующего координатного угла, а коэффициент K_d был бы равен нулю.

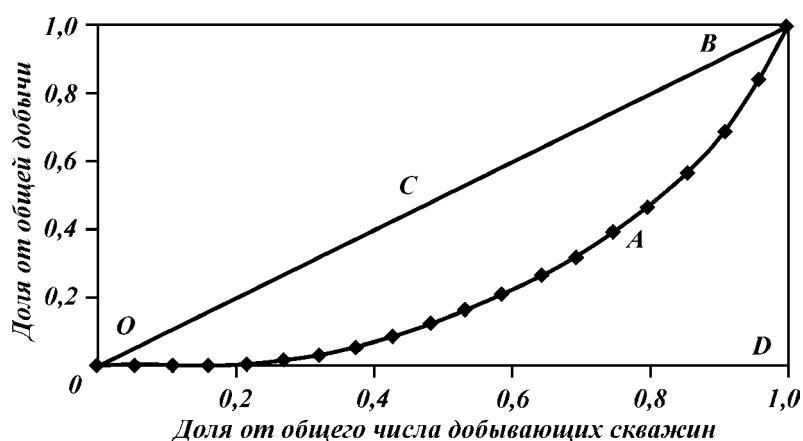


Рис. 3.1. К пояснению сущности коэффициента Джини

В реальных условиях равномерное распределение дебитов добывающих скважин – событие практически невозможное. Фактическое распределение добычи всегда описывается кривой, подобной OAB (с той или иной степенью кривизны), которая носит название кривой Лоренца (см. рис. 3.1).

Подобное представление информации о суточных дебитах позволяет утверждать, что коэффициент Джини, характеризующий степень неравномерности дебитов отдельных скважин, заключен в пределах

$$0 \leq K_d \leq 1.$$

Значению $K_d = 1$ соответствует тот предельный случай, когда добычу всего месторождения обеспечивает лишь одна скважина.

Рассмотрим предлагаемый метод оценки технического состояния фонда эксплуатационных скважин на примере обработки информационной базы данных СП «ВатОйл».

При этом в соответствии с результатами исследований, приведенных в главе 1 книги, будем считать, что наиболее информативным параметром, наиболее полно характеризующим текущее техническое состояние нефтяного оборудования, является добыча нефти.

Действительно, если при внезапных отказах нефтепромыслового оборудования добыча по отдельной скважине практически мгновенно становится равной нулю, то при развивающихся отказах этот параметр, в подавляющем числе случаев, уменьшается достаточно медленно.

Будем предполагать, что изменение дебита нефти коррелирует с уровнем технического состояния скважины, рассматриваемой вместе со всем своим технологическим оборудованием как элементарная структурная единица.

Определение величины коэффициента K_d будем производить в соответствии с рекомендациями работы [1]. Для этого совокупность измерений суточных дебитов всех эксплуатационных скважин представим в виде конечной последовательности элементов: $x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n$, (где i – номер скважины в рассматриваемой совокупности), для которой вычисляется K_d .

Проранжировав эту последовательность по возрастанию получим ряд порядковых статистик $\{x_{(i)}\}$, $x_{(1)} \leq x_{(2)} \leq x_{(3)} \leq \dots \leq x_{(n)}$, (где i – упорядоченное в соответствии с возрастанием значение x). Вычислим частичные суммы этого ряда

$$S_i = \sum_{k=1}^i x_k. \quad (3.1)$$

В данном случае значения S_i представляют собой накопленную суточную добычу i скважин. Последовательные значения отношений S_i/S_n образуют кривую Лоренца. Площадь под кривой Лоренца есть сумма

$$S^* = \frac{1}{S_n} \sum_{i=1}^n S_i.$$

Коэффициент Джини вычисляется как

$$K_d = 1 - \frac{2}{nS_n} \sum_{i=1}^n S_i. \quad (3.2)$$

Зависимость (3.2) позволяет производить расчет коэффициента Джини и на различных этапах разработки месторождений, и в пределах групп скважин, оборудованных однотипным насосно-силовым оборудованием.

Рассмотрим возможность применения коэффициента Джини для оценки эффективности работы отдельных групп скважин, объединенных по какому-либо общему признаку, в пределах одного нефтедобывающего предприятия.

В качестве примера рассмотрим распределение суточных дебитов нефтедобывающих скважин в СП «Ватойл» в пределах единичного цеха.

Цех нефтедобывающего предприятия «Ватойл» имеет более 500 добывающих скважин, объединенных в «кусты» по 5–15 скважин. В каждом «кусте» есть скважины, оборудованные как штанговыми глубинными насосами (ШГН), так и электроцентробежными насосами (ЭЦН). Часть скважин простаивает по причинам обслуживания или ремонта, часть работает в периодическом режиме из-за недостаточного притока жидкости.

Для решения поставленной задачи оценки технического состояния всего фонда скважин нами использовались данные информационно-измерительной системы, регистрирующей в автоматическом режиме суточные дебиты всех добывающих скважин. Результаты первого этапа расчетов представлены на рис. 3.2, *а, б*.

Для скважин, оборудованных ШГН, коэффициент Джини составляет 0,768, в то время как для ЭЦН – 0,513. Подобные значения указывают на весьма высокую степень неравномерности условий эксплуатации насосно-силового оборудования при работе различных скважин, особенно оборудованных ШГН. Кроме того, эксплуатация малodeбитных скважин приводит к увеличению удельных затрат на их обслуживание, ремонт, оплату электроэнергии, на заработную плату персоналу и т.п., что в конечном итоге приводит к росту общих затрат на добычу нефти.

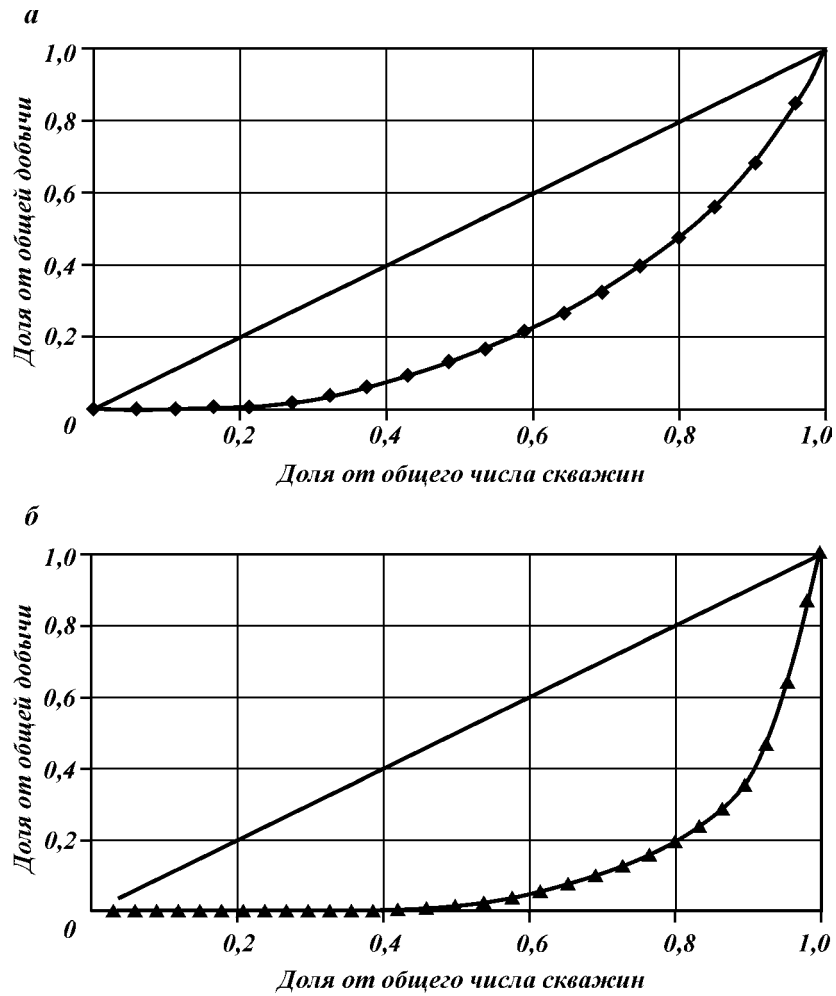


Рис. 3.2. Кривая Лоренца для фонда скважин:
а – оборудованных ЭЦН; *б* – оборудованных ШГН

Таким образом, использование такого интегрального параметра, как коэффициент Джини, позволяет количественно охарактеризовать технологическую эффективность фонда добывающих скважин месторождения. Преимущества такого подхода состоят в том, что независимо от множества конкретных условий и особенностей месторождения его эффективность характеризуется с

помощью всего лишь одной величины – обобщенного коэффициента. Тем самым обеспечивается универсальность данного параметра и возможность сравнения фондов скважин различных месторождений.

На величину коэффициента Джини влияют множество факторов – разброс природно-климатических условий, степень выработки запасов нефти, движение фонда скважин, ввод в эксплуатацию простаивающих и новых скважин, число ремонтируемых объектов и т.п. Поэтому в определенной степени все эти факторы учитываются и количественно оцениваются с помощью коэффициента Джини.

Рассмотрим в качестве примера использование данного параметра при определении оптимального количества нефтедобывающих скважин.

Выше отмечалось, что эксплуатация малодебитных скважин приводит к росту общих затрат на добычу нефти. Поэтому напрашивается необходимость оценки оптимального фонда добывающих скважин, минимизирующих общие затраты на добычу нефти.

Пусть N – число действующих скважин, C – удельные расходы, связанные с эксплуатацией одной скважины (предполагается $C = \text{const}$), S – стоимость единицы продукции (обводненной нефти). Тогда прибыль предприятия определяется соотношением

$$\Pi = S \sum_{i=1}^N Q_i - CN, \quad (3.3)$$

где Q_i – дебит i -й скважины. Оптимальное число N соответствует условию $\Pi \rightarrow \max$.

Расчеты проводились отдельно для скважин с насосами ШГН и ЭЦН. Число N задавалось последовательным исключением части скважин с малыми дебитами. Результаты расчетов представлены на рис. 3.3.

Анализ полученных результатов показывает, что максимальная прибыль СП «Ватойл» достигается в том случае, когда коэффициент Джини для рассматриваемых групп скважин находится в диапазоне 0,35–0,45.

Методика расчета не учитывает затрат на консервацию нерентабельных скважин, однако в целом характер зависимости при учете данного фактора не изменится, хотя несколько увеличится оптимальное значение числа N .

Очевидно, что консервация нерентабельных скважин не является единственным методом увеличения удельной прибыли (и снижения K_d). К тем же результатам приведет перевод нерента-

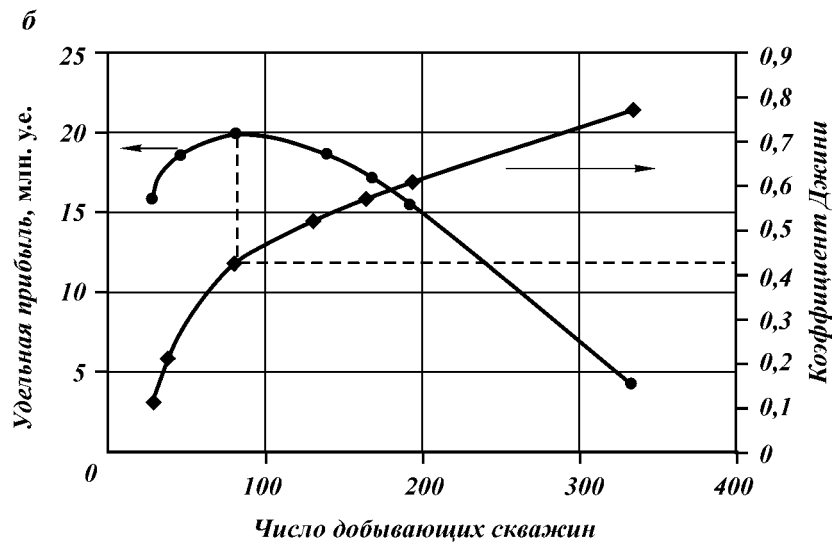
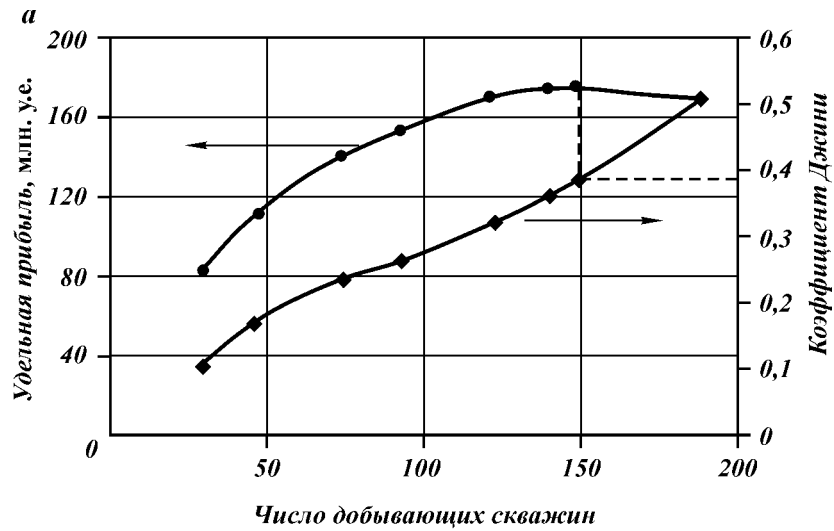


Рис. 3.3. Кривые зависимости удельной прибыли и коэффициента Джини от числа действующих нефтедобывающих скважин:
а – скважины, оборудованные ЭЦН; *б* – скважины, оборудованные ШГН

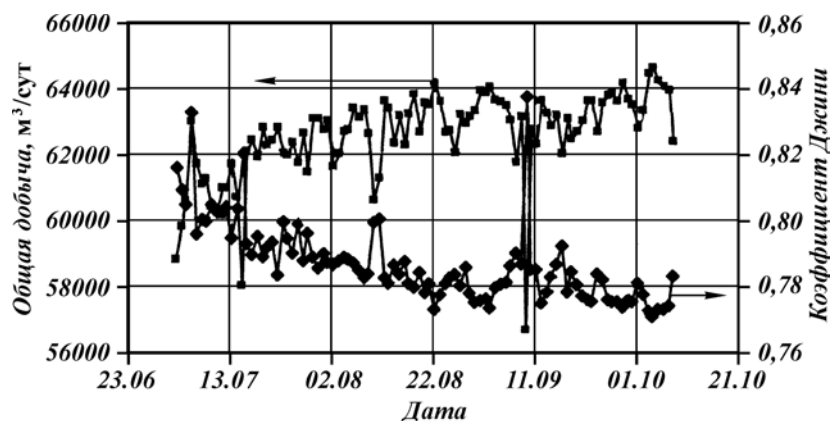


Рис. 3.4. Динамика совокупной суточной добычи и коэффициента Джини во времени

бельных скважин в фонд нагнетательных, применение физических методов воздействия на пласт и т.д. В этом случае изменения величины K_d можно трактовать как показатель эффективности метода воздействия на пласт.

На рис. 3.4 представлена динамика коэффициента Джини во времени для всех 510 добывающих скважин (ШГН и ЭЦН).

Отчетливо прослеживается тенденция к снижению данного показателя, т.е. происходит небольшое, но устойчивое выравнивание вкладов скважин в суммарную добычу. Более детальное изучение показывает, что это является следствием ввода в фонд действующих ряда ранее простаивавших скважин, имеющих поэтому более высокий приток жидкости. На том же графике приведена зависимость от времени общей добычи жидкости по данному цеху, которая несколько возрастает за рассматриваемый промежуток времени (100 сут). Представляет интерес весьма тесная отрицательная корреляционная связь между общей добычей и коэффициентом Джини, достигающая $-0,875$, наличие которой можно трактовать как дополнительное подтверждение целесообразности контроля K_d как обобщенного параметра, позволяющего проводить оперативные оценки эффективности действующего фонда добывающих скважин.

3.2. РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ОПТИМАЛЬНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБСЛУЖИВАНИЮ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Отказы технологического оборудования, его ремонт и замена приводят к финансовым убыткам вследствие затрат на восстановительные работы и уменьшения объемов добытой продукции.

Информационно-измерительные системы позволяют немедленно устанавливать факт отказа. Однако большие расстояния, редкая сетка дорог, ограниченность запасов ремонтных баз и прочие факторы не позволяют мгновенно ликвидировать отказы оборудования, что приводит как к общему уменьшению уровня надежности, так и к финансовым потерям за счет недопоставок продукции. В связи с этим, представляется актуальным решение задачи оптимизации сроков и объемов ремонтных работ и замен оборудования.

В частности, оптимизация проведения профилактических ремонтных мероприятий позволяет снизить как затраты на проведение самого мероприятия, так и их число.

При выборе момента начала ремонтных мероприятий необходимо учитывать стоимостные характеристики, такие, как стоимость электроэнергии, потребляемую приводом, затраты на ремонт и стоимость добытой продукции.

В связи с этим особую важность приобретают вопросы прогнозирования затрат на содержание необходимого уровня надежности и безопасности объектов нефтегазодобычи в комплексе с решением задачи повышения рентабельности производства.

Данный раздел посвящен вопросам разработки стратегий ремонтов и замен технологического нефтегазового оборудования, позволяющих минимизировать затраты на обслуживание оборудования, не снижая необходимый уровень надежности и промышленной безопасности.

3.2.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ СРОКОВ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

Как было уже показано в первой главе, снижение дебита нефтесодержащей скважины является наиболее информативным показателем, самым непосредственным образом характеризующим процесс возникновения и развития дефекта.

Анализ информационных баз данных автоматизированных ин-

формационно-измерительных систем показал (раздел 1.3), что 57 % всех опознанных дефектов насосно-силового оборудования сопровождается возникновением трендов дебита скважины, а характерными временами полного развития дефекта является интервал времени до 90 сут.

В случае, если потенциальная авария технологического оборудования не угрожает экологической катастрофой, становится актуальной проблема оптимизации времени начала проведения ремонтных работ.

Тем самым решается компромиссная задача – оборудование работает еще некоторое время после обнаружения дефекта, несколько уменьшая общий уровень надежности, но добытая (пусть и в меньших количествах) за этот период нефть частично компенсирует убытки от вынужденного простоя скважины в период проведения ремонтных работ.

В самом деле, проведение ремонтных работ непосредственно после обнаружения развивающегося дефекта нецелесообразно, поскольку оборудование еще не полностью выработало ресурс, а замена его новым требует значительных затрат. С другой стороны, эксплуатация оборудования с развивающимся дефектом приводит к снижению прибыли из-за уменьшения добычи нефти. Кроме того, убыточен и простой скважины в течение восстановительных работ. Таким образом, необходимо решить многокритериальную оптимизационную задачу – определить момент начала ремонтных работ, при котором ущерб предприятия от уменьшения добычи нефти будет минимален.

При решении этой задачи будем предполагать, что момент начала падения дебита скважины из-за возникновения дефекта действительно установлен, а ущерб предприятие несет только вследствие упущенной выгоды (снижение объема добытой нефти).

Временной ряд измерений дебитов Q_i скважины при естественном снижении дебита представляется как сумма значений медленно изменяющейся функции $Q(t_i)$ и случайной составляющей ξ_i с нормальным законом распределения и нулевым средним ($M[\xi] = 0$):

$$Q_i = Q(t_i) + \xi_i. \quad (3.4)$$

При возникновении того или иного «медленного» дефекта, сопровождающегося изменением дебита, резко увеличивается экстраполяционная ошибка, количественное значение которой оценивается величиной дисперсии адекватности

$$\sigma_{ад}^2 = \frac{1}{n-2} \sum_{i=1}^n (Q_i - Q'_i)^2, \quad (3.5)$$

где n – объем выборки данных по дебитам; Q_i – фактические данные измерения дебита; Q'_i – расчетные значения дебита.

Это приводит к необходимости замены одной аппроксимирующей функции на другую, что может само по себе служить индикатором возникновения дефекта.

Использование разработанных в разделе 1.3 методов определения моделей изменения производительности скважины оптимальной сложности и статистический анализ по дебитам нефтедобывающих скважин СП «Ватойл» за 5 лет эксплуатации промышленной системы «Скат-95» показал, что при нормальном функционировании оборудования (нами использовался временной интервал 60 сут до появления дефекта) функция $Q(t_i)$ для всех скважин является линейной, т.е.

$$Q(t_i) = Q_0(1 + At). \quad (3.6)$$

Коэффициенты Q_0 и A индивидуальны для каждой скважины, причем оба коэффициента могут изменяться после проведения профилактического ремонта или обслуживания. Было также установлено, что случайная составляющая дебита ξ_i действительно описывается нормальным законом распределения. Дисперсия значений $\sigma[\xi]$ также индивидуальна для каждой скважины, причем в большинстве случаев наблюдается обратно-пропорциональная ее зависимость от дебита Q_0 :

$$\sigma \sim 1/Q_0. \quad (3.7)$$

Анализ динамики дебитов после проявления дефекта оборудования позволил установить, что функция $Q_i(t_i)$ становится выпуклой, т.е. $d^2 Q/dt^2 < 0$.

Уравнение (3.6) превращается в квадратичную зависимость вида (рис. 3.5)

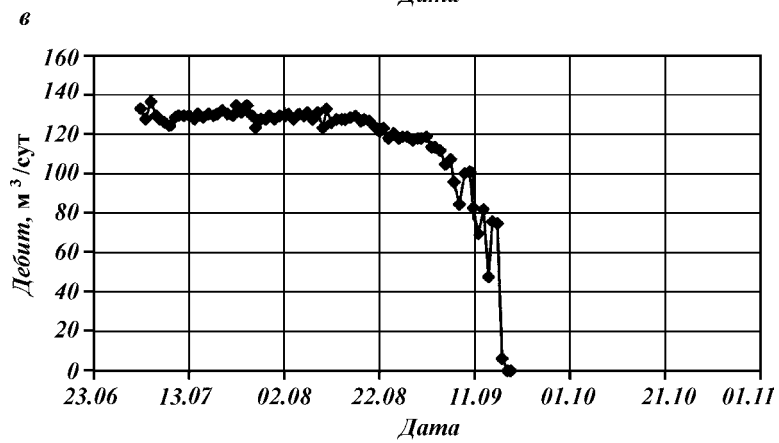
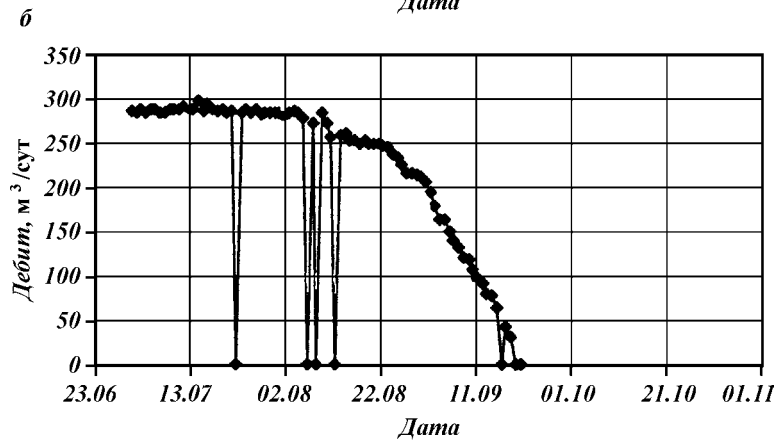
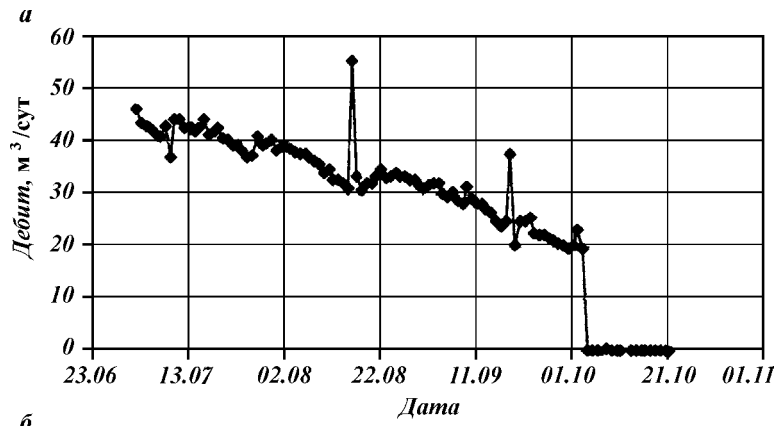
$$Q(t) = Q_0(1 + Bt + Ct^2), \quad (3.8)$$

где A, B, C – эмпирические коэффициенты.

При этом коэффициент C всегда меньше нуля. Коэффициенты B и C (описывающие темп снижения дебита) варьируются в зависимости от вида дефекта.

Выбор видов зависимостей и определение их параметров производился нами в полном соответствии с полученными в разделе 1.3 рекомендациями по выбору модели процессов оптимальной степени сложности.

Рассмотрим решение поставленной задачи оптимизации сроков проведения ремонтных работ в предположении, что функция, описывающая снижение дебита $Q(t)$ скважины уже определена и параметризирована.



Примем за начало отсчета времени $t = 0$ момент начала снижения дебита. Прибыль предприятия, получаемая при эксплуатации скважины в этот период, определяется доходом от продажи продукта

$$C = c \int_0^{\tau_{\text{раб}}} Q(t) dt, \quad (3.9)$$

за вычетом стоимости обслуживания (ремонта) оборудования скважины $C_{\text{рем}}$ и электроэнергии $C_{\text{эл}} = c_{\text{эл}} P t$. В формуле (3.9) $\tau_{\text{раб}}$ – это искомое время начала ремонта, c – стоимость единицы объема продукта, $c_{\text{эл}}$ – тариф на электроэнергию, P – мощность приводного двигателя скважинного насоса.

Примем также, что время, затрачиваемое на ремонтные мероприятия составляет $\tau_{\text{рем}}$ (определялась по рекомендациям раздела 1.3). Тогда удельная прибыль S определится как

$$S(\tau_{\text{раб}}) = \frac{c \int_0^{\tau_{\text{раб}}} Q(t) dt - C_{\text{рем}} - c_{\text{эл}} P \tau_{\text{раб}}}{\tau_{\text{раб}} + \tau_{\text{рем}}}, \quad (3.10)$$

где $\tau_{\text{раб}} + \tau_{\text{рем}}$ – продолжительность цикла эксплуатации оборудования.

На рис. 3.6 графически представлен вид этой зависимости в виде функции двух переменных – $\tau_{\text{раб}}$ и $\tau_{\text{рем}}$.

Определяя экстремум функционала (3.10), получим

$$\begin{aligned} & [cQ(\tau_{\text{раб}}) - c_{\text{эл}} P] (\tau_{\text{раб}} + \tau_{\text{рем}}) - \\ & - c \int_0^{\tau_{\text{раб}}} Q(t) dt + C_{\text{рем}} + c_{\text{эл}} P \tau_{\text{раб}} = 0 \end{aligned} \quad (3.11)$$

или с учетом квадратичной зависимости $Q(t) = Q_0(1 + Bt + Ct^2)$:

$$\begin{aligned} & [cQ_0 (1 + B\tau_{\text{раб}} + C\tau_{\text{раб}}^2) - c_{\text{эл}} P] (\tau_{\text{раб}} + \tau_{\text{рем}}) - \\ & - cQ_0 \left(\tau_{\text{раб}} + \frac{B\tau_{\text{раб}}^2}{2} + \frac{C\tau_{\text{раб}}^3}{3} \right) + C_{\text{рем}} + c_{\text{эл}} P \tau_{\text{раб}} = 0. \end{aligned} \quad (3.12)$$

Рис. 3.5. Динамика суточного дебита при развитии различных дефектов:
 a – износ органов насоса; b и b – засорение органов насоса механическими примесями

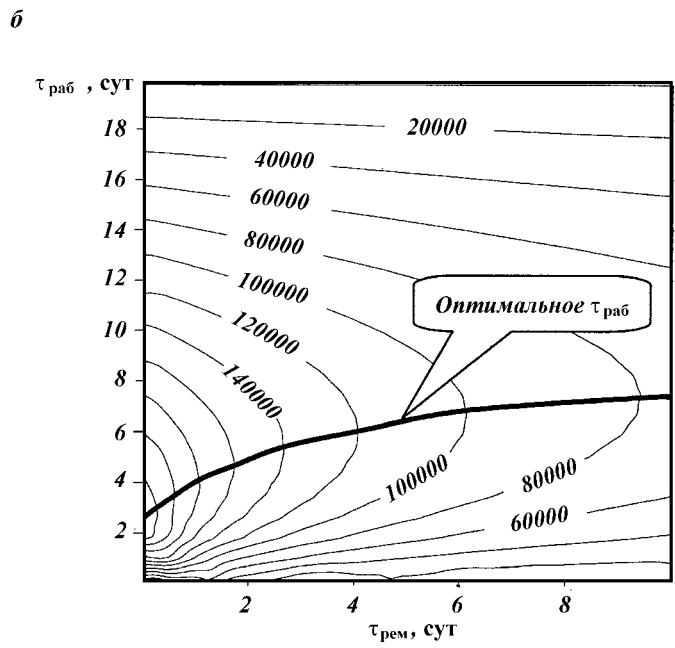
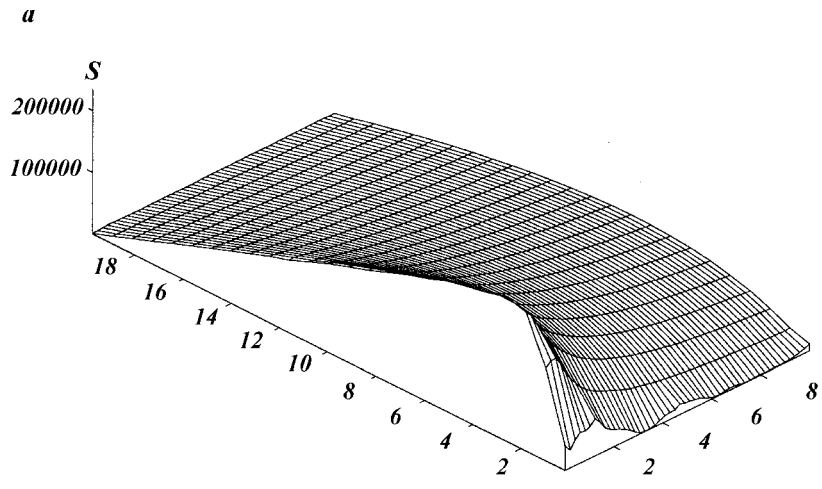


Рис. 3.6. Зависимость удельной прибыли S (вертикальная ось на рис. *a*) от времени до начала ремонтных работ $\tau_{\text{рем}}$ и продолжительности ремонта $\tau_{\text{раб}}$ и среды этой поверхности (*б*).
Изоклины – линии равной удельной прибыли

Уравнение (3.12) представляет собой алгебраическое уравнение третьей степени относительно искомого решения $\tau_{\text{раб}}$, которое может быть вычислено по формулам Кардано.

В качестве примера проведем расчеты по временному ряду, представленному на рис. 3.5, б. Функция снижения расхода имеет вид

$$Q(t) = 40(1 + 0,00017t - 0,0011t^2),$$

где $Q_0 = 40 \text{ м}^3/\text{сут}$; $B = 0,00017 \text{ м}^3/\text{сут}^2$; $C = 0,0011 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Рис. 3.7. Зависимости сроков ремонта от его длительности и стоимости для скважин с дебитом $40 \text{ м}^3/\text{сут}$ (а) и $130 \text{ м}^3/\text{сут}$ (б)

Примем, что мощность двигателя $P = 50$ кВт, цена продукта с учетом обводненности $c = 1000$ руб/м³, $c_{эл} = 0,3$ руб/кВт·ч (по данным СП «Ватойл» на 2001 г.).

На рис. 3.7, а, б приведены рассчитанные зависимости оптимального значения времени остаточного ресурса $\tau_{раб}$ от стоимости ремонтных мероприятий $C_{рем}$ и длительности ремонта $\tau_{рем}$. Из графиков следует, что при длительности ремонтных работ более 2 сут, оптимальное время начала восстановительных работ практически не зависит от их стоимости, особенно для высокодебитных скважин.

Аналогичные расчеты, проведенные для скважин с различным дебитом Q_0 , показали, что высокодебитные скважины требуют наибольшей оперативности, особенно, если темп снижения дебита высок. Обобщение результатов расчетов для 15 скважин позволило сделать вывод, что скорость пополнения базы данных по дебитам скважин, фиксируемая информационно-измерительной системой «Скат-95», позволяет своевременно устанавливать факты наличия развивающихся дефектов и на этой основе выдавать обоснованные рекомендации по срокам начала ремонтных работ.

Расчеты, приведенные с учетом наработки насосного оборудования на отказ, показали, что при условии выполнения данных рекомендаций удельная прибыль нефтедобывающего предприятия возрастает на 5–7 %.

Таким образом, полученные результаты можно использовать в качестве методики, позволяющей оперативно определять сроки проведения ремонтных работ, в зависимости от темпов падения дебита конкретных скважин, вызванного развивающейся неисправностью насосно-силового оборудования.

3.2.2. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ ПЕРИОДИЧНОСТИ ОБСЛУЖИВАНИЯ НЕФТЕГАЗОТРАНСПОРТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Энергетические агрегаты, применяемые в газонефтегазотранспорте (ГПА, нефтяные и нагнетательные насосы, трансформаторные подстанции и пр.) – весьма дорогостоящее оборудование с непрерывным циклом работы. Поэтому проведение промышленных экспериментов с целью определения их показателей надежности на реальном оборудовании является нежелательным мероприятием. Вместе с тем такие показатели необходимы для прогнозирования аварийных отказов, оптимизации сроков и номенклатуры ремонтных работ, определения периодичности плановых ремонтов и т.д.

В данном разделе предлагается использование метода Монте-Карло для имитационного моделирования аварийных отказов энергетического оборудования. Этот метод позволяет произвести расчеты некоторых характеристик их надежности и применим для определения оптимальной периодичности капитальных ремонтов.

В качестве примера для расчетов возьмем газоперекачивающий агрегат, стоимость ремонтов которого высока.

Принятая для расчетов модель имеет следующую структуру.

Предположим, что ГПА состоит из N элементов, для каждого из которых можно определить интегральную функцию распределения времени наработки на отказ $F_i(t)$, $1 < i < N$. Аварийный отказ агрегата считается произошедшим при выходе из строя хотя бы одного элемента (при их последовательном соединении, [3]). После аварийного отказа производится ремонт, который полностью или частично восстанавливает ресурс отказавшего элемента ГПА. Существует также возможность осуществления планово-предупредительных ремонтов одного или нескольких элементов, а также тех из капитальных ремонтов, при которых ресурс ГПА восстанавливается полностью. В рамках рассматриваемой модели длительность ремонтных работ не учитывается (ГПА остановлен и наработка элементов не увеличивается), поэтому предполагается, что этот показатель равен нулю.

Для проведения расчетов необходимо знать вид и параметры законов распределения $F_i(t)$, которые могут быть получены из анализа статистических данных по аварийным отказам ГПА. Результаты такого ретроспективного анализа, проведенного по данным промышленной эксплуатации одного из подразделений ДП «Баштрансгаз», приведены на рис. 3.8.

ГПА данного предприятия типа ГТК-10 имели общую наработку в среднем около 120 тыс. ч на агрегат. Из рис. 3.8, б следует, что начальный участок эксплуатации, отсчитываемый от момента пуска ГПА после капитального ремонта, является наиболее опасным в смысле неожиданных отказов, что характерно для большинства технических устройств [3]. Отказы на начальном участке эксплуатации связаны с развитием скрытых дефектов после некачественного ремонта, их интенсивность с течением времени достаточно быстро убывает (период приработки). Наиболее адекватно функция отказов на этом этапе эксплуатации ГПА описывается распределением Вейбулла при $0 < \alpha < 1$:

$$F(t) = 1 - \exp[-(\lambda t)^\alpha]; \quad (3.13)$$

$$f(t) = \alpha \lambda (\lambda t)^{\alpha-1} \exp[-(\lambda t)^\alpha], \quad (3.14)$$

Рис. 3.8. Экспериментальные данные по отказам ГПА:
a – наработка ГПА на момент отказа; *b* – кривая вероятности отказа при увеличении наработки. Отсчет времени наработки на отказ производится со дня последнего капитального ремонта

где $f(t)$ – плотность распределения времени наработки ГПА на отказ; λ – интенсивность отказов; t – время эксплуатации ГПА.

После окончания периода приработки отказы в основном

происходят в результате физического износа элементов ГПА, и функция распределения отказов в этом случае соответствует нормальному закону.

Для определения необходимого количества элементов, наработка на отказ которых будет учитываться моделью, нами был проведен статистический анализ данных по характеру аварий. Результаты этих исследований показывают, что аварийные отказы можно разделить на три большие группы – отказы камеры сгорания, отказы подшипников и роторов и отказы вследствие осевого сдвига ГПА. Последние две группы относятся к отказам турбинной части ГПА и их можно рассматривать как отказы одного функционального блока. Такое разделение удобно еще и тем, что причины, вызывающие отказы элементов ГПА внутри каждой из классификационных групп, относительно независимы.

С учетом рассмотренных обстоятельств при построении математической модели ГПА было принято, что агрегат состоит из двух функциональных элементов, которые могут выходить из строя по независимым причинам, причем отказ любого из них приводит к остановке агрегата в целом. Учет повышенной интенсивности отказов в период приработки проводился путем последовательного подключения к реальным элементам ГПА дополнительного «фиктивного» элемента, плотность распределения отказов $f(t)$ которого описывается распределением с убывающей интенсивностью отказов, а именно распределением Вейбулла (3.13), (3.14).

Описанная математическая модель была реализована в виде компьютерной программы, работающей по следующему алгоритму.

Изменение состояния системы прослеживалось вдоль оси времени, разделенной на малые равные интервалы Δt . Общая протяженность рассматриваемого временного промежутка

$$T = n\Delta t \gg T_0,$$

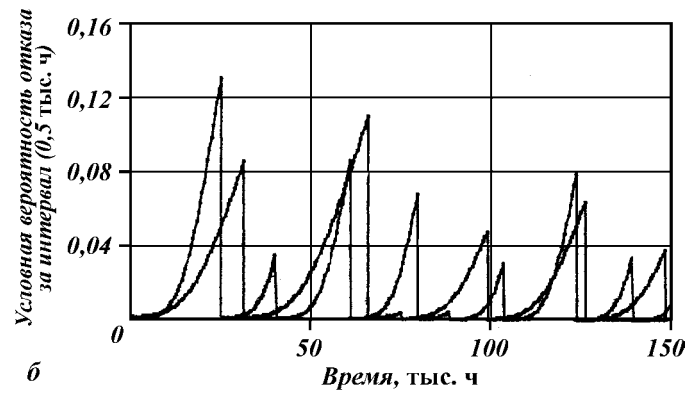
где T_0 – математическое ожидание времени наработки на отказ наиболее надежного узла ГПА. В расчетах принималось $T = (100-500) \cdot T_0$. Для каждого момента времени t_i рассчитывались условные вероятности $F(\Delta t | T_i)$ аварий для всех элементов

$$F_k(\Delta t | T_i) = \frac{F_k(T_{i+1}) - F_k(T_i)}{1 - F_k(T_i)}, \quad (3.15)$$

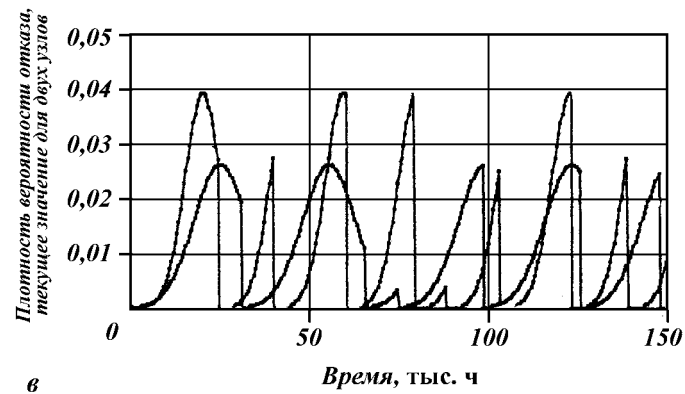
где T_i – наработка элемента ГПА к моменту времени t_i .

С помощью генератора случайных чисел выбрасывалось случайное число R , $0 < R < 1$, и в случае $F(\Delta t | T_i) > R$ элемент счи-

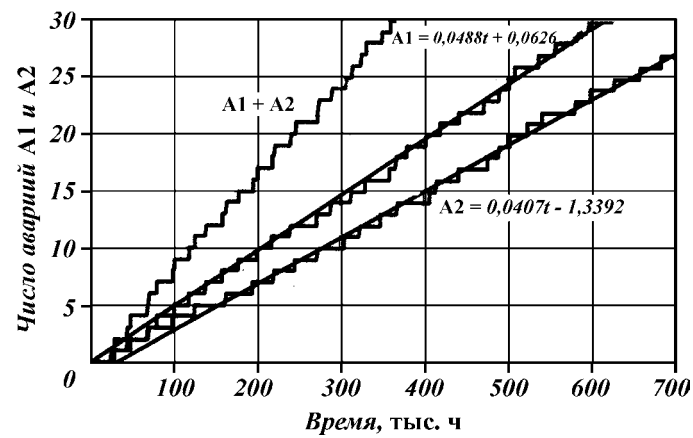
а



б



в



тался вышедшим из строя и фиксировался факт аварии A_k элемента k в момент времени t_i . Дальнейшее развитие системы зависело от вида и условий ремонтов. При замене неисправного элемента новым время наработки в момент, следующий после аварии, принималось равным нулю: $T_{i+1} = 0$. При проведении восстановительного ремонта текущее время наработки T_i снижалось на некоторую заданную величину $T_{i+1} = T_i(1 - \rho)$, где ρ – коэффициент восстановления, $0 < \rho < 1$.

Увеличение интенсивности отказов после любого из ремонтов могло быть учтено последовательным подключением к реальному элементу «фиктивного» элемента, обладающего функцией распределения времени наработки на отказ с убывающей интенсивностью. «Время наработки» T_{vi} такого узла отсчитывалось с момента аварии/ремонта и при следующей аварии/ремонте обнулялось (в расчете принято $T_{i0} = \varepsilon \Delta t$, ε – малое число).

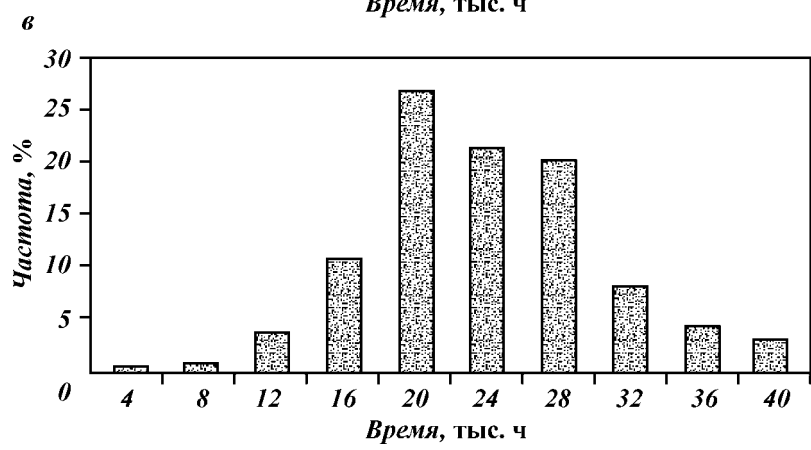
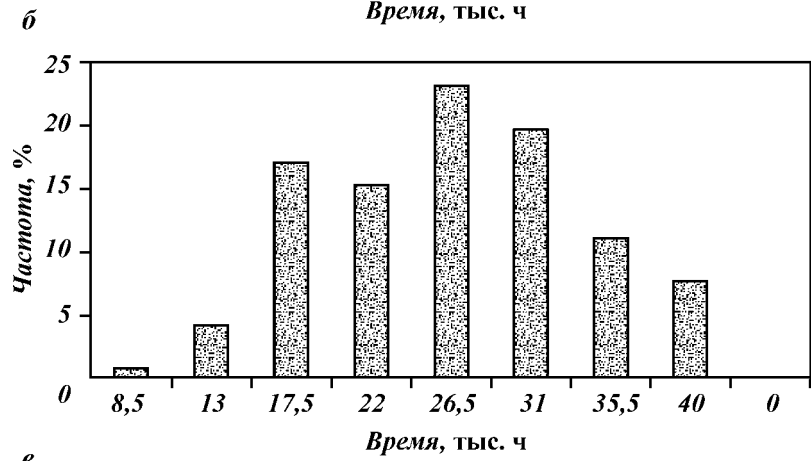
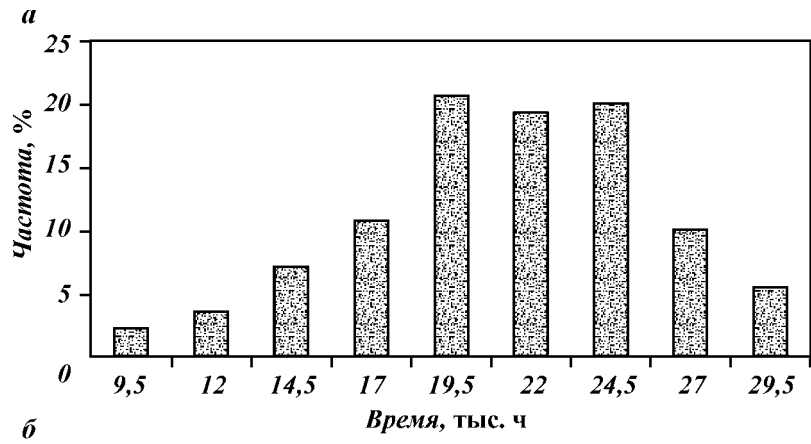
Для рассмотренной модели не имеет значения конкретный вид распределений $F_i(t)$, более того, эти распределения могут быть экспериментальными.

Ось времени разбивали на интервалы Δt с учетом следующих соображений. Для удовлетворительной точности расчетов необходимо, чтобы шаг по времени был значительно меньше среднего времени жизни наименее долговечного элемента. Анализ статистики отказов камеры сгорания, аналогичный приведенному на рис. 3.10, б, показывает, что при исключении из рассмотрения отказов, произошедших в период приработки, плотность распределения отказов описывается нормальным законом с оценкой математического ожидания $M_1(t) = 20$ тыс. ч и среднеквадратичным отклонением $\sigma_1 = 5$ тыс. ч.

Для второго элемента – роторов с подшипниковыми опорами – соответствующие величины составляют $M_2(t) = 25$ тыс. ч и $\sigma_2 = 7,5$ тыс. ч. По этой причине, а также с учетом приемлемой длительности процесса расчета, было принято $\Delta t = 500$ ч. Параметры распределения Вейбулла находились методом квантилей, и их значения при принятом масштабе времени Δt составляли $\alpha = 0,12$, $\lambda = 0,001$. Следует отметить, что полученные параметры распределений не являются универсальными и применимы для конкретного типа ГПА с заданными режимами нагрузок, зависят от качества проводимых ремонтных работ и от общей наработки агрегата.

Рассмотрим поведение модели в простейшем случае:

Рис. 3.9. Расчетные величины $F(\Delta t|t_i)$ и $f(t)$ для двух последовательно соединенных элементов (а, б) и зависимости числа аварий от времени (в)



1. Агрегат состоит из двух элементов, обладающих нормальными распределениями $F_i(t)$.

2. При ремонте после аварии производится полное восстановление ресурса отказавшего элемента.

3. Ремонт или авария не приводит к увеличению интенсивности отказов.

На рис. 3.9, *а*, *б* представлены расчетные величины $F(\Delta t/t_i)$ и $f(t_i)$ для двух последовательно соединенных элементов, а на рис. 3.9, *в* приведены зависимости числа аварий от времени. Расчеты проведены для $M_1(t) = 20$ тыс. ч, $M_2(t) = 25$ тыс. ч, $\sigma_1 = 5$ тыс. ч, $\sigma_2 = 7,5$ тыс. ч, общее число интервалов 6000. Из рис. 3.9, *в* следует, что число аварий в единицу времени в среднем обратно пропорционально математическим ожиданиям $1/M_1(t) = 0,05$ аварий/тыс. ч и $1/M_2(t) = 0,04$ аварий/тыс. ч.

Аварии А1 и А2 представляют собой потоки событий, которые также характеризуются некоторыми распределениями. Поток (А1 + А2) есть композиция двух потоков. Аналитически выразить распределение интенсивности этих потоков через $f_1(t)$ и $f_2(t)$ в общем случае нельзя, но известно [3], что при достаточно большой выборке распределения должны асимптотически приближаться к нормальным.

На рис. 3.10 показаны гистограммы относительных частот интервалов между авариями первого элемента А1, второго элемента А2 и любого из них (А1 + А2). Как видно из диаграмм, все распределения близки к нормальным. Этот результат косвенно указывает на правильность работы алгоритма программы.

Рассмотрим более сложный случай. Подключим последовательно с реальными элементами 1 и 2 фиктивный элемент, который имеет высокую вероятность выйти из строя непосредственно после какого-то сложного ремонта, например, капитального. Ремонт после аварии А1 и А2 (текущие) не приводят к возникновению скрытых дефектов и не оказывают заметного влияния на случайную аварию фиктивного элемента. Поставим задачу определения периода времени между капитальными ремонтами таким образом, чтобы общее число остановок (аварии и капремонты) было минимальным.

На рис. 3.11 показаны принятые для расчетов распределения – нормальные для учета старения элементов с параметрами $M_1(t) = 20$ тыс. ч, $M_2(t) = 25$ тыс. ч, $\sigma_1 = 5$ тыс. ч, $\sigma_2 = 7,5$ тыс. ч и распределения Вейбулла при $\alpha = 0,12$ и $\lambda = 0,001$. На рис. 3.12

Рис. 3.10. Гистограммы распределения частот интервалов между отказами (расчет по принятой модели).
Отказы: *а* – 1-го элемента (А1); *б* – 2-го элемента (А2); *в* – 1-го и 2-го элемента (А1 + А2)

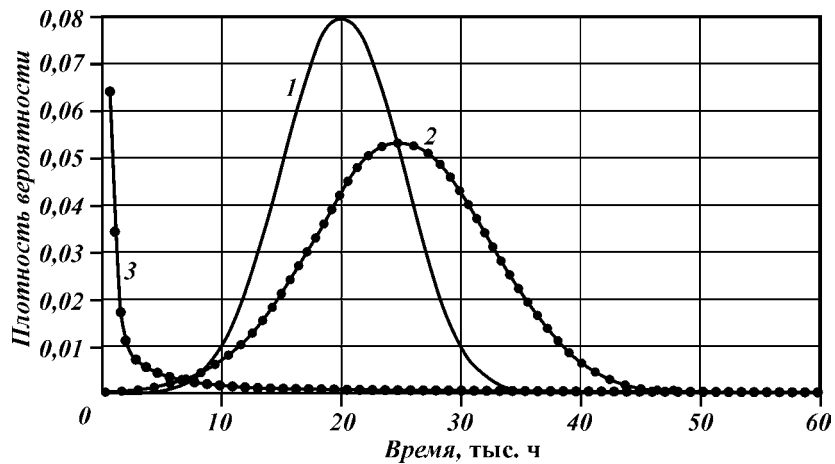


Рис. 3.11. Графики распределений, принятых для расчета.
 Плотность распределения отказов: 1 – первого элемента; 2 – второго элемента;
 3 – фиктивного элемента

приведена гистограмма распределения интервалов между авариями фиктивного элемента.

Расчеты проводились при задаваемых периодах между капитальными ремонтами между 10 и 100 Δt (5–50 тыс. ч). Для достижения устойчивых состояний число рассчитываемых интервалов составляло 6000.

На рис. 3.13, а показано число аварий типов А1, А2 и аварий

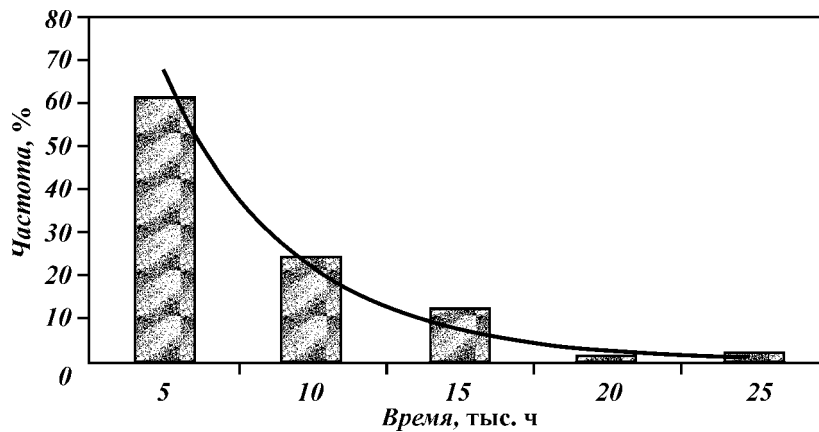


Рис. 3.12. Гистограмма распределения частот интервалов между отказами фиктивного элемента

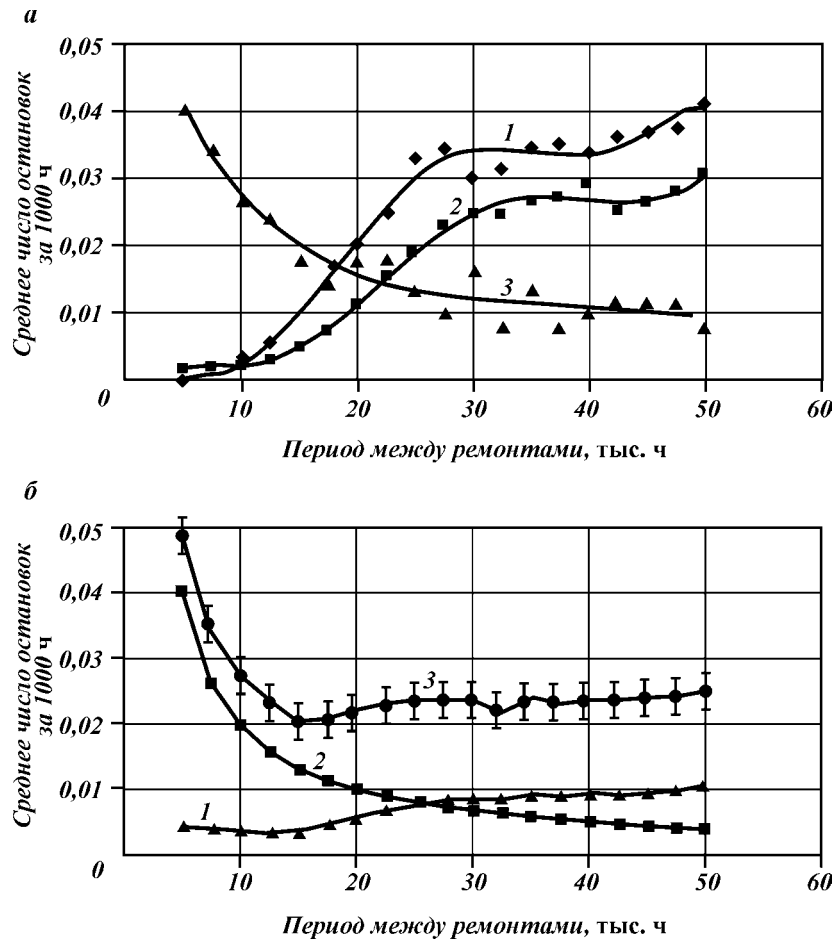


Рис. 3.13. Результаты численного моделирования отказов:
а – зависимость числа аварий узлов А1 (кривая 1), А2 (кривая 2) и аварий в период приработки (кривая 3) как функции от периода между капитальными ремонтами; *б* – зависимость числа остановок ГПА от межремонтного периода по причинам: 1 – аварий, 2 – капитальных ремонтов, 3 – общее число остановок

фиктивного элемента, произошедших на всем рассчитываемом интервале времени, т.е. от 0 до $6000\Delta t$. Из рис. 3.13, *а* следует, что число аварий вследствие старения узлов (А1 и А2, кривые 1 и 2) сокращается с уменьшением межремонтного периода, в то время как число аварий в период приработки (кривая 3) быстро растет. Общее число аварий (рис. 3.15, *б* кривая 1) имеет мини-

мум при межремонтном периоде около 15000 часов. С учетом того, что капитальный ремонт также требует остановки ГПА (кривая 2), общее число остановок имеет резко выраженный минимум (рис. 3.13, б, кривая 3).

Таким образом, рассмотренный пример показывает, что при наличии достаточного объема статистических данных по отказам ГПА предлагаемая модель позволяет рассчитать оптимальный межремонтный период эксплуатации газоперекачивающих агрегатов. В частности, для ГПА с турбинным приводом ГТК-10 со временем общей наработки около 120 тыс. ч оптимальным является временной интервал 15000 ч.

С учетом возможности произвольного расширения числа рассчитываемых узлов ГПА и задания их реальных характеристик надежности, рассмотренную модель можно применить для планирования календарных сроков проведения планово-предупредительных и капитальных ремонтов ГПА любого типа.

Имитационные модели, подобные описанной, являются универсальными, и могут быть применены к оборудованию любого типа.

3.2.3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРИОДИЧНОСТИ ОЧИСТОК ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

Себестоимость перекачки нефти и нефтепродуктов в значительной степени зависит от присутствия посторонних сред или отложений в трубопроводе. Происхождение и природа этих образований могут быть различными – от газовых пробок и водных скоплений до внутритрубных отложений (ВТО) в виде нерастворимых компонентов – асфальто-смолистых веществ, парафинов, методы диагностики которых рассмотрены во второй главе книги, и т.п.

Воздействие подобных образований на гидродинамические характеристики потока приводит к снижению эффективного диаметра трубопровода, а, следовательно, к увеличению гидравлических потерь. При заданной производительности потери напора должны компенсироваться увеличением давления на насосной станции, что приводит к увеличению затрат на электроэнергию и росту рабочего давления.

Одним из самых эффективных и простых способов удаления водяных и газовых скоплений является увеличение скоростей перекачки продуктов выше критических значений [5, 6]. Однако, в связи с уменьшением объемов транспорта углеводородного сырья, обеспечить подобные расходы достаточно проблематично. Кроме того, необходимо учитывать старение и износ существую-

щей системы нефте- и продуктопроводов, которые ограничивают давление перекачки.

Вторым направлением снижения гидравлического сопротивления действующих трубопроводов является механическая очистка (очистные механические и гелевые устройства). Этот подход реализуется на основе проведения затратных мероприятий, стоимость которых зависит от степени загрязненности трубопровода, его диаметра, адгезионных свойств ВТО и др. Основной составляющей затрат при этом является стоимость очистных устройств (типа ОСУ, ОЛС, ПО, ДЗК, ПР или других), которая колеблется от 5 до 200 тыс. руб./шт. (в ценах 1999 г.). Поскольку стоимость очистных мероприятий достаточно высока, встает вопрос о выборе оптимальной периодичности проведения подобных операций, минимизирующей затраты организаций, осуществляющих транспорт нефти и нефтепродуктов.

Рассмотрим один из подходов к определению оптимальной периодичности очистки внутренней полости трубопроводов, учитывая отмеченные выше ограничения.

Введем обозначения: S – накопленная сумма общих затрат на перекачку нефтепродукта за достаточно длительный срок t , ($t \gg \gg T$, где T – период между очистными мероприятиями), A_0 – затраты на перекачку в единицу времени (удельные затраты) при условии отсутствия отложений, $B(t)$ – возрастающая функция, описывающая увеличение удельных затрат вследствие увеличения гидравлических потерь, причем $B(0) = 0$, C – стоимость очистных мероприятий. Тогда количество очистных мероприятий за время t будет составлять $N = t/T$ и, следовательно, функцию затрат можно выразить следующим образом:

$$S(t, T) = A_0 t + \frac{t}{T} \int_{\tau=0}^T B(\tau) d\tau + \frac{t}{T} C. \quad (3.16)$$

Характерный вид этой функции для различных условий эксплуатации трубопроводов представлен на рис. 3.14.

Заметим при этом, что при достаточно больших t величина $A_0 \neq \text{const}$, а зависит от времени эксплуатации трубопровода. Это объясняется увеличением относительной шероховатости внутренней поверхности трубы. В рамках поставленной задачи будем предполагать, что $A_0 = \text{const}$ и определяется себестоимостью перекачки по каждому конкретному трубопроводу в каждом отдельном случае.

Обозначив усредненные за время t общие удельные затраты через $s(T) = S(t, T)/t$, получим искомую целевую функцию вида

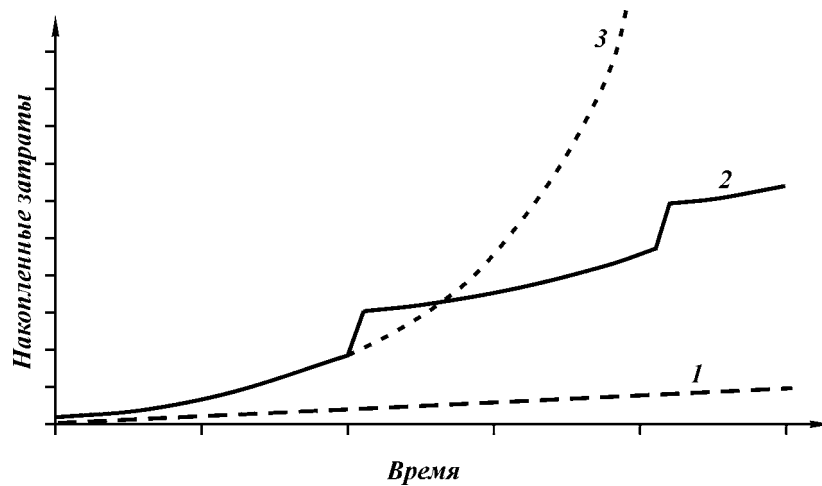


Рис. 3.14. Характер изменения накопленной суммы общих затрат во времени: 1 – без отложений; 2 – с периодической очисткой; 3 – без очистки

$$s(T) = A_0 + \frac{1}{T} \int_{\tau=0}^T B(\tau) d\tau + \frac{C}{T}. \quad (3.17)$$

Для решения поставленной задачи необходимо определить период T из условия:

$$s(T) \rightarrow \min. \quad (3.18)$$

Параметры A_0 , C являются нормативными и определяются исходя из диаметра и длины очищаемого трубопровода.

Функция $B(t)$ зависит в общем случае от условий перекачки, темпа образования ВТО, физико-химических свойств перекачиваемого продукта и, в общем случае, является вероятностной функцией. Вид и параметры функционала $B(t)$ необходимо определять, исходя из зависимости, описывающей рост энергозатрат на перекачку вследствие уменьшения эффективного диаметра.

Проведенный нами ретроспективный анализ динамики энергозатрат на перекачку нефтепродуктов по нефтепродуктопроводам Уральского УМНПП показал, что наиболее адекватно описать функцию $B(t)$ удастся экспоненциальной или степенной зависимостью вида

$$B(t) = B_0 \left(1 - \exp\left(\alpha \frac{t}{T_0}\right) \right) \quad (3.19)$$

или

$$B(t) = B_0 (t / T_0)^r, \quad (3.20)$$

где T_0 – интервал времени, на котором определяются параметры данных зависимостей; α , r , B_0 – эмпирические коэффициенты.

Рассмотрим решение поставленной задачи для функции (3.20), вид которой позволяет получить аналитическое решение. Действительно, подставляя (3.20) в (3.17), получим

$$s(T) = A_0 + \frac{B_0}{TT_0^r} \int_{\tau=0}^{\tau=T} \tau^r d\tau + \frac{C}{T} = A_0 + \frac{B_0 T^r}{T_0^r (r+1)} + \frac{C}{T}. \quad (3.21)$$

Проведя элементарные преобразования (из условия $dS/dT = 0$), определим минимум функционала (3.18)

$$T = T_0 \left[\frac{C(r+1)}{T_0 B_0 r} \right]^{\frac{1}{r+1}}. \quad (3.22)$$

Результаты исследования поведения минимизируемого функционала в зависимости от различных показателей r представлены на рис. 3.15. Анализ полученных результатов свидетельствует о том, что оптимальный период проведения очисток трубопровода в наибольшей степени зависит от темпа изменения энергозатрат на перекачку продукта.

В качестве примера определения параметров функции $B(t)$ и выбора оптимального периода планирования и проведения мероприятий по очистке рассмотрим данные эксплуатации НПП

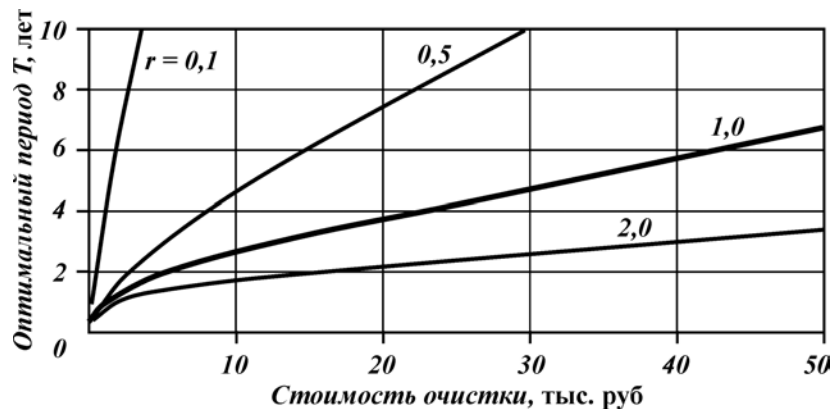


Рис. 3.15. Зависимость оптимального периода очистных мероприятий от их стоимости и показателя степени r (шифр кривых)

«Салават – Уфа», на котором в 1995 г. перед проведением капитального ремонта была произведена очистка и опорожнение внутренней полости НПП.

Обобщив априорные данные об изменении энергозатрат на перекачку нефтепродуктов по данному НПП за последние 14 лет, установили, что в связи с резким падением производительности НПП достаточно сложно выделить в общей сумме увеличения энергозатрат на перекачку ту составляющую, которая обусловлена возрастанием гидравлического сопротивления НПП из-за образования ВТО.

На рис. 3.16 представлены эмпирические данные по объемам перекачки нефтепродуктов и соответствующие им энергозатраты. Анализ рис. 3.16 показывает, что приблизительно до 1994 г. коэффициент взаимной корреляции между энергозатратами и объемами перекачки по рассматриваемому НПП был близок к единице. Позднее теснота корреляционной связи между этими параметрами заметно уменьшилась (нарушение эквидистантности кривых на рис. 3.16). По-видимому, это связано с тем, что при критическом уменьшении производительности НПП насосное оборудование эксплуатировалось в областях пониженного КПД.

Для определения функции роста энергозатрат вследствие образования внутритрубных отложений, приводящих к увеличению

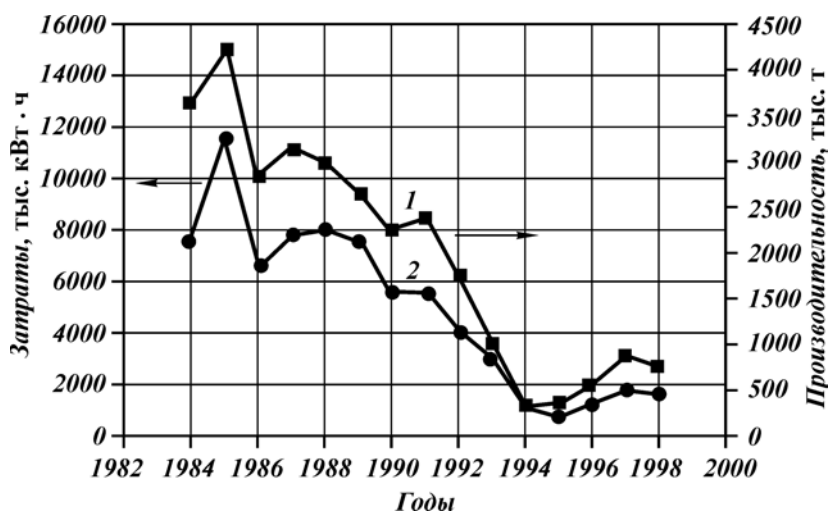


Рис. 3.16. Производительность НПП (1) и общие затраты энергии (2) в 1984–1998 гг.

гидравлического сопротивления, представим годовые затраты в виде

$$S_i = Q_i q(t) + S_0, \quad (3.23)$$

где Q_i – годовой объем перекачки по НПП; $q(t)$ – удельные затраты электроэнергии на перекачку 1 т нефтепродукта; S_0 – затраты энергии на собственные нужды.

Анализ рис. 3.16 позволяет сделать вывод о том, что в интервале времени, когда мера корреляционной связи между производительностью НПП и энергозатратами близка к единице, функцию можно описать как

$$Q(t) = A + Bt, \quad (3.24)$$

где A и B – эмпирические коэффициенты.

Тогда

$$S_i = Q_i(A + Bt) + S_0. \quad (3.25)$$

Коэффициенты A , B и S_0 найдем из условия:

$$\sum_{i=1}^N (S_i - Q_i(A + Bt) + S_0)^2 \rightarrow \min. \quad (3.26)$$

Задача минимизации функционала (3.26) решалась с помощью алгоритмов и программ, представленных в работе [7].

Для рассматриваемого примера уравнение регрессии (3.25) имеет вид (построена на основании динамики изменения энергозатрат до момента проведения очистки)

$$S_i = Q_i(2,349 + 0,0195t) + 300. \quad (3.27)$$

О степени достоверности регрессионного уравнения (3.25) можно судить по рис. 3.17, где приведена динамика фактических и рассчитанных величин общих годовых затрат.

Исследование изменения энергозатрат на перекачку нефтепродуктов после осуществления мероприятий по очистке показали, что удаление внутритрубных отложений и скоплений воды и газа в количестве свыше 100 т позволило снизить энергозатраты на перекачку не ниже, чем на 10–15 %. Такой вывод подтверждается анализом уравнения регрессии, построенного на основании обработки данных, полученных за 4 года эксплуатации нефтепродуктопровода «Салават – Уфа», прошедшие с момента проведения очистки его гелевым вязкоупругим поршнем.

Это эмпирическое уравнение имеет следующий вид:

$$S_i = Q_i(1,564 + 0,015t) + 300. \quad (3.28)$$

На рис. 3.18 приведены зависимости от времени фактических общих удельных затрат и дополнительные удельные затраты,

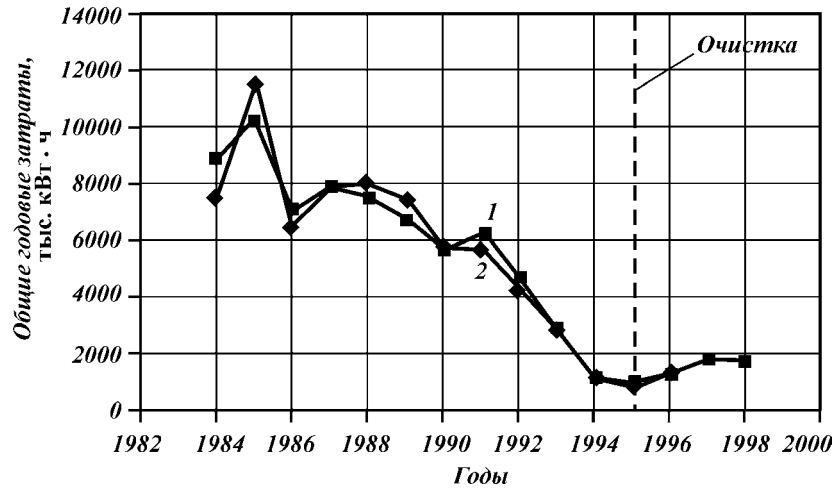


Рис. 3.17. Фактические (1) и рассчитанные по уравнению регрессии (2) общие годовые затраты

рассчитанные по уравнениям (3.27) и (3.28). Из графиков следует, что с момента очистки энергозатраты на перекачку нефтепродуктов по рассматриваемому НПП снизились до наименьшего уровня, определенного лишь относительной шероховатостью стенок трубопровода.

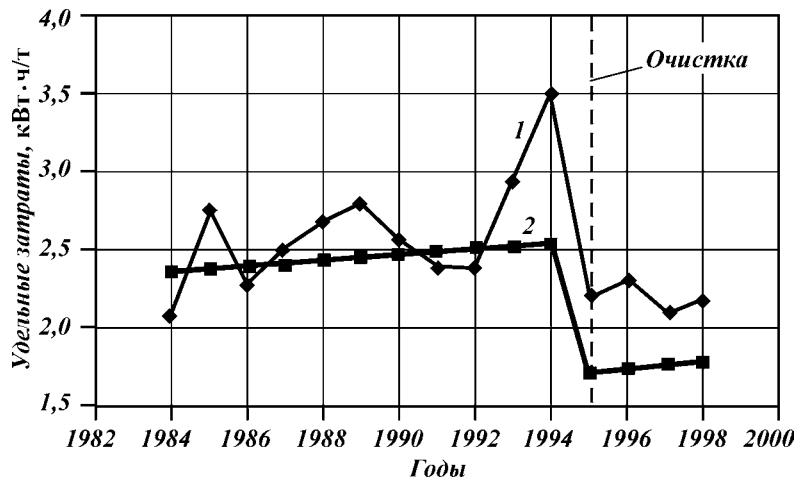


Рис. 3.18. Изменение во времени фактических общих (включая собственные нужды) удельных затрат (1) и функции дополнительных удельных затрат $A_0 + B_0 t$ (2), рассчитанных по уравнениям регрессии (3.27) и (3.28)

Полученное выражение для оптимального периода очистных мероприятий на НПП (3.22) и найденные [см. формулы (3.27) и (3.28)] выражения для входящих в нее параметров позволяют вычислить значение оптимального межочистного периода для НПП «Салават – Уфа». Для этого перепишем равенство (3.28), принимая, что среднегодовая производительность за период после очистки $Q_i = 500$ тыс. т и учитывая тариф на электроэнергию (0,34 руб/кВт ч на начало 1999 г.), в виде денежных затрат (в тыс. руб)

$$S_i = 500 \cdot 0,34 \cdot (1,564 + 0,015 \cdot t) + 300 = 360,6 + 2,5 \cdot t.$$

Следовательно, в принятых нами обозначениях $A_0 = 360,6$ тыс. руб/год, $B_0 = 2,5$ тыс. руб. Учитывая линейность аппроксимирующей функции ($r = 1$) выражение (3.22) запишем в виде

$$T = T_0 \sqrt{\frac{2C}{T_0 B_0}}. \quad (3.29)$$

Стоимость очистных мероприятий (величина C в (3.29)) с применением вязкоупругого гельного поршня для конкретных параметров трубопровода ($D = 500$ мм, $L = 170$ км) составляет приблизительно 40 тыс. руб. Подставляя найденные значения параметров ($C = 40$ тыс. руб, $T_0 = 1$ год, $B_0 = 2,5$ тыс. руб/год) в (3.29) получим оптимальный период очистных мероприятий $T = 5,6$ лет.

Таким образом, на основании проведенных исследований можно сделать выводы о том, что предлагаемая методика позволяет планировать оптимальные сроки проведения очистных мероприятий с учетом особенностей эксплуатации конкретного НПП, если известна априорная информация об изменении динамики энергозатрат на перекачку в течение достаточно продолжительного периода эксплуатации НПП.

3.3. МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ НА АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Рассмотренные выше методы позволяют рассчитать периодичность планово-предупредительных работ предприятий нефтегазовой отрасли на основе минимизации убытков от недополученной прибыли и затрат на ремонтные мероприятия. Но затраты на ремонтные работы не являются строго фиксированными. Их стоимостью можно управлять, например, с помощью выделения средств на увеличение численности и оснащения ремонтных

бригад, выбора момента начала вынужденных внеплановых работ и другими методами.

Естественно, выделение дополнительных средств увеличивает общие расходы предприятия. Отсюда вытекает постановка оптимизационной задачи определения величины затрат на содержание ремонтных служб по критерию минимума общих издержек предприятия.

3.3.1. МИНИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ НА ПРОВЕДЕНИЕ АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕДОБЫЧИ

Простои нефтедобывающих скважин во время ликвидации аварий или во время технического обслуживания технологического оборудования приводят к снижению дохода предприятия вследствие уменьшения объемов добываемой нефти. Сократить ремонтный период для скважин возможно лишь путем увеличения количества и численности ремонтных бригад и улучшения их технического оснащения, что требует значительных финансовых затрат. Поэтому возникает задача оптимизации затрат на содержание ремонтных служб по критерию минимума издержек предприятия.

Поставим следующую задачу: на основании имеющихся статистических данных по аварийным отказам и разработанных ранее моделей динамики выхода из строя технологического оборудования необходимо разработать методику определения количества ремонтно-восстановительных бригад и их технической оснащенности, позволяющую минимизировать затраты нефтедобывающих предприятий.

Одним из путей решения подобной задачи является использование методов теории массового обслуживания [8, 9, 10]. Эти методы позволяют определить длину очереди (т. е. в нашем случае число единиц оборудования, ожидающего ремонта) и время необходимого простоя скважины. По известному дебиту (на основании априорной информации ИИС) простаивающей скважины можно оценить объем недополученной продукции, определить финансовые потери и принять решение о целесообразности увеличения (сокращения) затрат на содержание ремонтных служб, т.е. решить двухкритериальную задачу оптимизации.

Использование методов теории массового обслуживания предполагает наличие информации о характере распределения временных интервалов между запросами на обслуживание t_s и длительности ремонтных работ t_w или связанных с ними потока отказов оборудования λ [сут⁻¹] и потока восстановления μ [сут⁻¹]. В работе [9] показано, что при экспоненциальном законе распре-

ления интервалов поступления запросов на обслуживание t_s средняя длина очереди может быть вычислена по соотношению

$$\bar{n} = \frac{\lambda}{\mu} + \frac{\lambda^2 \sigma_{ts}^2 + (\lambda/\mu)^2}{2[1 - \lambda/\mu]^2}, \quad (3.30)$$

где σ_{ts}^2 – дисперсия времени обслуживания t_s .

Из уравнения (3.30) видно, что при фиксированных значениях λ и μ средняя длина очереди увеличивается с ростом дисперсии σ_{ts}^2 . При постоянных λ и μ минимальная средняя длина очереди соответствует $\sigma_{ts}^2 = 0$, т.е. постоянному времени обслуживания. При постоянном потоке отказов λ и постоянном времени обслуживания $t_w(\mu = \text{const})$ из (3.30) получим

$$\bar{n} = \frac{\lambda}{\mu} + \frac{(\lambda/\mu)^2}{2[1 - \lambda/\mu]^2}. \quad (3.31)$$

Если время обслуживания подчиняется экспоненциальному закону со средним значением потока восстановления μ , то дисперсия $\sigma_{ts}^2 = 1/\mu^2$. В этом случае уравнение (3.31) принимает вид

$$\bar{n} = \frac{\lambda/\mu}{1 - \lambda/\mu}. \quad (3.32)$$

Очевидно, что в уравнениях (3.30)–(3.32) должно соблюдаться соотношение $\lambda/\mu < 1$, в противном случае очередь будет бесконечно расти.

Таким образом, для получения более достоверного решения поставленной задачи оптимизации необходимо определить законы и параметры статистических распределений величин μ и λ .

Проведем оценку этих показателей на основе анализа пятилетнего функционирования одного из предприятий Западной Сибири, в фонде которого находятся около 800 нефтедобывающих скважин.

Обработка данных производилась нами на основании анализа баз данных ИИС и журнала контроля ремонтов технологического оборудования.

Пример, иллюстрирующий исходные данные для подобного анализа, представлен в табл. 3.1, в которой приведен фрагмент журнала ремонтов оборудования (ЭЦН), по данным которого вычислялось распределение интервалов поступления запросов на ремонт t_s . Соответствующая гистограмма приведена на рис. 3.19. Проверка статистической гипотезы о законе распределения случайной величины t_s показал, что t_s распределена по показательному закону с математическим ожиданием $M(t_s) = 1,38$ сут

Таблица 3.1

Фрагмент журнала ремонтов скважин (ЭЦН) за январь 2001 г.

№ п/п	Номер скважины	Номер куста	Дата запуска	Дата остановки	Наработка (сут)	Типоразмер
1	1938	164	23.06.2000	03.01.2001	193	ВНН25-1300
2	4274	134	09.09.2000	04.01.2001	117	ЭЦНА5-45 «Анак»
3	25р		14.02.2000	06.01.2001	327	TD450
4	2362	190	05.09.2000	07.01.2001	124	ЭЦНМ5А-160-1500
5	2171	174	13.05.2000	08.01.2001	240	ЭЦНМ5А-160-1750
6	2001	162	09.02.2000	13.01.2001	339	ЭЦНМ5-50-1700
7	2082	176	12.11.2000	14.01.2001	63	ЭЦНМ5А-250-1500
8	2171	174	14.01.2001	14.01.2001	0	TD1300
9	4347	134	08.06.2000	24.01.2001	230	12ЭЦНК5-80-1550
10	5249	134	24.07.2000	24.01.2001	184	12ЭЦНК5-60-1350
11	2083	176	10.12.2000	24.01.2001	45	ЭЦНМ5-80-1550
12	2076	162	17.09.2000	25.01.2001	130	ЭЦНМ5А-160-1450
13	5591	205	04.09.2000	27.01.2001	145	ЭЦНМ5-125-1500
14	2487	205	22.06.2000	28.01.2001	220	12ЭЦНК5-80-1550
15	4579	29	13.03.1999	29.01.2001	688	TD450
16	8648	29	30.11.2000	29.01.2001	60	1ВННП5-25-1500
17	8711	241	28.06.2000	30.01.2001	216	ЭЦНМ5-80-1550
18	1355	117	16.10.2000	30.01.2001	106	12ЭЦНК5-60-1350

($\lambda = 1/t = 0,72 \text{ сут}^{-1}$). Аналогичные данные получены для фонда скважин, оборудованных ШГНУ. Оказалось, что разнотипность насосов не меняет экспоненциального характера распределения

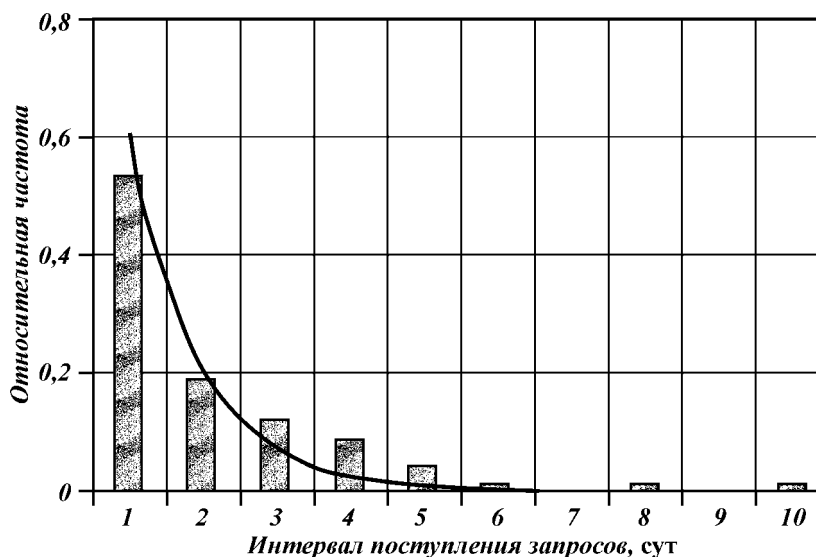


Рис. 3.19. Статистическое распределение интервалов между запросами на техническое обслуживание и ремонт технологического оборудования СП «Ватойл»

величины t_s , увеличивается лишь скорость поступления запросов до значения $\lambda = 1,1 \text{ сут}^{-1}$.

Заметим, что наиболее точные значения потока отказов можно получить из ранее установленного закона изменения интенсивности отказов ЭЦН (см. раздел 1.1.2). Однако соответствующие интегралы (для математического ожидания и дисперсии) не берутся в аналитическом виде, и можно получить лишь численную оценку. Тем не менее, учитывая, что поправка Гомперца по отношению к экспоненциальному закону на превышает 6,5 % (верхняя строка в табл. 1.3), примем для оценочных расчетов вероятность безотказной работы в виде экспоненты: $R(t) = \exp(-K_1 \cdot t)$, где $\lambda_1 = K_1 = 0,0028 \text{ сут}^{-1}$ (см. табл. 1.3). Тогда для 260 скважин, оборудованных ЭЦН, имеем $\lambda = 260 \cdot \lambda_1 = 260 \cdot 0,0028 = 0,728 \text{ сут}^{-1}$, что практически совпадает с ранее полученной оценкой для интенсивности отказов ЭЦН.

Распределение длительностей ремонтов рассчитывалось по данным журналов ремонтов, фрагмент одного из которых представлен в табл. 3.2. Длительность ремонта рассчитывалась как разность дат демонтажа и последующего запуска насоса (столбец 7 табл. 3.2). Результаты расчетов показали, что распределение времени ремонта также близко к экспоненциальному с параметрами $\sigma_{ts}^2 = 1/\mu^2 = 9,18 \text{ сут}^2$, т.е. $\mu = 0,33 \text{ сут}^{-1}$. Заметим, что экспериментальное распределение потока восстановления и оценки среднего времени восстановления оборудования скважин получено в предположении существования одной ремонтной бригады. В случае, когда имеется N ремонтных бригад, поток восстановления увеличивается в N раз.

Таким образом, изучение статистических данных по ремонтным мероприятиям и характера распределений случайных величин показывает обоснованность применения соотношений (3.30)–(3.32) для расчета среднего числа скважин, ожидающих ремонта.

Решим задачу оптимизации затрат на содержание ремонтных служб того же предприятия в детерминированной постановке.

Таблица 3.2

Фрагмент журнала ремонтов скважины № 2070 куста 241 за 1988–1998 г.

Номер скважины	Номер куста	Дата монтажа	Дата запуска	Дата остановки	Дата демонтажа	$T_{\text{рем}}$
2070	241	13.12.88	07.02.89	11.05.94	24.05.94	13
2070	241	25.05.94	26.05.94	06.05.95	11.05.95	5
2070	241	12.05.95	12.05.95	12.05.95	15.05.95	3
2070	241	13.05.95	13.05.95	13.05.95	13.05.95	0
2070	241	15.05.95	16.05.95	16.05.95	18.05.95	2
2070	241	18.05.95	19.05.95	13.10.98	15.10.98	2

Если известна оценка математического ожидания дебита фонда добывающих скважин по нефти Q_{cp} и цена реализации продукции предприятием S , убытки за сутки простоя (в руб/сут) можно вычислить по соотношению

$$Z = Q_{cp} \cdot S \cdot \frac{\lambda/\mu}{1 - \lambda/\mu}. \quad (3.33)$$

Анализ имеющейся априорной информации показал, что зависимость потока восстановления μ от затрат на ремонтные службы (оплата труда персонала, стоимость техники, транспорта и т.п.) имеет линейный характер вида

$$\mu = k \cdot Z_p, \quad (3.34)$$

где Z_p – суточные затраты на содержание ремонтных служб, (руб/сут); k – коэффициент пропорциональности, характеризующий эффективность работы ремонтных служб (руб.⁻¹).

В таком случае минимальные суточные убытки предприятия соответствуют минимуму функционала:

$$F(Z_p) = Z + Z_p = Q_{cp} \cdot S \cdot \frac{\lambda}{kZ_p - \lambda} + Z_p \rightarrow \min. \quad (3.35)$$

Характер зависимостей слагаемых функционала от Z_p и их сумма приведены на рис. 3.20. Условие $\lambda/\mu < 1$ означает, что оптимальная точка находится правее штриховой линии на рис. 3.22, т.е. $Z_{p \text{ опт}} > \lambda/k$.

Взяв производную dF/dZ_p и приравняв ее нулю, получим величину оптимальных суточных затрат на содержание ремонтных служб:

$$Z_{p \text{ опт}} = \frac{\lambda + \sqrt{\lambda \cdot k \cdot Q_{cp} \cdot S}}{k}. \quad (3.36)$$

Для нашего примера на предприятии за месяц в среднем происходит 32 отказа насосно-силового оборудования, т.е. $\lambda = 32/30 = 1,1 \text{ сут}^{-1}$. Средний дебит скважин по нефти составляет 8 м³/сут. Величину S примем равной 8 % от среднемировой цены на нефть (вычет налогов), т.е. $S = 0,08 \cdot 20$ (долл/баррель) / 156 (литров/баррель) · 1000 (литров/м³) · 30 (руб/доллар) = 307,7 руб/м³.

Параметр μ можно оценить, зная среднее время ремонта (~3 сут в нашем случае) и число ремонтных бригад ($N = 5$). Тогда $\mu = 0,33 \cdot 5 = 1,65 \text{ сут}^{-1}$. Коэффициент k вычисляют на основе существующих суточных затрат на содержание ремонтных служб.

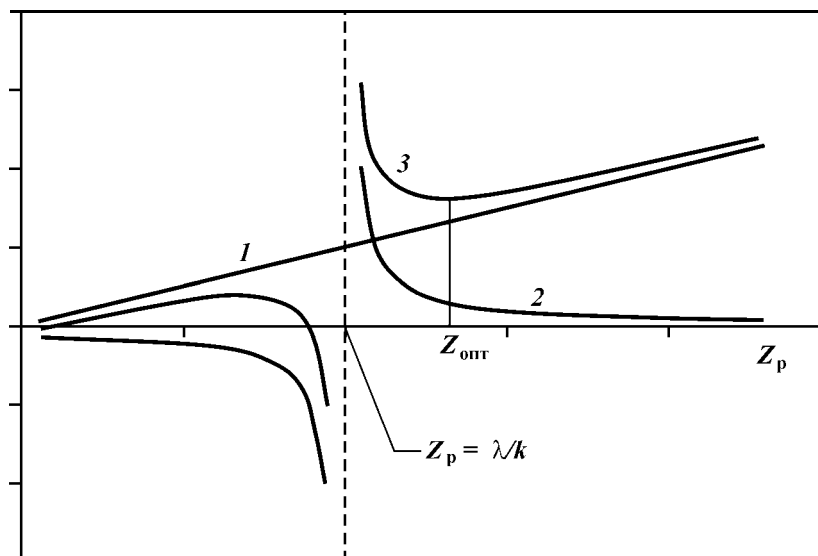


Рис. 3.20. Зависимость составляющих убытков нефтедобывающего предприятия от суточных затрат на содержание ремонтных служб:
 1 – затраты на содержание ремонтных служб; 2 – убытки от простоя скважины;
 3 – суммарные издержки

Приняв стоимость ремонта ЭЦН одной скважины в среднем $Z_1 = 70400$ руб [11], вычислим суточные затраты на содержание ремонтных служб $Z_p = \mu \cdot Z_1 = 1,65 \cdot 70400 = 1,16 \cdot 10^5$ руб/сут, так что $k = \mu/Z_p = 1,65/1,16 \cdot 10^5 = 1,42 \cdot 10^{-5}$ руб $^{-1}$.

При данных условиях расчет по (3.36) дает $Z_{p \text{ опт}} = 80440$ руб/сут. Длина очереди, вычисленная по (3.32), составит две скважины.

Общее время обслуживания t_s и его ожидания t_w в пересчете на одну ремонтную бригаду для нашего примера составляют (в сут)

$$t_w + t_s = \frac{1}{\mu - \lambda} \cdot N = 9,1, \quad (3.37)$$

что согласуется с экспериментальными данными.

Заметим, что если среднее время ремонта при тех же условиях увеличится до 4 сут, то $Z_{p \text{ опт}} = 115000$ руб/сут, очередь увеличится до $n = 7,7$ скважин, а среднее время простоя скважины, рассчитанное по соотношению (3.37) – до 33,3 сут.

Важность последнего замечания становится понятной, если учесть, что продолжительность ремонта является случайной ве-

личиной. Длительность ремонтов зависит от степени сложности, технического обеспечения ремонтной бригады, удаленности аварийной скважины от места расположения ремонтной службы и других причин.

Разработанная методика расчета затрат на содержание ремонтно-восстановительных бригад нефтегазодобывающих предприятий позволяет минимизировать ущерб от аварий технологического оборудования нефтедобычи и оперативно управлять аварийно-ремонтными службами в зависимости от степени изношенности основных фондов и динамики цен на добываемую нефть.

3.3.2. РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ УЧЕТА УЩЕРБА, ПРИНОСИМОГО ПРОФИЛАКТИЧЕСКИМИ МЕРОПРИЯТИЯМИ НЕФТЕГАЗОВОМУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Вмешательство в процесс работы любого технического устройства нежелательно. Это утверждение следует из положений теории надежности, согласно которым следствием вмешательства является повышение вероятности отказа устройства, например, из-за возникновения «прирабочных» отказов, описываемых распределением Вейбулла.

Многие обслуживающие мероприятия, производимые на технологическом оборудовании, не вызваны острой необходимостью, но их проведение способствует улучшению экономических показателей эксплуатации оборудования. Однако даже те виды профилактики, которые производятся без замен изношенных узлов, без разборки механизма и даже без остановки работающего устройства могут наносить ущерб, выражающийся в снижении рабочего ресурса машины. Принятие решения о целесообразности проведения подобных мероприятий нуждается в некотором теоретическом обосновании, в котором наряду с положительным эффектом учитывались бы и отрицательные последствия мер профилактики.

Рассмотрим постановку задачи на примере очистных мероприятий на оборудовании газокompрессорных станций.

Периодическое проведение очисток проточной части осевого компрессора (ОК) газотурбинной установки (ГТУ) позволяет повысить коэффициент полезного действия установки за счет удаления загрязнений и восстановления аэродинамических характеристик лопаток ОК и направляющего аппарата. Нормативными документами рекомендуется проведение периодических очисток, но на практике обслуживающий персонал по своему усмотрению определяет момент проведения очистных мероприя-

тий, как правило, по факту снижения максимальной мощности установки. Например, проведенный анализ данных профилактических работ одной из компрессорных станций ООО «Баштрансгаз» показал, что число проведенных за один год очисток за последние десять лет варьировалось для разных ГТУ от 0 до 13.

Традиционный способ проведения очистных мероприятий – засыпка фруктовой косточки на вход ОК – не регламентирован по массе засыпаемого вещества, по массовому расходу в процессе засыпки и по физическим характеристикам очищающего средства.

В то же время известно, что засыпка очистного вещества может приводить к побочным эффектам, снижающим ресурс работы ГТУ [12, 13, 14].

Целью исследований, проводимых в данном разделе, является оценка этих эффектов на основе изменения вибрационных характеристик ГТУ, определение влияния очисток на отказы оборудования и разработка методики определения оптимального периода проведения очистных мероприятий проточной части установки.

Объектом исследования были ГТУ типа ГТК-10-4 номинальной мощностью 10 МВт и общим сроком наработки от 90 до 100 тыс. ч. Для расчетов использовались данные плановых виброобследований, а также диспетчерские данные о проводимых ремонтах ГПА с 1989 по 1999 гг. Кроме того, для изучения вибраций в высокочастотной области спектра была разработана экспериментальная установка, позволяющая регистрировать вибросигнал с частотой дискретизации 12 кГц, и соответствующее программное обеспечение для проведения расчетов спектрального состава колебаний в полосе частот 0,1–5 кГц.

Проведенные нами поисковые исследования воздействия очисток на спектральный состав вибрации показали, что во всех случаях в результате проведенного мероприятия значительно возрастают (в 5–10 раз) составляющие вибросигнала в диапазоне частот выше 1,5 кГц (рис. 3.21). Этот диапазон соответствует лопаточным частотам вибрации ОК, турбин высокого (ТВД) и низкого давлений (ТНД) и их гармоникам. Поэтому увеличение уровня колебаний можно объяснить удалением слоя загрязнения на лопатках ОК, искажающего картину турбулентных пульсаций газового потока, протекающего между лопатками и направляющим аппаратом. С течением времени амплитуда высокочастотных составляющих спектра снижается и через 15–20 сут возвращается в исходное состояние (рис. 3.21).

Таким образом, увеличение уровня вибрации в высокочастотной части спектра непосредственно после очистки может слу-

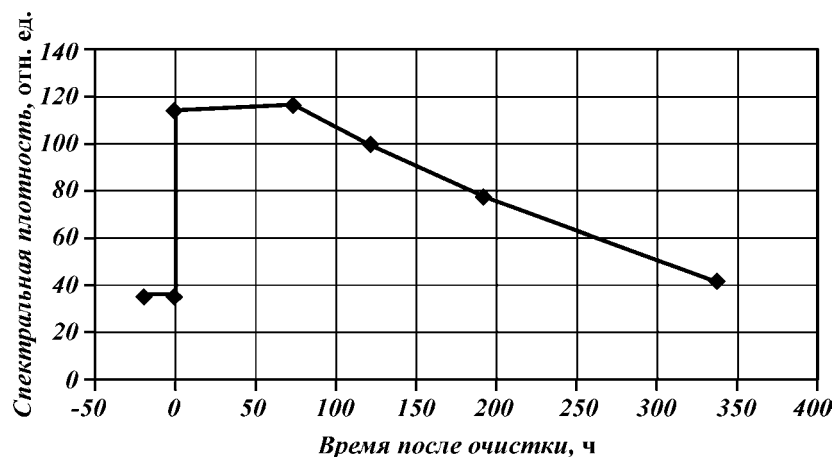


Рис. 3.21. Динамика изменения спектральной плотности вибрации в полосе частот 1–4 кГц после проведения очистки

жить количественным показателем ее качества, а скорость возврата к прежнему уровню – показателем скорости загрязнения проточной части ГТУ. Подобные количественные характеристики позволяют разработать метод определения оптимального периода между очистками.

Как уже отмечалось, проведение очистных мероприятий приводит не только к положительным эффектам, таким как повышение КПД, увеличение коэффициента технического состояния агрегата, увеличение мощности, но и нежелательным последствиям – к снижению межремонтного периода агрегата. Это утверждение следует из данных рис. 3.22, где приведена зависимость общего числа проведенных ремонтов оборудования от частоты очисток по данным диспетчерских записей для восьми ГПА. Коэффициент корреляции составляет $r = 0,72$ при уровне значимости выше 98 % (расчет проведен по методике [15]). Высокий уровень значимости указывает на реальность предположения об отрицательных побочных эффектах, возникающих в процессе очисток проточной части ГТУ.

Из сказанного выше следует, что очистки проточной части ГПА играют двоякую роль. С одной стороны, они позволяют значительно сократить расход топливного газа, с другой – приводят к дополнительной вероятности возникновения отказов оборудования. Поэтому представляет интерес проверка существования оптимального периода между очистными мероприятиями с точки зрения минимизации общих затрат на эксплуатацию

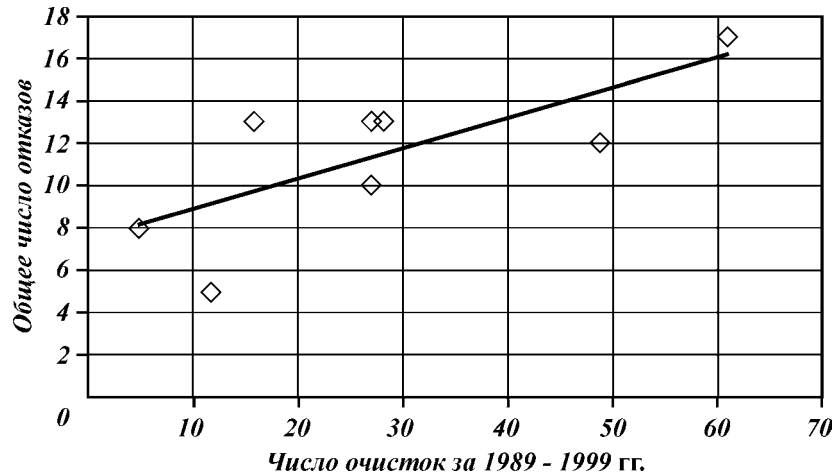


Рис. 3.22. Корреляция количества отказов с числом очисток (КС «Москово»)

и обслуживание установки. Полученные выше количественные зависимости позволяют провести такие оценки.

Обозначим удельные затраты, т.е. затраты в единицу времени на поддержание ГПА в рабочем состоянии, через $S_{уд}$. В эту величину входят затраты на оплату топливного газа и стоимость ремонтных мероприятий, поэтому представим $S_{уд}$ в виде

$$S_{уд} = S_0 + S_{доб} + S_{рем}, \quad (3.38)$$

где S_0 – удельные затраты на топливный газ при условии отсутствия загрязнения; $S_{доб}$ – добавочные затраты на топливный газ, возникающие вследствие снижения КПД агрегата при загрязнении проточной части; $S_{рем}$ – затраты на ремонтные мероприятия в пересчете на единицу времени.

Рассмотрим эти составляющие более подробно.

Величина S_0 является стоимостью топливного газа, потребляемого за единицу времени при условии отсутствия загрязнения, поэтому для ее определения достаточно измерить расход топливного газа непосредственно после очистки, и произведение этой величины на стоимость газа даст значение S_0 , которое можно считать постоянной величиной для данного агрегата: $S_0 = \text{const}$.

Добавочные затраты $S_{доб}$ являются возрастающей функцией времени, причем сразу после очистки $S_{доб}(0) = 0$. Вид функциональной зависимости можно определить методом наименьших квадратов из измерений скорости снижения уровня высокочас-

тотных спектральных составляющих вибрации (см. рис. 3.21). В простейшем случае, принимая линейный характер роста степени загрязнения, получим

$$S_{\text{доб}} = At, \quad 0 < t < T, \quad (3.39)$$

где T – период между очистками; A – коэффициент пропорциональности, определяемый по данным измерений. При рассмотрении промежутков времени, значительно превышающих период T , среднее значение $S_{\text{доб}}$ можно вычислить по формуле

$$S_{\text{доб}} = \frac{1}{T} \int_0^T At dt = \frac{1}{2} AT. \quad (3.40)$$

Смысл этой формулы очевиден – при очень малых периодах между очистками ($T \rightarrow 0$) добавочные затраты не возникают, поскольку проточная часть не успевает загрязниться.

Удельные затраты на ремонтные работы $S_{\text{рем}}$ состоят из двух составляющих: $S_{\text{рем}} = S_{0 \text{ рем}} + S_{1 \text{ рем}}$, где $S_{0 \text{ рем}}$ – ремонтные затраты без учета добавочных ремонтов, вызываемых последствиями очисток; $S_{1 \text{ рем}}$ – затраты на ремонтные работы по отказам, являющимся следствиями очисток. Подобное разделение чисто условное, так как для конкретного отказа невозможно сказать, связан ли он с очистками, или нет. Однако это не имеет значения, так как в данной постановке задачи требуются среднестатистические причины отказов. С учетом этого можно записать

$$S_{\text{рем}} = nC_{\text{рем}}, \quad (3.41)$$

где n – число отказов в единицу времени; $C_{\text{рем}}$ – стоимость ремонта.

С другой стороны, на основании рис. 3.22 для общего числа отказов N в линейном приближении можно записать

$$N = N_0 + Bm_{\text{оч}}, \quad (3.42)$$

где N_0 – число отказов за время t при отсутствии очисток; $m_{\text{оч}}$ – число очистных мероприятий за время t ; B – коэффициент пропорциональности.

Разделив равенство (3.42) на время t получим частоту отказов n :

$$n = N_0/t + Bm_{\text{оч}}/t = n_0 + B/T. \quad (3.43)$$

Таким образом, для удельной стоимости ремонтов имеем

$$S_{\text{рем}} = (n_0 + B/T)C_{\text{рем}}, \quad (3.44)$$

и окончательно формула для общих удельных затрат примет вид:

$$S_{уд} = S_0 + AT/2 + (n_0 + B/T)C_{рем}, \quad (3.45)$$

где константы A , B , n_0 определяются из графиков рис. 3.20–3.21, а $C_{рем}$ – вычисляется на основании данных финансовых документов предприятия.

Для определения оптимального периода между очистными мероприятиями необходимо найти минимум функционала (3.45). Результат поиска экстремума дает оптимальное значение искомого периода:

$$T_{опт} = \sqrt{2BC_{рем}/A}. \quad (3.46)$$

Оценим этот период для конкретного агрегата газоперекачивающего предприятия ООО «Баштрансгаз».

Проведение очистки позволяет в среднем снизить потребление топливного газа на 5 %, что составляет приблизительно 100 м³/ч. Примем линейный рост потребления топлива вследствие нарастания загрязнения, а его стоимость 0,222 руб/м³. При этих условиях $A = 3,2 \cdot 10^6$ руб/год².

Далее из рис. 3.24 методом наименьших квадратов несложно получить зависимость общего числа аварии от числа очисток или, в пересчете на один год, частоту отказов

$$n = 0,13/T + 0,75,$$

т.е. коэффициент $B = 0,13$. Примем среднюю стоимость ремонта $C_{рем} = 0,5 \cdot 10^6$ руб. Подставив данные в (3.46), получим $T_{опт} = 0,20$ года = 73 сут.

Заметим, что рекомендуемый нормами период $T_0 = 14$ сут. Таким образом, учет ущерба приводит к необходимости сокращения числа обслуживаемых мероприятий.

Рассмотренный пример расчета является лишь демонстрацией применения методики, и его результаты не могут служить рекомендацией к практическому использованию. Перед получением практического результата необходимо оптимизировать (с точки зрения снижения отрицательных последствий и, возможно, стоимости) и стандартизировать сам процесс проведения очистных мероприятий.

3.3.3. РАЗРАБОТКА ТЕОРЕТИКО-ИГРОВЫХ МЕТОДОВ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ О ПРОФИЛАКТИЧЕСКИХ РАБОТАХ НА НЕФТЕГАЗОВОМ ОБОРУДОВАНИИ

Решение о выводе в ремонт таких сложных и дорогостоящих систем, какими являются газоперекачивающие агрегаты компрессорных станций, в настоящее время принимается на основании

следующих признаков: 1) невозможность дальнейшей эксплуатации агрегата вследствие аварийного останова; 2) наступление срока планового ремонта; 3) снижение показателей экономичности ГПА; 4) снижение надежности работы ГПА (предаварийное состояние).

Из перечисленных признаков лишь первый вынуждает человека принять единственное решение, которое не зависит от субъективного фактора. Наличие комбинации любых других признаков служит только мотивацией принятия решения, но само решение принимает человек, руководствуясь своей интуицией и опытом (случай производственной необходимости, например, так как решение в этом случае также вынужденное).

Предположим далее, что решение о выводе в ремонт принято. В этом случае возникает вопрос об объеме ремонтных работ. Например, если ремонт вызван неисправностью камеры сгорания, надо ли, раз уж агрегат остановлен, заодно проводить ревизию подшипников, лопаток турбин и другие работы, связанные со вскрытием корпуса ГПА? Ответить на этот вопрос сложно по двум причинам. С одной стороны, любая переборка механизма приводит к возникновению периода приработки деталей, когда вероятность аварии многократно возрастает [3]. С другой стороны, если ревизию не проводить и через короткое время возникнут неисправности турбин, произойдет неоправданное сокращение ресурса ГПА из-за неблагоприятных тепловых режимов при лишнем цикле останова – пуск и, кроме того, потребуются затраты средств на полную разборку агрегата. Решение об объеме ремонтных работ также принимается человеком на основе интуиции и опыта.

Интуитивно принятое решение не может быть оптимальным уже потому, что критерии оптимальности в этом случае не определены. Вместе с тем, многие из параметров, оказывающих влияние на принятие решения, можно формализовать, т.е. описать математическими зависимостями, а, следовательно, при выборе конкретного параметра оптимизации оказывается возможной математическая постановка задачи оптимизации.

Существенной особенностью рассматриваемой задачи является вероятностный характер исходных данных. Несовершенство и сложность диагностических методов приводит к тому, что текущее техническое состояние ГПА может быть определено лишь с некоторой степенью достоверности, и, следовательно, даже краткосрочный прогноз состояния агрегата не может быть точным. Между тем именно ожидаемое поведение ГПА служит основанием для принятия решения.

Задачу принятия оптимального решения при случайных ис-

ходных данных можно исследовать двумя математическими методами: методом теории игр и методами стохастического программирования [8, 9].

Постановка задачи о принятии решения в теории игр выглядит следующим образом. Каждый из двух игроков A и B может принять одно из некоторой совокупности решений. Пусть для игрока A это будут $A_i (1 \leq i \leq m)$, а для игрока $B - B_j (1 \leq j \leq n)$. В результате принятия определенного решения каждым из игроков A_i и B_j один из них выигрывает некоторую сумму S_{ij} , другой такую же сумму проигрывает. Правила выбора решений называются стратегией игрока. Требуется определить такую стратегию игрока A , которая приносит ему максимальный выигрыш.

Условия игры удобно записывать в форме матрицы выигрышей размера $n \times m$:

	B_1	...	B_n
A_1	S_{11}	...	S_{1n}
...	...	S_{ij}	...
A_m	S_{m1}	...	S_{mn}

Постановка задачи в такой форме называется антагонистической игрой с нулевой суммой, поскольку интересы игроков A и B противоположны, и выигрыш одного равен проигрышу другого.

В теории игр доказывается, что при антагонистической игре с нулевой суммой оптимальная стратегия игрока A определяется из условия максимина [17]: $A_0 = \max_i \{ \min_j \{ S_{ij} \} \}$. Такое решение вытекает из условия антагонистичности – оба игрока уверены, что противник поступит так, чтобы нанести ему максимальный урон.

Примем для нашей задачи, что игрок A – это человек, принимающий решение о выводе ГПА в ремонт. Игроком B тогда будет «случай» или «природа» [17]. Сразу заметим, что игра перестает быть антагонистической, поскольку для «природы» не имеет значения, выиграет или проиграет человек, и она не стремится нанести максимальный ущерб человеку. Она руководствуется своими собственными стохастическими законами, которые могут быть в какой-то степени известны человеку, а могут быть и неизвестны.

Введем обозначения: S_a – стоимость ремонта после произошедшей аварии, S_p – стоимость запланированного ремонта (без аварии). Стоимости ремонтов S_p и S_a должны включать в себя затраты, учитывающие как ущерб от простоя агрегата, так и сокращение общего ресурса работы вследствие неблагоприятных последствий пускового режима.

Естественно допустить, что $S_p < S_a$. Матрица выигрышей запишется следующим образом:

	Авария	Нет аварии
Ремонт	$-S_p$	$-S_p$
Без ремонта	$-S_a$	0

Предположим, что о замыслах природы нам ничего не известно. В этом случае теория игр предлагает три критерия выбора решения, каждое из которых в определенном смысле оптимально.

Критерий Вальда (крайний пессимизм) предлагает считать природу разумным противником, который стремится нанести нам максимальный ущерб. Поэтому рекомендуемая стратегия совпадает со стратегией антагонистической игры. Максимин $\max_i\{\min_j\{S_{ij}\}\} = -S_p$, значит, рекомендуемой стратегией критерия Вальда всегда будет ремонт.

Критерий минимаксного риска Сэвиджа – тоже пессимистический, но при выборе стратегии руководствуются не выигрышем, а риском [17]. Матрица рисков r_{ij} для нашего случая имеет вид

	Авария	Нет аварии
Ремонт	0	$+S_p$
Без ремонта	$-S_p + S_a$	0

При $2S_p < S_a$ имеем $\min_i\{\max_j\{r_{ij}\}\} = S_p$, и рекомендуемая стратегия – ремонт. При $2S_p > S_a$ получим $\min_i\{\max_j\{r_{ij}\}\} = -S_p + S_a$, следовательно, в этом случае критерий Сэвиджа рекомендует не проводить ремонтные работы. Сущность критерия Сэвиджа в том, чтобы избежать большого риска при принятии решения, и в этом смысле он сходен с «пессимизмом» критерия Вальда, но смысл понятия «пессимизм» здесь другой.

Критерий Гурвица $H = \max_j\{\chi \min_i\{S_{ij}\} + (1-\chi) \max_i\{S_{ij}\}\}$ вводит «коэффициент пессимизма» χ , выбираемый между 0 и 1. Значение $\chi = 1$ переводит критерий Гурвица в критерий Вальда (крайний пессимизм), а $\chi = 0$ соответствует «крайнему оптимизму», при котором выбирается та стратегия, при которой в принципе возможен самый большой выигрыш. Выбор величины χ субъективен – чем опаснее последствия аварии, тем ближе к единице необходимо принимать эту величину.

Таким образом, даже при полном отсутствии информации о вероятности аварии, теория игр позволяет принимать обоснованные решения, учитывающие как стоимости аварийного и текущего ремонтов, так и опасность последствий аварии.

В реальном случае мы всегда можем получить информацию о техническом состоянии ГПА с помощью диагностических мето-

дов, а, следовательно, можем оценить вероятность аварии P в течение некоторого ближайшего периода времени T . Вероятность того, что авария в этот период не произойдет, равна $1-P$. Следовательно, мы знаем стратегию «природы» – в $100 \cdot P$ случаях из 100 она выберет аварию, а в остальных $100 \cdot (1-P)$ аварии не будет. Оптимальная стратегия определяется из условия максимального среднего выигрыша [16, 17]:

$$S_i = \sum_{j=1}^n P_j \cdot S_{ij} \rightarrow \max. \quad (3.47)$$

При известных величинах S_{ij} и P_j решение этой задачи не представляет трудностей.

Рассмотренное решение простейшей задачи с матрицей выигрышей 2×2 можно уточнить, если учесть, что сложный агрегат состоит из более простых узлов. Так, условное разбиение ГПА на камеру сгорания, турбинную часть и нагнетатель приведет к матрице 6×2 , что позволит с большей достоверностью определить величины S_{ij} и P_j , и в то же время незначительно повлияет на объем вычислений.

Рассмотрим, каким образом можно определить входящие в условия задачи величины P_j и S_{ij} . Представление задачи в форме игры не требует точного знания параметров S_{ij} . Для решения, в принципе, достаточно знать, что стоимость аварийного ремонта выше, чем стоимость запланированного. При многократном повторении ситуации даже при таких данных общая стоимость ремонтов окажется ниже, чем при случайном выборе. Однако, чем выше точность, тем меньшее число повторений для этого требуется. Возможность улучшения точности определения S_{ij} мы обсудим ниже, при рассмотрении задачи об объеме ремонтных работ.

Вероятность выхода из строя узла P_j в течение времени T в простейшем случае можно принять равной площади под нормированной кривой распределения Вейбулла, взятой от капитального ремонта до текущего момента времени. Распределение Вейбулла строится по статистическим данным отказов для конкретного узла или для ГПА в целом. В разделе 2.2.2 приведены характеристики распределения Вейбулла в целом для агрегата типа ГТК-10 (рис. 2.10, б). Принятые за основу значения P_j в дальнейшем могут быть уточнены по данным диагностических обследований, а также на основании статистических данных по отказам.

Заметим, что относительная несложность алгоритма поиска оптимального решения позволяет встроить его непосредственно в диагностическое программное обеспечение.

Рассмотрим вторую часть задачи. Пусть принято решение о выводе агрегата в ремонт и требуется определить, каков должен быть объем работ для минимизации затрат в течение некоторого промежутка времени, например, до следующего капитального ремонта. Примем для простоты, что агрегат состоит из двух узлов, ремонт которых может проводиться независимо, т.е. имеется возможность выбора – отремонтировать один, или сразу два узла. Набор возможных решений (строки матрицы), таким образом, определен – имеется два варианта действий. Очевидно, что число стратегий у «природы» тоже равняется двум: либо второй, пока еще исправный узел, успешно доработает до следующей остановки на ремонт (по причине ремонта первого), либо он выйдет из строя раньше. В первом случае оптимальное решение состоит в ремонте только одного узла, во втором – двух. Матрица выигрышей будет иметь вид

	Нет	Да
Ремонт 1	$-S_{p1}-S_{p2}-S'$	$-S_{p1}$
Ремонт 1 и 2	$-S_{p1}-S_{p2}$	$-S_{p1}-S_{p2}$

где S_{p1} – стоимость запланированного ремонта первого узла; S_{p2} – стоимость запланированного ремонта второго узла; S' – стоимость цикла остановки – пуск с учетом увеличения вероятности аварии в период приработки деталей.

Если все параметры известны, то решение этой задачи ничем не отличается от предыдущего. Затруднения может вызвать определение параметра S' , но, как уже говорилось, в игровой задаче важно уже то, что такой параметр существует, и он увеличивает затраты при необоснованном отказе от ремонта второго узла. Вероятность раннего выхода из строя узла второго также можно оценить, исходя из текущего положения этого узла на кривой распределения Вейбулла, и уточнить его значение с учетом диагностических и статистических данных.

В заключение обратим внимание на некоторые существенные обстоятельства, которые не были учтены в предыдущих рассуждениях.

Во-первых, условие «раннего выхода из строя» второго узла следовало бы заменить условием «слишком ранний», так как возможно, что к указанному сроку будет подходить к концу ресурс первого узла, но не в той степени, чтобы ГПА выводить в ремонт. В этом случае оптимальность принятого решения, вообще говоря, неочевидна. Учет таких факторов требует применения методов динамического программирования [16], весьма сложен и не входит в нашу задачу.

Во-вторых, обе рассмотренные задачи можно свести к одной

со стратегиями «Не ремонтировать», «Ремонт 1», «Ремонт 2» и т.д. Но в этом случае произойдет чрезмерное увеличение числа стратегий «природы», и потеряется очевидность рассуждений. При реализации же в виде алгоритма, например, для компьютерного расчета, такой подход вполне применим.

В-третьих, только при решении второй задачи выясняется действительная стоимость ремонта. Поэтому представляется разумным повторить расчет по первому алгоритму с учетом поправок, т.е. провести еще одну итерацию.

В-четвертых, в данной работе намеренно принимается простейшая структура ГПА, состоящая из одного (задача 1), или двух (задача 2) узлов. Цель такого упрощения одна – наглядно показать применимость игровых методов для принятия обоснованных решений. При реальном применении этих методов, например, при разработке компьютерной программы, следует учитывать, что чем более детально представляется в расчетах схема ГПА, тем с большей точностью можно определить входящие в условия задачи параметры.

И, наконец, последнее. Любая математическая модель не может абсолютно точно описать производственную ситуацию, в которой всегда возникает множество не учтенных моделью нюансов. Поэтому любые математические методы, в том числе и методы теории игр, не дают окончательных, не подлежащих сомнению решений. Они лишь помогают правильно сориентироваться в ситуации и отбросить заведомо проигрышные решения, но окончательное решение должен принять человек.

3.4. ПЛАНИРОВАНИЕ ЗАТРАТ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ЭНЕРГОРЕСУРСЫ И ВЫБОР СТРАТЕГИИ ВЗАИМООТНОШЕНИЙ С ИХ ПОСТАВЩИКАМИ

Наряду с экологическими последствиями аварий в нефтегазовых отраслях и ущербом от недопоставки продукции потребителю вследствие простоя оборудования, вызванного проведением ремонтных работ, необходимо учитывать и финансовые потери, возникающие при выплате штрафов энергоснабжающим организациям.

При существующей системе взаимоотношений между поставщиками и потребителями электроэнергии объемы ее поставок требуется планировать как можно более точно. В противном случае, по условиям стандартных договоров, недобор или перебор в

объемах потребления энергии наказываются штрафными санкциями, кратно зависящими от величины отклонения планового энергопотребления от фактического.

Анализ данных по ремонтным мероприятиям, проводившимся на предприятиях отрасли, показал, что 43 % от всего числа отказов технологического оборудования происходит внезапно, без предварительного проявления каких-либо внешних признаков. Оценить возможное количество подобных аварий крайне затруднительно (в отличие от медленно развивающихся дефектов).

Отклонение фактического энергопотребления, происходящего вследствие простоев технологического оборудования, от плановых, предварительно заказанных объемов, приводит к возникновению отклонений вида

$$\Delta P = \pm(P_{\text{факт}} - P_{\text{план}}), \quad (3.48)$$

где $P_{\text{факт}}$ – фактический объем израсходованной электроэнергии за расчетный период; $P_{\text{план}}$ – запланированный расход энергии, оговоренный в договоре между нефтегазовым и энергоснабжающим предприятиями за тот же период.

Превышение величины $|\Delta P|$ некоторого порогового значения приводит к начислению штрафных надбавок к тарифам, по которым производится оплата электроэнергии (как правило, двух- или многоставочный тариф).

Фактические значения потребляемой энергии являются случайными величинами, законы распределения и параметры которых определяются интенсивностью отказов оборудования и природно-климатическими факторами, большинство из которых не поддаются количественному и качественному учету (рис. 3.23).

В подобной ситуации необходимо определить такой договорной объем потребления электроэнергии, который обеспечивал бы минимальные дополнительные финансовые потери при вынужденной выплате надбавок к тарифам.

В условиях почти полной непредсказуемости таких аварий, как повреждения силового кабеля или ПЭД, отказы НКТ, обрыв колонны штанг и других причин, для научно обоснованного выбора договорных величин потребления энергии наиболее целесообразно применение теоретико-игровых методов, рассмотренных ранее в применении к обоснованию необходимости проведения ремонтных работ (см. раздел 2.3.3).

Рассмотрим постановку задачи минимизации штрафных санкций.

Предположим, что предприятию необходимо заключить договор с энергосистемой на поставку электроэнергии в количестве P_0 кВт·ч в месяц. Обычной практикой при заключении подобных

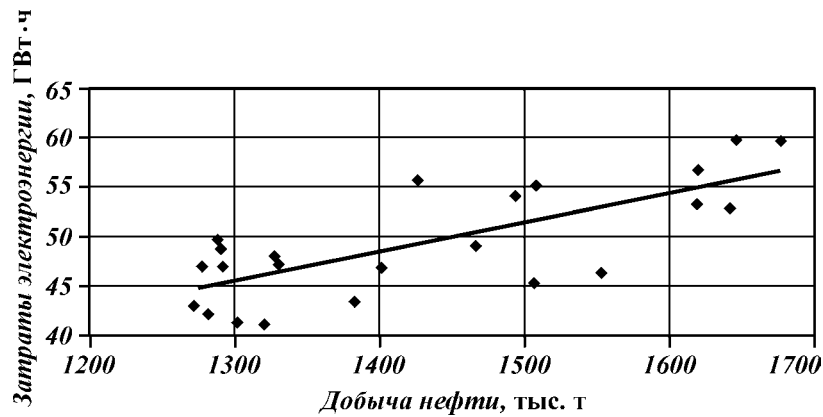


Рис. 3.23. Соотношение объемов добычи нефти и фактического потребления электроэнергии

договоров является применение штрафных санкций по отношению к заказчику как при превышении установленного лимита на энергию, так и при его неполном использовании. Обозначим фактическое месячное потребление энергии через P , тогда условия договора можно записать в следующем виде:

$$S = \begin{cases} \alpha P_0 & \text{при } P = P_0; \\ \alpha P_0 + (P - P_0)\alpha_1 & \text{при } P_0 < P < P_{\text{lim}}; \\ \alpha P_0 + (P - P_0)K\alpha & \text{при } P > P_{\text{lim}}; \\ \alpha P + (P_0 - P)\alpha_2 & \text{при } P < P_0, \end{cases} \quad (3.49)$$

где S – затраты предприятия; α – стоимость 1 кВт·ч энергии; P_{lim} – установленный в договоре предел, ниже которого стоимость одного кВт·ч энергии, превышающей лимит, составляет α_1 (причем $\alpha_1 > \alpha$), а выше $-K \cdot \alpha$ (K – целое число, определяющее кратность оплаты при значительном превышении установленного лимита); α_2 – надбавка к тарифу за 1 кВт·ч невостребованной энергии (оплата неустойки).

Наша задача заключается в таком выборе величины P_0 , которая минимизирует величину затрат, т.е. $S \rightarrow \min$.

Основная сложность состоит в том, что фактическое потребление энергии P является величиной случайной с неизвестным законом распределения. Это приводит к тому, что предприятие, как правило, заведомо завышает свои потребности в энергии, чтобы избежать высоких штрафов за ее перерасход, предпочитая

заведомо оплачивать неустойку за неполное использование установленного лимита.

Предварительно рассмотрим упрощенный вариант поставленной нами задачи минимизации, встречающейся на практике достаточно редко (как правило, из-за несогласия с подобными договорами на поставку электроэнергии со стороны энергоснабжающей организации).

Формализуя условия подобного договора можно записать систему ограничений вида

$$S = \begin{cases} \alpha \cdot P_0, & \text{при } P \leq P_0; \\ \alpha \cdot P_0 + (P - P_0) \cdot K \cdot \alpha_1, & \text{при } P > P_0. \end{cases} \quad (3.50)$$

Пусть $f(P)$ – неизвестная нам функция распределения фактической потребности предприятия в энергии. Тогда функцию затрат можно представить в виде

$$S(P_0) = \alpha P_0 + K\alpha \int_{P_0}^{P_{\max}} (P - P_0) f(P) dP, \quad (3.51)$$

где P_{\max} – максимальное значение фактического потребления энергии. В реальном случае значение P_{\max} всегда конечно. Если же функция распределения определена на бесконечном интервале, например при нормальном законе распределения, то за P_{\max} можно принять величину (при условии нормального функционирования предприятия и отсутствия ввода в эксплуатацию дополнительных мощностей)

$$P_{\max} = M[P] + 3\sigma,$$

где $M[P]$ – оценка математического ожидания для нормального закона распределения; σ – соответствующее среднеквадратическое отклонение (СКО) энергопотребления нефтедобывающим предприятием.

Примем равномерное (прямоугольное) распределение величины P , которое в некоторых случаях удовлетворительно описывает фактические данные (рис. 3.24), т.е. при $P_{\min} < P < P_{\max}$ имеем $f(P) = A$, где постоянная величина A из соображений нормировки равна $1/(P_{\max} - P_{\min})$. Тогда из (3.51) следует:

$$S(P_0) = \alpha P_0 + \frac{K\alpha}{(P_{\max} - P_{\min})} \int_{P_0}^{P_{\max}} (P - P_0) dP =$$

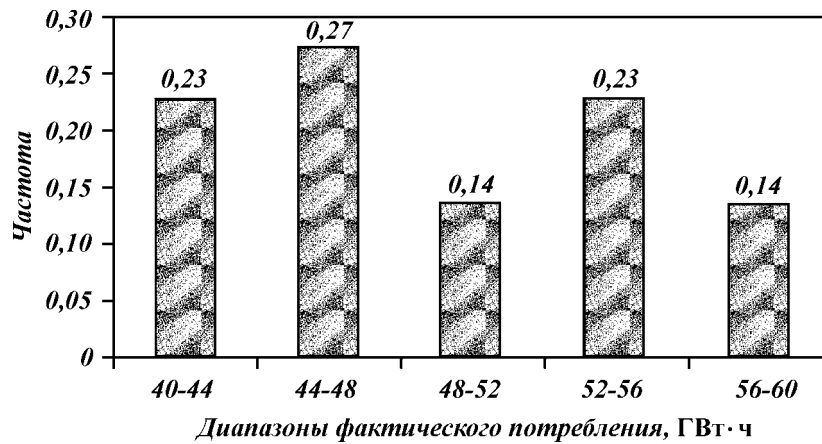


Рис. 3.24. Фактическое потребление электроэнергии НГДУ «Когалымнефть» (ретроспективный анализ за 2 года)

$$= \alpha P_0 + \frac{1}{2} K \alpha \frac{(P_{\max} - P_0)^2}{P_{\max} - P_{\min}}. \quad (3.52)$$

Взяв производную dS/dP_0 и приравнявая ее нулю, получим оптимальное значение объема заказа:

$$P_0 = P_{\max} - \frac{P_{\max} - P_{\min}}{K}. \quad (3.53)$$

Смысл формулы (3.53) очевиден – при высоких штрафах за перерасход энергии ($K \rightarrow \infty$) следует принять $P_0 = P_{\max}$, при их отсутствии ($K = 1$) $P_0 = P_{\min}$.

Однако в большинстве реальных ситуаций закон распределения $F(P)$ неизвестен, а потребление энергии описывается договорным соотношением (3.49).

Рассмотрим один из подходов к решению поставленной задачи теоретико-игровыми методами.

Постановка задачи о принятии решения о том или ином объеме предварительного заказа электроэнергии, необходимой для нормального функционирования насосно-силового оборудования в терминах теории игр выглядит следующим образом.

Каждый из двух игроков A и B (нефтедобывающее предприятие и энергоснабжающая организация) может принять одно из некоторой совокупности решений. Пусть для игрока A это будут $A_i (1 \leq i \leq m)$, а для игрока $B - B_j (1 \leq j \leq n)$. Формально дискрет-

ность заказа определяет величина 1 кВт·ч (дискретность отсчета электросчетчика). В результате принятия определенного решения каждым из игроков A_i и B_j один из них выигрывает некоторую сумму S_{ij} , другой такую же сумму проигрывает. Правила выбора решений называются стратегией игрока. Требуется определить такую стратегию игрока A_i , которая приносит ему максимальный выигрыш (или минимальный проигрыш, при заведомо невыгодной игре).

Условия игры запишем в форме матрицы выигрышей размера $n \times m$:

	B_1	...	B_n
A_1	S_{11}	...	S_{1n}
...	...	S_{ij}	...
A_m	S_{m1}	...	S_{mn}

Оптимальная стратегия игрока A в такой постановке определяется из условия максимина: $A_0 = \max_i \{ \min_j \{ S_{ij} \} \}$.

Для формирования матрицы выигрышей разобьем весь диапазон возможных договорных значений P_0 на m поддиапазонов со средним значением P_{0i} , $1 \leq i \leq m$, а диапазон фактического потребления энергии на n поддиапазонов P_j , $1 \leq j \leq n$. Тогда матрицу выигрышей можно записать в следующем виде:

	P_1	...	P_n
P_{01}	S_{11}	...	S_{1n}
...	...	S_{ij}	...
P_{0m}	S_{m1}	...	S_{mn}

где S_{ij} – месячные затраты, которые вычисляются по условиям договора на поставку энергии (3.49) при $P = P_j$, и $P_0 = P_{0i}$. Задача заключается в выборе стратегии предприятия (строки матрицы) таким образом, чтобы минимизировать затраты S_{ij} независимо от случайной величины P_i (столбца матрицы).

Предположим, что вид распределения P_i неизвестен. В этом случае теория игр предлагает несколько критериев выбора решения (критерии Вальда, Сэвиджа, Гурвица), каждое из которых в определенном смысле оптимально.

Рекомендуемая стратегия критерия Вальда совпадает со стратегией антагонистической игры. Поэтому выбирается та стратегия P_{0i} , при которой $P_{0i} = \max_i \{ \min_j \{ S_{ij} \} \}$.

Критерий минимаксного риска Сэвиджа при выборе стратегии руководствуется степенью риска. Матрица рисков $\|r_{ij}\|$ вычисляется на основании матрицы выигрышей $\|S_{ij}\|$: $r_{ij} = \max_j \{ S_{ij} \} - S_{ij}$. В данном случае оптимальной считается та стратегия, при которой риск минимален: $P_{0i} = \max_i \{ \min_j \{ r_{ij} \} \}$ (стратегия крайнего пессимизма).

Критерий Гурвица $P_{0i} = \max_j \{\chi \min_i \{S_{ij}\} + (1 - \chi) \max_i \{S_{ij}\}\}$ предполагает использование «коэффициента пессимизма» χ , варьируемого между 0 и 1. Значение $\chi = 1$ переводит критерий Гурвица в критерий Вальда (крайний пессимизм), а $\chi = 0$ соответствует «крайнему оптимизму», при котором выбирается та стратегия, при которой в принципе возможен самый большой выигрыш.

Таким образом, даже при полном отсутствии информации о вероятности фактического потребления энергии на последующий период теория игр позволяет получить ряд возможных решений, каждое из которых в определенном смысле оптимально. Единственное решение из предлагаемых должен принять специалист (лицо, принимающее решение, ЛПР), задача которого значительно упрощается вследствие сокращения числа допустимых решений.

Приблизить получаемые решения к оптимальным возможно при наличии статистических данных по фактическому потреблению энергии предприятием за предыдущие периоды. Ретроспективный анализ позволяет определить вероятность Q_i фактической потребности предприятия в энергии на последующий период, т.е. определить смешанную стратегию [17] игрока B . Вероятность применения той или иной стратегии игроком B пропорциональна частоте ее удачного применения в прошлом, т.е. $Q_i = n_i/N$, где n_i – число периодов, когда фактическое потребление энергии P попадает в выделенный поддиапазон P_i , а N – общее число периодов, по которым имеются статистические данные.

Если имеется информация по фактическому потреблению энергии предприятием за предыдущие периоды, то оптимальную стратегию определяют из условия:

$$P_{0i} = \sum_{j=1}^{n_i} Q_j S_{ij} \rightarrow \min. \quad (3.54)$$

Рассмотрим практический пример создания договорной стратегии НГДУ «Когалымнефть». На рис. 3.25 приведены статистические данные по соотношению объемов добычи нефти и фактического потребления электроэнергии на данном предприятии ежемесячно в течение 2 лет. Как следует из рис. 3.25, однозначной функциональной связи между этими величинами не наблюдается. Поэтому имеет смысл говорить лишь о вероятности той или иной фактической потребности предприятия в электроэнергии. На рис. 3.26 приведена нормированная гистограмма частот возникновения (или вероятности) различной потребности предприятия в энергии по пяти диапазонам. Среднее ежемесячное

Таблица 3.3

Матрица платежей для пятидиапазонного разбиения объемов потребления электроэнергии

$P_{0i} \setminus P$	40	44	48	52	56	$\text{Max}_j S_{ij}$
40	35,7	154,8	273,8	392,9	511,9	511,9
44	65,5	47,6	166,7	285,7	404,8	404,8
48	95,2	76,2	59,5	178,6	297,6	297,6
52	125,0	107,1	89,3	71,4	89,3	125,0
56	154,8	136,9	119,0	101,2	83,3	154,8

значение фактической потребности составляет 49,4 ГВт·ч, однако оно не является оптимальным значением, так как не учитывает риска при случайных отклонениях от этой величины.

Нами были проведены расчеты по условиям договора (3.49) при $\alpha = 1,0$ руб/кВт·ч, $\alpha_1 = \alpha_2 = 1,5$ руб/кВт·ч, $K = 10$, $P_{\text{lim}} = 1,2P_0$. Полученная при этом матрица платежей S_{ij} представлена в табл. 3.3.

Отметим, что, руководствуясь критерием Вальда $P_0 = \min_i \{\max_j S_{ij}\}$ предприятие должно было бы заключить договор с энергосистемой на поставку 52 ГВт·ч, при этом сумма выплат гарантированно не превысит 125 млн руб.

Если же руководствоваться критерием Гурвица при $\chi=0$ («крайний оптимизм», то следует заказывать всего 40 ГВт·ч электроэнергии, так как при этом, в принципе, возможны затраты всего 35,7 млн руб (верхняя строка в табл. 3.3).

В табл. 3.4 приведены значения рисков, вычисленные по данным табл. 3.3 в соответствии с выражением: $r_{ij} = \max_j \{S_{ij}\} - S_{ij}$. Критерий Сэвиджа, т.е.: $P_{0i} = \max_i \{\min_j \{r_{ij}\}\}$ рекомендует в данном случае то же самое значение оптимального объема заказа электроэнергии, что и критерий Вальда, т.е. 52 ГВт·ч (четвертая строка в табл. 3.4).

Учет вероятностей возникновения фактической потребности в энергии позволяет уточнить стратегию. Для этого необходимо вычислить соответствующую матрицу платежей, т.е. произведе-

Таблица 3.4

Матрица рисков для пятидиапазонного разбиения объемов потребления электроэнергии

P_{0i} / P	40	44	48	52	56	$\text{Max}_j r_{ij}$
40	476,2	357,1	238,1	119	0	476,2
44	339,3	357,2	238,1	119,1	0	357,2
48	202,4	221,4	238,1	119	0	238,1
52	0	17,9	35,7	53,6	35,7	53,6
56	0	17,9	35,8	53,6	71,5	71,5

Таблица 3.5
Матрица платежей с учетом вероятности возникновения фактической потребности в электроэнергии

P_{0i}/P	40	44	48	52	56	Сумма
40	17,0	33,3	65,7	11,8	20,5	148,2
44	31,1	10,2	40,0	8,6	16,2	106,1
48	45,2	16,4	14,3	5,4	11,9	93,2
52	59,4	23,0	21,4	2,1	3,6	109,6
56	73,5	29,4	28,6	3,0	3,3	137,9

ния $Q_i S_{ij}$ (табл. 3.5). Проведенный анализ табл. 3.5. показывает, что оптимальная стратегия соответствует договорному значению электроэнергии 44 ГВт·ч.

Снижение договорного значения по отношению к критерию Вальда объясняется учетом весьма малой вероятности его превышения, что дает возможность снизить договорное значение, не выходя за рамки разумного риска.

Критерий Гурвица при $\chi = 0$ рекомендует в данном случае объем заказа в 52 ГВт·ч (четвертая строка в табл. 3.5).

Соответствующая матрица рисков приведена в табл. 3.6. Из данных табл. 3.6 следует, что согласно критерию Сэвиджа оптимальный заказ равен 48 ГВт·ч.

Использование автоматических ИИС на нефтегазовых предприятиях позволяет получать значительно более точные решения благодаря возможности произвольного увеличения числа стратегий и применению разнообразных методов статистической обработки данных. В частности, стратегия может быть увязана с плановыми показателями производства, с сезонными колебаниями потребления энергии и т.п.

Результаты исследований показали, что даже при полном отсутствии априорной информации о вероятностях изменений уровня удельных энергозатрат на единицу добычи нефти теория игр позволяет получить целый ряд возможных решений, каждое из которых в определенном смысле оптимально.

Таблица 3.6
Матрица рисков с учетом вероятности возникновения фактической потребности в электроэнергии

P_{0i}/P	40	44	48	52	56	Max r_{ij}
40	131,2	114,9	82,5	136,4	127,7	136,4
44	75	95,9	66,1	97,5	89,9	97,5
48	48	76,8	78,9	87,8	81,3	87,8
52	50,2	86,6	88,2	107,5	106	107,5
56	64,4	108,5	109,3	134,9	134,6	134,9

Апробация полученных решений на целом ряде объектов нефтегазодобычи показала, что применение единой стратегии позволяет увеличить точность прогноза энергопотребления на 15–20 %, минимизируя при этом величину штрафных санкций.

Таким образом, применение теоретико-игровых методов позволяет принимать обоснованные решения при заключении договоров на поставку электроэнергии, с учетом вероятностного характера работы насосно-силового оборудования. Так как стоимость энергии непосредственно связана с себестоимостью продукции и составляет значительную ее часть, оптимизация объема поставки заказываемой энергии позволяет увеличить рентабельность производства и прибыль предприятия.

3.5. РАЗРАБОТКА ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ОСНОВ ПЛАНИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

Значительная пространственная протяженность нефтегазовых промыслов, трубопроводных магистралей и транспортных коммуникаций нефтегазовой отрасли делают актуальной проблему планирования размещения технологических объектов и трасс коммуникаций на территории предприятия. В первую очередь данная проблема связана с потерями энергоресурсов (электроэнергии в ЛЭП, тепловой энергии теплотрасс), рациональным использованием времени (оперативность прибытия ремонтных бригад к месту аварии, времени доставки запасных частей и пр.) или планированием капитальных затрат на строительство (протяженность трубопроводов, дорог, линии связи и пр.).

Размещение объектов нефтегазовых предприятий (компрессорных и насосных станций, энергетических объектов, трансформаторных подстанций, ремонтных служб и др.) может существенно влиять на надежность и эффективность производства и на величину удельных затрат на добычу и транспорт углеводородного сырья. Например, сроки прибытия ремонтной бригады на место аварии нефтепровода непосредственно зависят от удаленности и состояния подъездных дорог к месту аварии. Расположение ТП в пределах месторождения или куста скважин значительно влияет на тепловые потери в силовых кабелях, а следовательно, на затраты по добыче нефти и газа.

Подобные задачи могут быть рассмотрены с позиции метода оптимизации размещения объектов в непрерывном пространстве решений. В общем случае задача формулируется следующим образом [9].

Пусть m существующих объектов размещены в различных точках P_1, \dots, P_m плоскости, а n новых объектов – в точках X_1, \dots, X_n . Расстояние между точками расположения j -го нового и i -го существующего объектов обозначим – как $d(X_j, P_i)$, расстояние между точками расположения j -го и k -го новых объектов – как $d(X_j, X_k)$. Обозначим годовые удельные затраты (т.е. затраты на единицу расстояния) на коммуникации между j -м новым и i -м существующим объектом через w_{ij} , а аналогичные затраты на коммуникации между j -м и k -м новыми объектами – через v_{jk} . Тогда общие годовые транспортные затраты, связанные с размещением новых объектов на плоскости в точках X_1, \dots, X_n , определяются соотношением

$$f(X_1, \dots, X_n) = \sum_{1 \leq j < k \leq n} v_{jk} d(X_j, X_k) + \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m w_{ij} d(X_j, P_i), \quad (3.55)$$

где

$$d(X_j, X_k) = \sqrt{(x_j - x_k)^2 + (y_j - y_k)^2};$$

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

Задача размещения нескольких объектов на плоскости состоит в минимизации целевой функции $f(X_1, \dots, X_n) \rightarrow \min$. Определяя частные производные f по x_j и y_j , приравнявая их нулю и разрешая относительно x_j и y_j , получаем для случая размещения одного нового объекта следующие итерационные формулы:

$$x^{(h+1)} = \frac{\sum_{i=1}^m w_i a_i / E_i^{(h)}}{\sum_{i=1}^m w_i / E_i^{(h)}}, \quad y^{(h+1)} = \frac{\sum_{i=1}^m w_i b_i / E_i^{(h)}}{\sum_{i=1}^m w_i / E_i^{(h)}}, \quad (3.56)$$

где

$$E_i^{(h)} = \sqrt{(x^{(h)} - a_i)^2 + (y^{(h)} - b_i)^2},$$

а верхние индексы обозначают номер итерации.

В работах [9, 10] доказана устойчивость полученного решения, что на практике дает возможность переноса точки расположения объекта или трасс его линий связи на некоторое расстояние от расчетного, без существенного увеличения затрат.

Функция удельных затрат w_{ij} считается известной. Это могут быть потери электрической энергии на единицу длины ЛЭП или кабеля, потери тепловой энергии с погонного метра теплотрассы или стоимость строительства километра дороги. Установление вида функциональной зависимости w_{ij} проводится в соответствии с физическими законами или на основании существующих нормативных цен и не представляет сложностей.

Решение задачи размещения новых объектов в непрерывном пространстве решений, по существу, минимизирует суммарную длину коммуникационных линий с учетом территориального расположения существующих объектов и необходимой интенсивности коммуникации (передачи энергии, сырья, автомобильных перевозок и пр.). Однако при этом предполагается, что новый объект и его связи с другими объектами могут быть расположены в любой точке заданного пространства, что не всегда выполнимо. Например, теплотрасса в вахтовом поселке не должна пересекаться с существующими зданиями, трассы ЛЭП и трубопроводов должны огибать природные препятствия (озера, болота), при сооружении дорог необходимо учитывать расположение существующих мостов и переправ и т.п.

В подобных случаях можно предложить следующие алгоритмы.

В случае упорядоченного расположения препятствий, что имеет место, например, при планировании расположения котельной или ТЭЦ на территории населенного пункта, возможен путь, реализованный авторами в работе [18], сущность которого заключается в следующем.

При наличии упорядоченного расположения препятствий имеется возможность выделить допустимые с технической точки зрения направления прокладки теплотрасс, причем эти направления составляют ортогональную сетку (рис. 3.25). Пренебрегая участками теплопроводов на вводах в здания, примем, что потребители тепла расположены на пересечениях линий сетки. Тогда при прокладке теплотрассы по линиям сетки расстояние между любыми двумя объектами X_i и X_j вычисляется по формуле

$$d(X_i, X_j) = |x_i - x_j| + |y_i - y_j|, \quad (3.57)$$

где (x_i, y_i) и (x_j, y_j) – декартовы координаты i -го и j -го объектов.

Постановка задачи о размещении объектов на плоскости, на которой расстояния определяются по формуле (3.57) (плоскость с метрикой Минковского), выглядит следующим образом.

Подставив в выражение (3.55) расстояния, вычисленные по формуле (3.57), получим

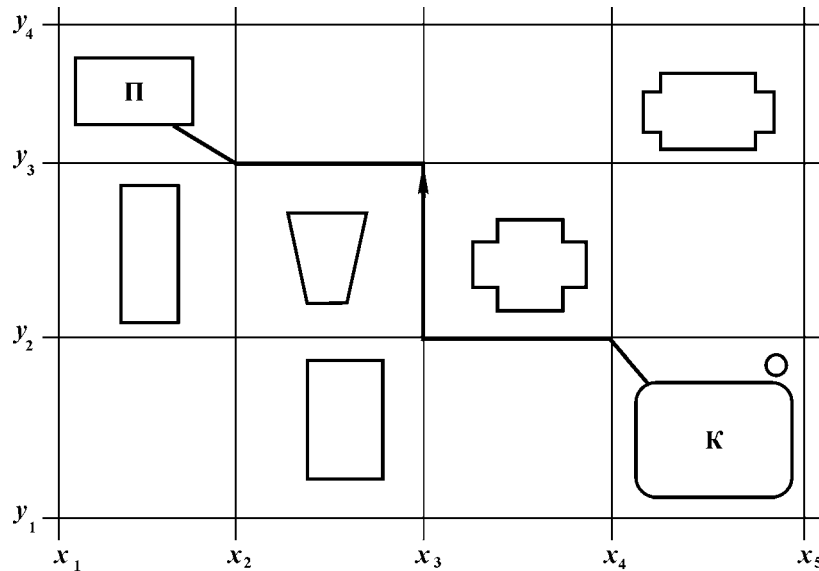


Рис. 3.25. Фрагмент плана застройки предприятия с допустимыми направлениями прокладки теплотрасс (сетка из пунктирных линий) и пример прокладки трубопровода от котельной (К) до потребителя тепла (П) на плоскости с метрикой Минковского (сплошная линия)

$$f(X) = \sum_{i=1}^m w_i d(X, P_i) = \sum_{i=1}^m w_i |x - a_i| + \sum_{i=1}^m w_i |y - b_i| = f_1(x) + f_2(y). \quad (3.58)$$

Из этой формулы следует, что

$$\min f(X) = \min f_1(x) + \min f_2(y).$$

Таким образом, оптимальные x -координаты размещения объекта могут быть определены независимо от y -координат, причем, вследствие одинакового вида функций f_1 и f_2 , по одному и тому же алгоритму.

Примем за начало координат левый нижний угол координатной сетки, и пронумеруем существующие объекты в порядке возрастания их координат. Тогда координата x (или y) оптимального расположения будет определяться из условия

$$\frac{\partial f_1}{\partial x} = \sum_{i=1}^{p-1} w_i - \sum_{j=p}^m w_j = 0, \quad (3.59)$$

где p – число объектов, расположенных слева от x , а $(m-p)$ – справа. Таким образом, оптимальное положение объекта определяется весовыми множителями w_i . Учитывая конечные размеры шага (ячейки) сетки, следует искать минимальное по модулю значение выражения (3.59), которое может быть отличным от нуля.

Условие ортогональности координатной сетки, также как и постоянство ее шага по осям, не является необходимым условием для проведения расчетов по данному методу. Достаточным является геометрическое подобие ячеек сетки, что требуется для вычисления расстояний по формуле (3.57) или ее аналогу с постоянными множителями. Поэтому применимость данного метода не ограничивается строгой планировкой территории предприятий и может быть использована при различных планах их застройки.

Предположим, что координаты расположения объекта найдены. Дальнейшее сокращение затрат возможно получить при помощи оптимального выбора схемы прокладки коммуникационных трасс. Действительно, определив координаты котельной, мы зафиксировали лишь расстояние между объектами, но не задали жестко направления теплотрасс от котельной до потребителей тепла. Прокладка трассы может быть различной в пределах области, ограниченной линиями сетки, проходящими через точки расположения котельной (x, y) и i -го потребителя (a_i, b_i) , причем длина трубопровода (а значит и потери) не изменится (рис. 3.26). Это обстоятельство представляет особый интерес в связи с тем, что при проектировании теплопровода остается возможность произвольного выбора отдельных участков трассы, не приводящего к увеличению потерь, но позволяющего использовать существующие вспомогательные сооружения (эстакады, путепроводы и т.п.).

Во многих случаях удельные потери на коммуникационных линиях зависят от их производительности. Например, зависимость удельных потерь q_n тепла от мощности теплопровода q имеет вид $q_n = Aq^{0.5}$ [18]. Из этой формулы следует, что с точки зрения сокращения потерь необходимо, по возможности, объединять маломощные линии коммуникации в одну более мощную, так как потери в линиях возрастают медленнее, чем их производительность.

Кроме того, такое объединение позволит сократить и затраты на строительство трасс из-за сокращения числа необходимых

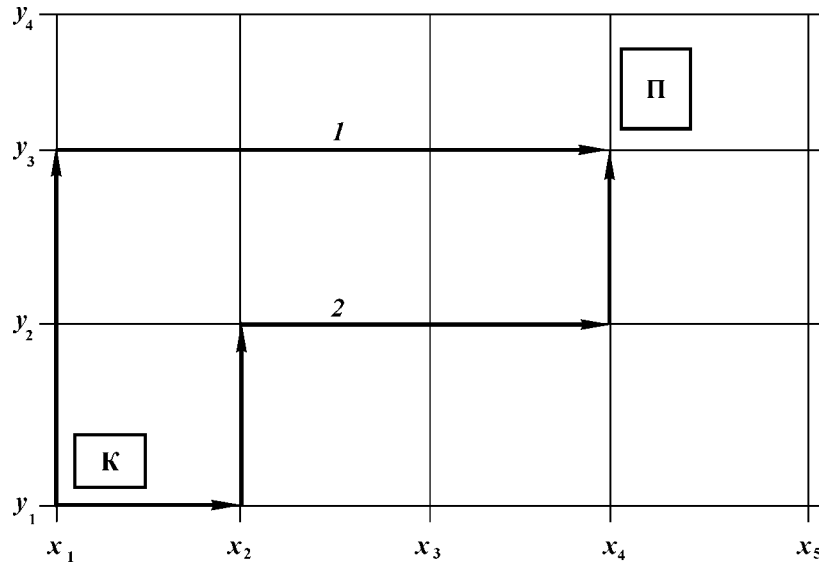


Рис. 3.26. Возможные трассы (1 и 2) трубопровода между котельной (К) и потребителем тепла (П), имеющие одинаковую длину

вспомогательных сооружений. Поэтому задача оптимизации схемы прокладки трасс должна быть сформулирована следующим образом: при заданных координатах и мощности источников и получателей энергии найти такое расположение участков трассы на координатной сетке, чтобы общая ее длина была минимальной. Одним из очевидных способов сокращения общей длины трубопроводов является создание магистрали.

Математическая постановка и обзор путей решения подобных задач в общем виде имеются в литературе [19], но, по-видимому, получение точного решения задачи оптимальной прокладки трасс, так как при частичной реконструкции проектировщики вынуждены исходить из наличия уже существующих вспомогательных сооружений.

Рассмотрим теперь случай, когда препятствия представляют собой природные преграды, не имеющие упорядоченной структуры.

Многие задачи оптимального размещения объектов имеют ограничения, связанные с наличием в непрерывном пространстве решений областей, где физически невозможно или заведомо невыгодно располагать объект или линию связи с другими объек-

тами. Примером того может служить задача оптимального размещения ремонтной станции, обслуживающей существующие объекты, которые расположены на разных берегах реки и связаны мостом.

Решение подобных задач зависит от геометрии препятствия, и решение задачи в общем случае невозможно. Конкретные частные задачи такого типа требуют индивидуальной математической постановки и значительных вычислительных затрат, поэтому зачастую стоимость получения оптимального решения превышает прибыль от самого решения [9].

Нами предлагается упрощенный метод решения перечисленных задач, основанный на разбиении пространства с препятствиями на непрерывные области, в которых решения находятся с помощью несложных итерационных процедур с последующим объединением полученных решений в одно.

Рассмотрим случай, когда оптимальное расположение нового объекта либо его линии связи с другими объектами расположены в недоступном месте (рис. 3.27). В этом случае решение, очевидно, зависит от геометрических размеров препятствия R и величины разброса (дисперсии) D объектов P_i на местности, поэтому рассмотрим три случая: $D \gg R$, $D \ll R$ и $D \sim R$.

При малых размерах препятствия, т.е. при $D \gg R$, можно принять, что решение задачи совпадает с решением соответ-

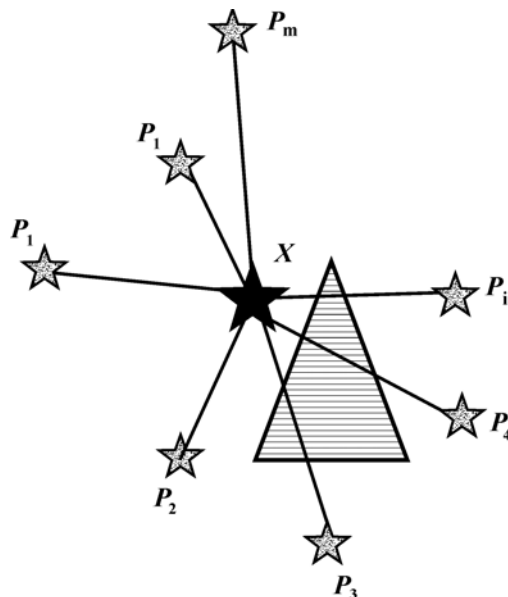


Рис. 3.27. Схема расположения существующих объектов P_i и нового объекта X при наличии препятствия при $D \sim R$

вующей задачи в непрерывном пространстве решений, так как вследствие устойчивости решения малые возмущения исходных данных не приводят к значительным изменениям целевой функции [9].

При условии $D \gg R$, т.е. в случае очень больших геометрических размеров препятствия, решение изменится только в случае разделения препятствием существующих объектов как минимум на две отдельные группы. Рассмотрим такой случай на примере размещения станции ремонта, обслуживающей объекты на разных берегах реки, соединенных мостом (рис. 3.28).

Очевидно, что новый объект может располагаться либо на одной стороне реки (A), либо на другой (B). После выбора одного из берегов для размещения нового объекта на величину целевой функции уже не будет влиять расположение объектов на противоположном берегу, поскольку все они должны быть связаны с новым объектом через мост, а, следовательно, наиболее выгодные линии связи – прямые линии между мостом и объектами.

Увеличение значения целевой функции, вносимое объектами на противоположном берегу, равно

$$f_B = \sum_{i \in B} \left(w_i \sqrt{(a_m - a_i)^2 + (b_m - b_i)^2} \right) + \sqrt{(a_m - x)^2 + (b_m - y)^2} \sum_{i \in B} w_i, \quad (3.60)$$

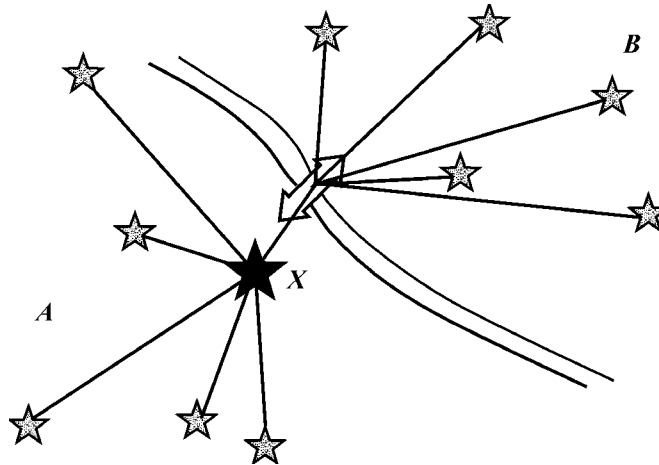


Рис. 3.28. Схема расположения существующих объектов и нового объекта X при наличии протяженного природного препятствия (река и мост)

где a_m и b_m – координаты моста. Здесь первое слагаемое учитывает затраты на перевозки между объектами на берегу B и мостом и является постоянной величиной, а второе – транспортные затраты на участке между мостом и новым объектом.

Вид зависимости (3.60) позволяет свести решение задачи к задаче без препятствий, если на месте расположения моста разместить фиктивный объект с удельными затратами, равными сумме удельных затрат объектов на берегу B . Решение ищется методом итерации по формулам (3.56).

Если полученное оптимальное расположение объекта совпадает с координатами фиктивного объекта (моста), то это означает, что неверно было выбрано начальное положение нового объекта, и оптимальное решение должно соответствовать другому берегу реки. В этом случае процедуру расчета необходимо повторить при новых начальных данных.

Рассмотрим случай, когда размеры препятствия по порядку величины сравнимы с радиусом зоны расположения объектов. Очевидно, что при симметричном расположении одинаковых объектов вокруг препятствия существует множество решений с равными значениями целевой функции. Поэтому получение единственного оптимального решения предполагает наличие определенной асимметрии в расположении (или в весах w_i) объектов.

Чтобы получить решение наиболее близкое к оптимальному, необходимо определить группу объектов, которые вносят наибольший вклад в целевую функцию и, в тоже время, непрерывное решение для которых заведомо не «конфликтует» с препятствием. В качестве первого приближения получим решение без учета препятствия. Возможны три случая.

1. Ни сам новый объект, ни его связи не пересекаются с препятствием. В этом случае полученное решение и есть искомое оптимальное решение.

2. Новый объект не лежит в области препятствия, но его связи пересекаются с препятствием.

3. Новый объект лежит в области препятствия.

Для придания наглядности дальнейшим рассуждениям обратим внимание на то обстоятельство, что вклад в целевую функцию любого объекта, равный $w_i d(X, P_i)$, можно трактовать как силу натяжения пружины с жесткостью w_i , растянутую на длину $d(X, P_i)$. Систему связей нового объекта можно рассматривать как систему растянутых пружин, тогда оптимальное расположение нового объекта соответствует положению равновесия точки соединения пружин. Поэтому в случаях 2 и 3 представляется разумным временно исключить из расчетов «наиболее мешаю-

щую связь», а именно ту, линия действия которой пересекает препятствие ближе к его геометрическому центру. Тем самым устраняется «притяжение» исключенного объекта, и после повторного расчета новый объект переместится в сторону, противоположную препятствию. При этом связи, ранее пересекавшие препятствие, могут выйти из запрещенной области, а если это не так, то процедура исключения повторяется.

После исключения всех мешающих связей положение нового объекта оптимально для всех объектов, кроме исключенных в процессе расчета. Дальнейшее решение сводится к решению рассмотренной выше задачи о размещении объекта при наличии препятствия большого размера.

Полученное решение не является оптимальным в смысле определения глобального минимума целевой функции, но простота реализации вычислительной процедуры и минимальное время вычислений позволяют получить набор возможных решений, из которого можно выбрать наилучшее не только по минимуму затрат, но и по другим параметрам, которые не были учтены при постановке задачи.

Примеры практического применения предложенных алгоритмов будут рассмотрены в четвертой главе книги при определении координат размещения энергетических объектов на предприятиях нефтегазовой отрасли.

Список литературы к главе 3

1. *Смородов Е.А., Деев В.Г., Исмаков Р.А.* Методы экспресс-оценки качества фонда нефтедобывающих скважин // Известия Вузов. Нефть и газ. – 2001. – № 1. – С. 40–44.
2. *Джини К.* Средние величины. – М.: Статистика, 1970.
3. *Гнеденко Б.В., Беляев Ю.К., Соловьев А.Д.* Математические методы в теории надежности. – М.: Наука, 1965. – 524 с.
4. *Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В.* Моделирование отказов газоперекачивающих агрегатов методом Монте-Карло // Газовая промышленность. – 2000. – № 2. – С. 20–22.
5. *Нечваль А.М., Коршак А.А.* Определение относительной скорости газовых скоплений при их выносе потоком перекачиваемой жидкости // Известия вузов. Нефть и газ. – 1991. – № 4. – С. 34–38.
6. *Бычков В.Е., Удлер Э.И., Рыбаков К.В., Турчанинов В.Е.* Динамика процесса промывки трубопровода перекачиваемым продуктом // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – ЦНИИТЭнефтехим. – 1978. – № 6. – С. 23–26.
7. *Курицкий Б.Я.* Поиск оптимальных решений средствами Excel 7.0. – С.Пб.: «ВНУ-Санкт-Петербург», 1997. – 384 с.
8. *Вентцель Е.С.* Исследование операций. Задачи, принципы, методология. – М.: Наука, 1988. – 206 с.
9. *Исследование операций.* В 2-х томах: Пер. с англ./ Под ред. Дж. Моудера, С. Элмаграби. – М.: Мир, 1981. – 677 с.
10. *Черчмен У., Акоф Р., Арноф Л.* Введение в исследование операций. – М.: Наука, 1968. – 486 с.

11. *Краснослободцев Н.И.* Анализ работы электропозвужного оборудования на промыслах нефтедобычи ОАО «Томскнефть» ВНК и причины преждевременных отказов / Материалы научно-технической конференции молодых специалистов. – Самара, 24–27 октября 2001. (<http://www.sibintek.ru>).
12. *Байков И.Р., Смородов Е.А., Китаев С.В.* Изучение влияния очистных мероприятий проточных частей осевых компрессоров на надежность работы газотурбинных установок / Проблемы энергетики: Известия вузов. – 2000. – № 5–6. – С. 77–82.
13. *Бесклетный М.Е., Игуменцев Е.А., Бесценная Р.Д.* Влияние воздействия очистительной крошки на уровень напряженности лопаток турбокомпрессора / «Транспорт и хранение газа». – 1980. – № 4. – С. 10–16.
14. *Широков Н., Дымшиц Г., Шамрук Г.* Очистка проточной части осевых компрессоров газовых турбин от загрязнений. – М.: ЭИ ЦНТИГАЗПРОМ. – 1963. – № 3.
15. *Пустыльник Е.И.* Статистические методы анализа и обработки наблюдений. – М.: Наука, 1968. – 288 с.
16. *Воробьев Н.Н.* Теория игр для экономистов-кибернетиков. – М.: Наука, 1985. – 271 с.
17. *Мулен Э.* Теория игр с примерами из математической экономики. – М.: Мир, 1985. – 198 с.
18. *Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В.* Оптимизация размещения энергетических объектов по критерию минимальных потерь энергии / Известия вузов. Проблемы энергетики. – 1999. – № 3–4, КЭИ. – С. 27–30.
19. *Gabot A.V., Francis R.L., Stary M.A.* A Network flow solution to a rectilinear distance facility location problem. / AIIE Trans., 2, No. 2, 132–141 (1970).