

М.Г. Сухарев, А.М. Карасевич

Технологический расчет
и обеспечение надежности
газо- и нефтепроводов

Москва 2000

ОГЛАВЛЕНИЕ

I. МОДЕЛИ ТЕЧЕНИЙ ГАЗА И НЕФТИ В ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ	3
1.1. Стационарное неизотермическое течение газа в трубопроводе.....	4
1.2. Аналитическое представление эмпирических и полуэмпирических функций.....	11
1.3. Нормативные модели расчета газопроводов	20
1.4. Стационарные течения нефти и нефтепродуктов в трубопроводах	25
1.5. Нестационарные течения в длинных трубопроводах	29
1.6. Численное моделирование стационарных режимов течения в сверхдлинных газопроводах	38
1.7. Оценка гидравлического сопротивления трубопровода по данным эксплуатации	44
1.8. Статистический подход к обоснованию гидравлической модели течения в трубах.....	60
1.9. Модели насосов и компрессоров	72
2. МОДЕЛИ РАСЧЕТА И ОПТИМИЗАЦИИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ	79
2.1. Эквивалентирование трубопроводных систем.....	80
2.2. Система уравнений Кирхгофа для гидравлических цепей с сосредоточенными параметрами.....	82
2.3. Вычислительные аспекты моделирования магистральных трубопроводов.....	95
2.4. Выбор оптимальных режимов эксплуатации направления перекачки.....	102
2.5. Оптимизация решений при проектировании трубопроводов.....	110
3. НАДЕЖНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ	120
3.1. Основные понятия. Факторы, влияющие на надежность систем газо- и нефтеснабжения и их объектов	120
3.2. Влияние тенденций развития больших трубопроводных систем на их надежность свойства	129
3.3. Некоторые технологические особенности больших трубопроводных систем, влияющие на их надежность	132
3.4. Показатели надежности систем газо- и нефтеснабжения, их подсистем и оборудования	135
3.5. Методические аспекты построения математических моделей надежности	146
3.6. Модели надежности линейных участков и перекачивающих станций	153
3.7. Модели перекачивающих станций и линейных участков при произвольном распределении времени ремонта	166
3.8. Модели надежности магистрального трубопровода	179
3.9. Расчеты резервов магистральных газопроводов	184
3.10. Рекомендации по повышению надежности газопровода Торжок-Белосток	194

I. МОДЕЛИ ТЕЧЕНИЙ ГАЗА И НЕФТИ В ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ

При проектировании и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта возникает необходимость проводить технологические расчеты единых систем газо- и нефтеснабжения, их подсистем и фрагментов. Среди множества технологических расчетов особое значение имеют гидравлические расчеты, являющиеся базой для принятия широкого спектра решений. В наше время расчеты режимов течения газа и нефти поставлены на компьютер-

ную основу. Гидравлическую модель трубопроводной системы можно построить из моделей ее объектов: многониточных участков с лупингами и перемычками, перекачивающих и газораспределительных станций, станций охлаждения и подогрева и пр. Модели объектов, в свою очередь, состоят из моделей (расчетных формул) элементов. Широкие возможности для моделирования объектов будут обеспечены, если рассмотреть элементы только трех типов: одноточный трубопровод, агрегат (насос) на перекачивающей станции и регулирующую задвижку.

В настоящем разделе сначала рассматриваются модели течения флюидов в трубах, а затем приводятся принципы моделирования течений в насосах и агрегатах.

1.1. Стационарное неизотермическое течение газа в трубопроводе

1.1.1. Модели течений в трубопроводах традиционно строятся методами механики сплошных сред.

Применяя физические законы сохранения к элементарному объему флюида, получают дифференциальные уравнения, которые и являются математической моделью течения. При выводе уравнений приходится делать некоторые предположения, в частности, о виде зависимости, определяющей гидравлическое сопротивление трубы. Обоснованность таких предположений может быть проверена лишь эмпирически, то есть путем специально поставленного эксперимента либо по результатам замеров параметров течения на эксплуатируемых объектах. Это свидетельствует о том, что модели течения в трубопроводах являются полуэмпирическими, или моделями “серого ящика”. То есть взаимосвязь параметров течения устанавливается на основании физических законов, но в формулы вводится коэффициент, определяемый по натурным наблюдениям. Этот коэффициент называется коэффициентом гидравлического сопротивления и обозначается буквой λ .

Для того круга проблем, который рассматривается в монографии, интерес представляют стационарные течения. Приведем вывод уравнений для неизотермического течения газа, из которых в частности будут следовать другие важные для практики модели.

Дифференциальные уравнения, описывающие течение газа в трубах, выводятся из законов сохранения массы, количества движения и энергии. При этом движение считается одномерным, то есть параметры потока: скорость, давление, плотность и другие - усредняются по сечению, перпендикулярному оси трубы, и являются, следовательно, функциями единственной пространственной координаты x , отсчитываемой от точки, которую мы будем совмещать с началом трубопровода.

1.1.2. Закон сохранения массы (уравнение неразрывности)

Законы сохранения в механике сплошной среды формулируют обычно применительно к контрольному объему V , ограниченному поверхностью Σ , а в дальнейшем переходят к их дифференциальной записи [1-4]. Уравнение неразрывности в интегральной форме имеет вид

$$\frac{\partial}{\partial t} \int_V \rho d\tau + \int_{\Sigma} \rho w_n ds = 0,$$

где ρ - плотность газа, w_n - проекция вектора скорости \vec{w} на направление внешней нормали к поверхности Σ . В случае одномерного течения для участка, ограниченного сечениями с координатами x_1, x_2 это уравнение имеет вид

$$\int_{x_1}^{x_2} \frac{\partial}{\partial t} \rho f dx + \rho_2 w_2 f_2 - \rho_1 w_1 f_1 = 0,$$

где $f=f(x)$ - площадь поперечного сечения трубы, w - скорость, нижние индексы 1,2 относятся к параметрам в сечениях с координатами x_1 и x_2 соответственно. Если это соотношение разделить на $\Delta x=x_2-x_1$ и перейти к пределу при $x_2 \rightarrow x_1$, то получим уравнение неразрывности в дифференциальной форме

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho f) + \frac{\partial}{\partial x} (\rho f w) = 0. \quad (1.1.1)$$

Для установившегося течения отсюда следует

$$\frac{\partial M}{\partial x} = 0, \quad M = \rho f w = const.$$

Здесь через M обозначен массовый расход флюида.

1.1.3. Закон сохранения количества движения

Для контрольного объема V закон сохранения количества движения имеет вид

$$\frac{\partial}{\partial t} \int_V \rho w d\tau + \int_{\Sigma} \rho w w_n ds = \int_V \rho F d\tau + \int_{\Sigma} P_n ds.$$

Здесь F - гравитационная сила, отнесенная к единице массы, P_n - вектор напряжения поверхностных сил. Применительно к элементарному объему трубопровода это соотношение примет вид

$$\int_{x_1}^{x_2} \frac{\partial}{\partial t} (\rho w f) dx + \rho_2 w_2^2 f_2 - \rho_1 w_1^2 f_1 = - \int_{x_1}^{x_2} \rho g \frac{dh}{dx} f dx - \int_{x_1}^{x_2} \frac{\partial(\rho f)}{\partial x} dx - \int_{x_1}^{x_2} \tau_0 \pi D dx,$$

где $h = h(x)$ – ордината оси трубы, отсчитываемая от горизонтальной плоскости, D – внутренний диаметр трубы, τ_0 – касательное напряжение на стенке трубы.

Формула для касательного напряжения может быть получена только на основании эксперимента. В трубопроводной гидравлике обычно пользуются законом сопротивления в форме Дарси-Вейсбаха [3]

$$\tau_0 = \lambda \rho w |w| / 8. \quad (1.1.2)$$

Величина λ , называемая коэффициентом гидравлического сопротивления, также определяется экспериментальным путем. Оказывается, что λ не является константой, а зависит от числа Рейнольдса, то есть от безразмерного параметра, который определяется вязкостью газа, скоростью течения, диаметром трубы и шероховатостью стенок.

Переходя к дифференциальной записи, уравнение количества движения получим в виде

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho w f) + \frac{\partial}{\partial x} [(p + \rho w^2) f] = - \rho g f \frac{dh}{dx} - \rho f \frac{\lambda w |w|}{2D}. \quad (1.1.3)$$

1.1.4. Закон сохранения энергии

Уравнение сохранения энергии в интегральной форме имеет вид

$$\frac{\partial}{\partial t} \int_V \rho E d\tau + \int_{\Sigma} \rho E w_n ds = \int_V \rho F w d\tau + \int_{\Sigma} P_n w ds + Q,$$

где $E = u + w^2 / 2$ – полная энергия единицы массы, состоящая из суммы внутренней u и кинетической $w^2/2$ энергии, Q – приток тепла к контрольному объему. Это соотношение для элементарного отрезка трубы примет вид

$$\int_{x_1}^{x_2} \frac{\partial}{\partial t} (\rho E f) dx + \rho_2 E_2 w_2 f_2 - \rho_1 E_1 w_1 f_1 = \int_{x_1}^{x_2} \rho g \frac{dh}{dx} w f dx + p_1 w_1 f_1 - p_2 w_2 f_2 + \int_{x_1}^{x_2} q \pi D_H dx + \left(k \frac{\partial T}{\partial x} f \right)_2 - \left(k \frac{\partial T}{\partial x} f \right)_1.$$

Здесь q – удельный поток тепла через стенку трубы, D_H – наружный диаметр, k – теплопроводность газа. В дифференциальной форме уравнение сохранения энергии запишется как

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho E f) + \frac{\partial}{\partial x} \left[\rho w f \left(E + \frac{p}{\rho} \right) \right] = -\rho g w f \frac{dh}{dx} + \pi D_H q + \frac{\partial}{\partial x} \left(k \frac{\partial T}{\partial x} f \right). \quad (1.1.4)$$

Формула для вычисления удельного потока тепла q не может быть получена чисто теоретическим путём – необходимо привлекать экспериментальные данные. При расчете трубопроводов чаще всего пользуются законом Ньютона, считая, что тепловой поток пропорционален разности температуры окружающей среды T_{zp} и температуры транспортируемого газа

$$q = -K_c (T - T_{zp}). \quad (1.1.5)$$

Закон Ньютона является простейшей аналитической зависимостью, её использование оправдано для магистральных трубопроводов из-за принципиальной невозможности точно охарактеризовать процессы теплопередачи на всём протяжении трассы. Суммарный коэффициент теплопередачи от трубы к окружающей среде (грунту) K_c для проектных расчетов задается нормативно. В условиях эксплуатации его значения могут быть уточнены по натурным замерам расходов и температур. Последнее слагаемое в формуле (1.1.4) обусловлено теплопередачей вдоль оси трубы из-за теплопроводности флюида. При исследовании течений в магистральных трубопроводах им можно пренебречь, так как оно на несколько порядков меньше конвективной составляющей.

1.1.5. Уравнения стационарного течения для цилиндрической трубы.

Предполагая течение стационарным, запишем уравнения (1.1.3), (1.1.4) с учетом (1.1.1) и (1.1.5) в виде

$$\begin{aligned} \frac{d}{dx} \left[\left(p + \rho w^2 \right) f \right] &= -\rho g f \frac{dh}{dx} - \rho f \frac{\lambda w |w|}{2D} \\ \frac{d}{dx} \left[\left(u + \frac{w^2}{2} + \frac{p}{\rho} \right) \rho w f \right] &= -\rho g w f \frac{dh}{dx} - \pi K_{cp} D_H (T - T_{zp}). \end{aligned} \quad (1.1.6)$$

Системой (1.1.6.) можно пользоваться и в случае трубопровода с изменяющейся вдоль трассы площадью поперечного сечения (изменяющимся диаметром). Однако в большинстве приложений приходится иметь дело с цилиндрическими трубами постоянного диаметра. Тогда система (1.1.6.) упрощается

$$\begin{aligned} \frac{d}{dx} (p + \rho w^2) &= -\rho g \frac{dh}{dx} - \rho \frac{\lambda w |w|}{2D} \\ \frac{d}{dx} \left(u + \frac{w^2}{2} + \frac{p}{\rho} + gh \right) &= -\frac{\pi K_c D_H (T - T_{cp})}{M} \end{aligned} \quad (1.1.7)$$

Система (1.1.7) не является полной. Пять неизвестных функций p , ρ , w , u , T связаны двумя дифференциальными уравнениями (1.1.7) и соотношением $M = const$. Для однозначного определения всех функций надо связать их еще двумя уравнениями. При исследовании течений газов принято задавать два соотношения: термическое, связывающее переменные p , ρ , T , и калорическое, связывающее переменные u , p , T .

Термическое уравнение для природных газов, с которыми обычно приходится иметь дело при расчетах систем трубопроводного транспорта, задают в виде

$$p = z\rho RT, \quad (1.1.8)$$

где R – газовая постоянная, зависящая от состава газа, а z – коэффициент сжимаемости (или сверхсжимаемости), определяемый экспериментально.

Для задания калорического уравнения воспользуемся теплоемкостью при постоянном давлении c_p . Если ввести энтальпию

$$i = u + p/\rho, \quad (1.1.9)$$

$$\text{то} \quad c_p = \left(\frac{\partial i}{\partial T} \right)_p. \quad (1.1.10)$$

Теплоемкость при постоянном давлении c_p определяется по экспериментальным данным как функция p и T $c_p = c_p(p, T)$. Иногда пользуются также коэффициентом Джоуля-Томсона Di , который задают как функцию p и T : $Di = Di(p, T)$. Однако такой способ задания является избыточным: функций $z(p, T)$ и $c_p(p, T)$ оказывается достаточно для однозначного определения всех параметров газового потока.

Систему (1.1.6.) перепишем в виде

$$\begin{aligned} \frac{dp}{dx} + \frac{M^2}{f^2} \frac{d}{dx} \left(\frac{1}{\rho} \right) &= -g\rho \frac{dh}{dx} - \frac{\lambda M^2}{2D\rho f^2} \\ \frac{di}{dx} + \frac{M^2}{2f^2} \frac{d}{dx} \left(\frac{1}{\rho^2} \right) &= -g \frac{dh}{dx} - \pi \frac{K_c D_H (T - T_{cp})}{M} \end{aligned} \quad (1.1.12)$$

Используем следующие соотношения

$$\begin{aligned} \frac{d}{dx} \left(\frac{1}{\rho} \right) &= \frac{\partial \rho^{-1}}{\partial T} \frac{dT}{dx} + \frac{\partial \rho^{-1}}{\partial p} \frac{dp}{dx}; & \frac{d}{dx} \left(\frac{1}{\rho^2} \right) &= \frac{2}{\rho} \frac{d}{dx} \left(\frac{1}{\rho} \right); \\ \frac{di}{dx} &= \left(\frac{\partial i}{\partial p} \right)_T \frac{dp}{dx} + c_p \frac{dT}{dx}; & \left(\frac{\partial i}{\partial p} \right)_T &= \frac{1}{\rho} - T \frac{\partial \rho^{-1}}{\partial T} \end{aligned} \quad (1.1.13)$$

для того, чтобы представить систему (1.1.12) в форме

$$\begin{aligned} \left(1 + \frac{M^2}{f^2} \frac{\partial \rho^{-1}}{\partial p} \right) \frac{dp}{dx} + \frac{M^2}{f^2} \frac{\partial \rho^{-1}}{\partial T} \frac{dT}{dx} &= -g\rho \frac{dh}{dx} - \frac{\lambda M^2}{2D\rho f^2}, \\ \frac{1}{c_p} \left(\frac{M^2}{f^2} \rho \frac{\partial \rho^{-1}}{\partial p} + \rho^{-1} T \frac{\partial \rho^{-1}}{\partial T} \right) \frac{dp}{dx} + \left(1 + \frac{M^2}{c_p f^2} \rho^{-1} T \frac{\partial \rho^{-1}}{\partial T} \right) \frac{dT}{dx} &= \\ &= \frac{g}{c_p} \frac{dh}{dx} - \frac{\pi K_c D_H}{c_p M} (T - T_{zp}) \end{aligned} \quad (1.1.14)$$

При интегрировании системы (1.1.14) следует учесть, что

$$\frac{\partial \rho^{-1}}{\partial p} = \rho^{-1} \left(-\frac{1}{p} + \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial p} \right), \quad \frac{\partial \rho^{-1}}{\partial T} = \rho^{-1} \left(-\frac{1}{T} + \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial T} \right). \quad (1.1.15)$$

Из соотношений (1.1.13), (1.1.15) в доказательстве нуждается только последнее равенство (1.1.13). Оно является следствием известного из термодинамики утверждения, что величина $T^{-1}(di - \rho^{-1}dp)$ является полным дифференциалом функции $S(p, T)$, носящей название энтропии. Приравнявая смешанные производные второго порядка от $S(p, T)$

$$\frac{\partial}{\partial T} \left\{ \frac{1}{T} \left(\frac{\partial i}{\partial p} - \rho^{-1} \right) \right\} = \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{1}{T} \frac{\partial i}{\partial T} \right),$$

$$\text{получаем требуемое равенство } \left(\frac{\partial i}{\partial p} \right)_T = \rho^{-1} - \frac{\partial \rho^{-1}}{\partial T}.$$

1.1.6. Учет размерности

В проектных и исследовательских расчетах пользуются обычно международной системой единиц, но вместо массового расхода M вводят коммерческий расход q :

$$q = M / \rho_H, \quad (1.1.16)$$

где ρ_H - плотность газа при стандартных условиях (температура 293,15K, давление

0,101 МПа). Плотность газа принято выражать через величину Δ - относительную плотность по воздуху

$$\rho_H = \rho_6 \Delta. \quad (1.1.17)$$

Плотность воздуха (ρ_6) при стандартных условиях равна $1,206 \text{ кг/м}^3$.

Из уравнения состояния следует, что плотность обратно пропорциональна газовой постоянной $\rho_H/\rho_6=R_6/R$, то есть

$$\Delta = \frac{R_6}{R}. \quad (1.1.18)$$

Значение газовой постоянной для воздуха равно $R_6 = 287,04 \text{ Н}\cdot\text{м}/(\text{кг}\cdot\text{К})$.

С учётом сказанного система (1.1.14.) принимает вид

$$\begin{aligned} A_1 \frac{dp}{dx} + B_1 \frac{dT}{dx} &= f_1(p, T), \\ A_2 \frac{dp}{dx} + B_2 \frac{dT}{dx} &= f_2(p, T), \end{aligned} \quad (1.1.19)$$

$$\begin{aligned} \text{где } A_1 &= 1 + \alpha \frac{\partial \rho^{-1}}{\partial p}; & B_1 &= 1 + \alpha \frac{\partial \rho^{-1}}{\partial T}; & A_2 &= \frac{10^3 \rho^{-1}}{c_p} \left(\alpha \frac{\partial \rho^{-1}}{\partial p} - \frac{T}{z} \frac{\partial z}{\partial T} \right); \\ B_2 &= 1 + 10^3 \alpha \frac{\rho^{-1}}{c_p} \frac{\partial \rho^{-1}}{\partial T}; & \alpha &= 0,00031584 \frac{\Delta^2 q^2}{D^4}; & \rho^{-1} &= 0,28704 \cdot 10^{-3} \frac{zT}{\Delta p}; \end{aligned}$$

$$\frac{\partial \rho^{-1}}{\partial p} = \rho^{-1} \left(-\frac{1}{p} + \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial p} \right); \quad \frac{\partial \rho^{-1}}{\partial T} = \rho^{-1} \left(\frac{1}{T} + \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial T} \right);$$

$$f_1(p, T) = -0,03418 \frac{\Delta p}{zT} \frac{dh}{dx} - 0,4533 \cdot 10^{-4} \frac{\Delta L q |q|}{D^5} \frac{\lambda z T}{p};$$

$$f_2(p, T) = 0,00981 \frac{1}{c_p} \frac{dh}{dx} - 0,2551 \frac{K_c D_H}{q \Delta} \frac{T - T_{2p}}{c_p}.$$

Через исходные параметры α выражается по формуле $\alpha = 10^{-6} \cdot M^2 / f^2$.

Переменные имеют следующие размерности

$$[p] = \text{МПа}, [D] = [D_H] = \text{м}, [L] = \text{км}, [T] = \text{К}, [q] = \text{млн.м}^3/\text{сутки},$$

$$[c_p] = \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}, [K_c] = \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} = \frac{\text{кг}}{\text{с}^3 \cdot \text{К}}, [\rho] = \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

1.2. Аналитическое представление эмпирических и полуэмпирических функций

Для полного определения условий задачи и численного решения системы (1.1.19) необходимо ввести аналитическое представление функций, входящих в термическое и калорическое уравнения состояния, коэффициента гидравлического сопротивления и функции $h(x)$, определяющей рельеф трассы. Прежде чем рассматривать эти функции, приведем некоторые необходимые для дальнейшего сведения о природных газах.

1.2.1. Свойства газовых смесей

Природные газы представляют собой смесь газов. Главную долю составляет метан. Помимо метана обычно присутствуют высокомолекулярные углеводороды, углекислый газ, азот. Для характеристики смеси используют массовые концентрации компонент

$$x_i = G_i / G, \quad (i=1, \dots, n)$$

где G_i – масса i -го компонента, G – общая масса газа. Не менее важными показателями являются молярные (объемные) концентрации N_i , равные отношению числа киломолей i -го компонента к числу киломолей смеси.

Если ввести величины m_i ($i = 1, \dots, n$), определяющие массу газа i -го компонента и численно равные молекулярной массе, то получим следующие формулы, связывающие массовые и молярные концентрации

$$N_i = x_i / m_i \sum_{i=1}^n \frac{x_i}{m_i}, \quad x_i = N_i m_i / \sum_{i=1}^n m_i N_i. \quad (1.2.1)$$

Средняя молекулярная масса m может быть выражена через массовые x_i и молярные N_i концентрации

$$m = 1 / \sum_{i=1}^n \frac{x_i}{m_i} = \sum_{i=1}^n N_i m_i. \quad (1.2.2)$$

Газовая постоянная смеси R обратно пропорциональна средней молярной концентрации

$$Rm = \text{const}. \quad (1.2.3)$$

Константа в правой части равенства (1.2.3) – это универсальная газовая постоянная $\bar{R} = 8314,3 \text{ Н}\cdot\text{м}/\text{кмоль}\cdot\text{К}$.

Плотность газа является взвешенной суммой плотностей компонент с весами, равными молярным концентрациям. Формально это следует из соотношений (1.1.18) и (1.2.3)

$$\Delta = R_0/R = R_0 m / \bar{R} = 0,03452m.$$

Молекулярные массы m_i для наиболее часто встречающихся компонент природных газов приведены в табл. 1.1. (данные заимствованы из справочника [5]).

Таблица 1.1

Значения молекулярной массы m_i компонентов природных газов

Компонент	m_i	Компонент	m_i
Метан	16,043	Н-октан	114,232
Этан	30,070	Н-нонан	128,259
Пропан	44,097	Н-декан	142,286
Н-бутан	58,124	Азот	28,013
Изобутан	58,124	Углекислый газ	44,101
Н-пентан	72,151	Сероводород	34,080
1-гептан	98,189	Гелий	4,003
Н-гептан	100,205		

1.2.2. Коэффициент сжимаемости $z(p, T)$

Коэффициент $z(p, T)$ в формуле (1.1.8) является поправкой к уравнению Клапейрона, отражающей отличие реального газа от идеального. Коэффициент определяется эмпирическим путем. Функция z строится в зависимости от относительных значений переменных $p_{np} = p/p_k$, $T_{np} = T/T_k$, где p_k , T_k - критические значения давления и температуры. Для смеси газов p_k , T_k определяются как взвешенные суммы соответствующих параметров для компонент с весами, равными N_i - молярным (объемным) концентрациям

$$p_k = \sum_{i=1}^n p_{ki} N_i, \quad T_k = \sum_{i=1}^n T_{ki} N_i, \quad (1.2.4)$$

Официальным документом, который регламентирует расчетную процедуру при проектировании магистральных газопроводов, является норматив ОНТП 51-1-85 [6]. Рис. 1.1, 1.2 воспроизводят заимствованную из [6] графическую зависимость $z = z(p_{np}, T_{np})$. В качестве аппроксимации рекомендуется формула

$$z = 1 - 0,0241 p_{np} / \tau, \quad \tau = 1 - 1,68 T_{np} + 0,78 T_{np}^2 + 0,0107 T_{np}^3 \quad (1.2.5)$$

Формула обеспечивает удовлетворительное приближение в диапазонах давлений (до 10 МПа) и температур, характерных для действующих газопроводов.

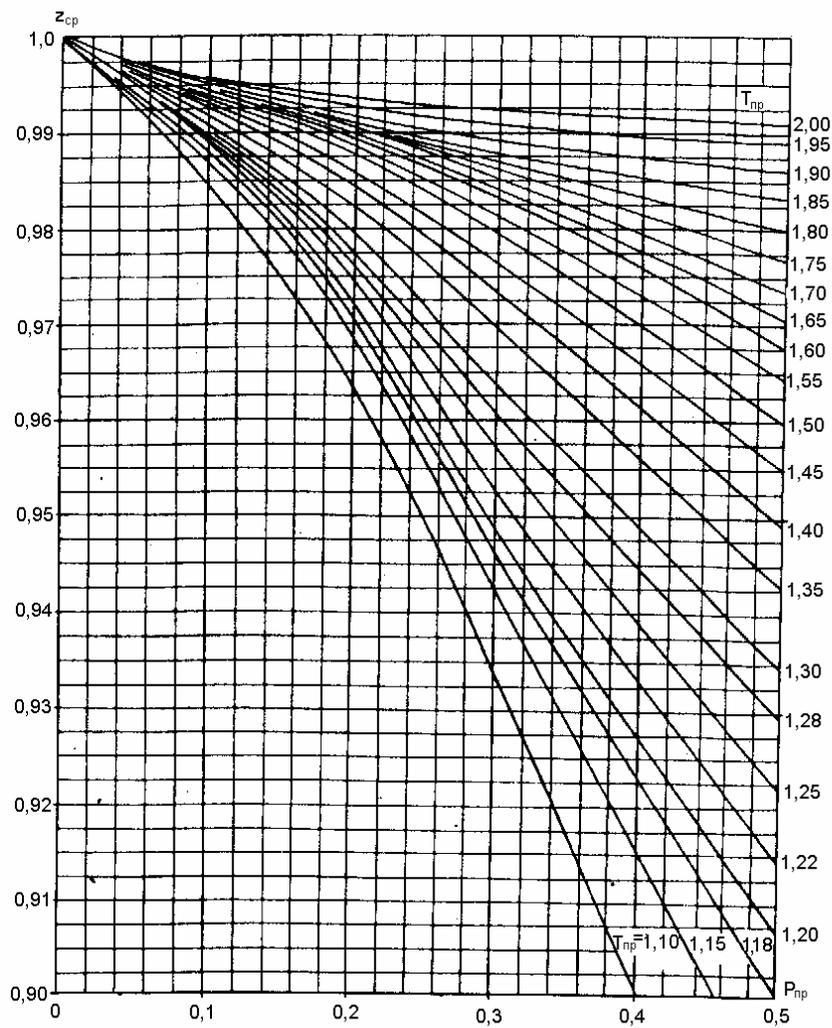


Рис.1.1. Зависимость коэффициента сжимаемости газов от приведенных давлений и температур

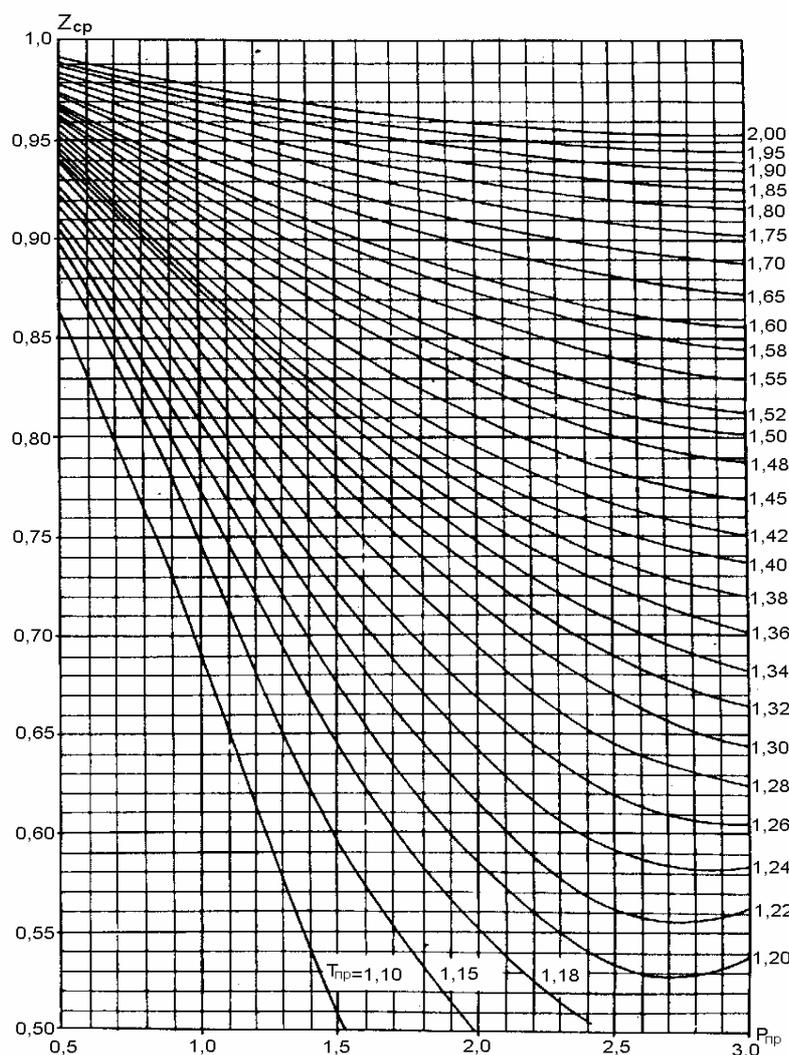


Рис. 1.2. Зависимость коэффициента сжимаемости газов от приведенных давлений и температур

Для приближения в более широком диапазоне можно пользоваться процедурой Холла-Ярбурга [7], которая обеспечивает согласно [8] среднее расхождение в 0,158%, а максимальное 0,518%. Метод Холла-Ярбурга дает хорошее приближение при $0,2 \leq p_{пр} \leq 4,0$, $1,15 \leq T_{пр} \leq 3,00$.

Процедура Холла-Ярбурга специально ориентирована на природные газы, содержащие помимо углеводородов углекислый газ, азот и сероводород.

Пусть N_1 , N_2 , N_3 - молярные концентрации углекислого газа, азота и сероводорода соответственно. На первом этапе расчета определяются критические значения давления и температуры. Находим последовательно

$$\Delta_1 = \frac{\Delta - 1,52N_1 - 0,967N_2 - 1,177N_3}{1 - N_1 - N_2 - N_3},$$

$$P_1 = 709,6 - 58,7\Delta_1; \quad T_1 = 168 + 325\Delta_1 - 12,5\Delta_1^2,$$

$$b = 120 \left[(N_1 + N_3)^{0,9} - (N_1 + N_3)^{1,8} \right] + 15(N_3^{0,5} - N_3^4),$$

$$p_k = 0,00689476 p_1 (T_1 - b) / [T_1 + N_3(1 - N_3)b], \quad (1.2.6)$$

$$T_k = (1 / 1,8)(T_1 - b).$$

После того, как по формулам (1.2.6) найдены критические значения p_k и T_k , можно определить приведенные значения p_{np} , T_{np} и далее коэффициент z

$$z = \frac{0,06125 p_{np} t \exp[-1,2(1-t)^2]}{y}, \quad (1.2.7)$$

где $t = 1/T_{np}$, а y определяется из уравнения

$$-0,06125 p_{np} t \exp[-1,2(1-t)^2] + \frac{y + y^2 + y^3 + y^4}{(1-y)^3} -$$

$$-(14,76 - 9,76t^2 + 4,58t^3)y^2 + (90,7t - 242,2t^2 + 42,5t^3)y^{2,18+2,82t} = 0. \quad (1.2.8)$$

)

Корень этого уравнения находится по методу Ньютона

$$y^{k+1} = y^k - \frac{F^k}{dF^k / dy}, \quad (1.2.9)$$

$$\text{где } \frac{dF}{dy} = \frac{1 + 4y + 4y^2 - 4y^3 - y^4}{(1-y)^4} - (29,52t - 19,52t^2 + 9,16t^3)y +$$

$$+(2,18 + 2,82t)(90,7t - 242,2t^2 + 42,4t^3)y^{1,18+2,82t}.$$

Формула (1.2.7) совместно с процедурой (1.2.8), (1.2.9) может быть применена непосредственно, то есть без предварительного использования формул (1.2.6), если переменные p_{np} , T_{np} определены любым способом.

При расчетах трубопроводов пользуются также процедурой Редлиха-Квонга, которая сводится к решению уравнения [5,9]

$$z - \frac{z}{z - 0,0867 p_{np} / T_n} + \frac{0,4278 p_{np} T_{np}^{-2,5}}{z + 0,0867 p_{np} / T_{np}} = 0. \quad (1.2.10)$$

Погрешность процедуры Редлиха-Квонга существенно ниже, чем погрешность формулы (1.2.5).

Детальное исследование методов аппроксимации коэффициента сжимаемости приведено в работе [8], где сопоставлено 8 различных методов, среди которых, однако, отсутствует вошедшая в нормативы аппроксимация (1.2.5).

1.2.3. Коэффициент гидравлического сопротивления

Коэффициент в соответствии с семантическим содержанием этого слова должен быть числовым множителем. Однако коэффициент λ (так же, между прочим, как коэффициент сжимаемости z) является функцией, а не числом. Он зависит прежде всего от расхода, диаметра трубы, от степени гладкости ее внутренней поверхности. В соответствии с принципами теории размерностей λ задается в виде функции безразмерных величин. Для расчета магистральных газопроводов нормативами регламентирована формула

$$\lambda_{mp} = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2K_э}{D} \right)^{0,2}, \quad (1.2.11)$$

где $K_э$ - эквивалентная шероховатость, а Re - число Рейнольдса

$$Re = c_2 \frac{q\Delta}{D\mu}.$$

Здесь μ - динамическая вязкость газа, коэффициент c_2 зависит от размерности величин в числителе и знаменателе дроби и, если $[q] = \text{млн.м}^3/\text{сутки}$, $[\mu] = \text{Па}\cdot\text{с}$, $[D] = \text{мм}$, то $c_2 = 17750$.

По своей структуре формула (1.2.11) напоминает формулу Альтшуля. Первое слагаемое в скобках имеет превалирующее значение при малых скоростях (при ламинарном течении), второе - при больших скоростях. Эскиз зависимости $\lambda = \lambda(Re)$ представлен на рис.1.3. Диапазон изменения Re разбивается на 3 части: I - зона ламинарного течения, II - зона смешанного трения, III - зона квадратичного трения, или турбулентного течения. Коэффициент эквивалентной шероховатости для магистральных газопроводов обычно полагают $K_э = 0,03\text{мм}$, что согласно [6] имеет место для монолитных труб без внутреннего антикоррозионного покрытия. В зарубежной практике чаще ориентируются на значение $K_э = 0,01\text{мм}$, что, видимо, более приемлемо для стальных труб хорошего качества со специальным внутренним покрытием.

Изменение K_s от 0,03мм до 0,01мм для газопровода диаметром 1400мм приводит к уменьшению λ примерно на 20%.

Помимо формулы (1.2.11) предложено большое количество других зависимостей. Все они базируются на классических опытах Никурадзе, проведенных в 30-е годы и подтвержденных (в основном) дальнейшими исследованиями.

Нами проведено численное сопоставление модели (1.2.11) с более сложным по форме приближением Чена [10]

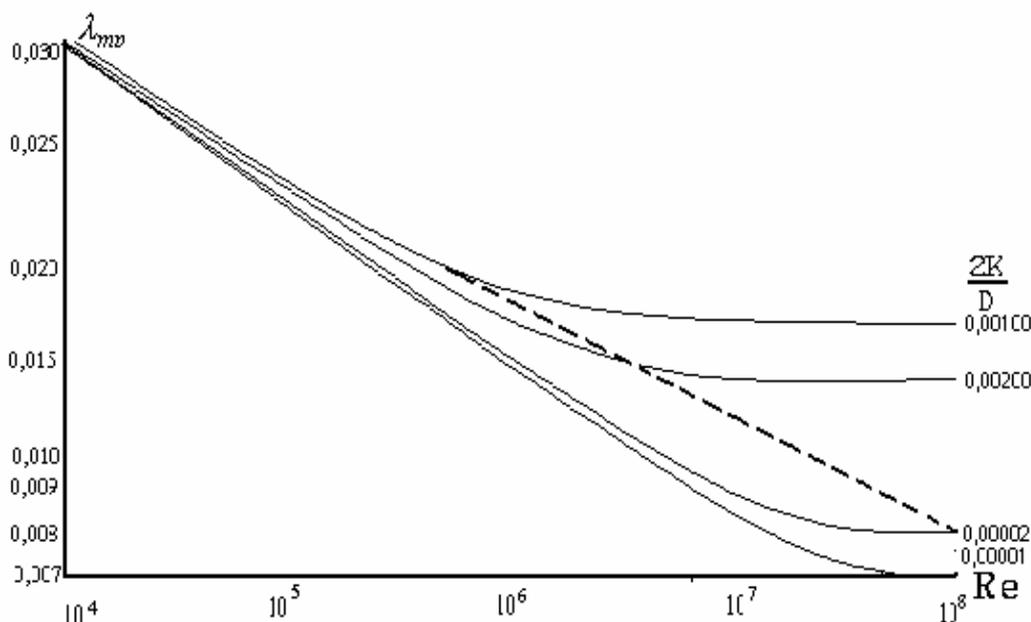


Рис.1.3. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_{гв}}} = -2 \lg \left[0,2698(K_s / D) - \frac{5,0452}{Re} \lg \left(0,3539(K_s / D)^{1,1098} + 5,8506 Re^{-0,8981} \right) \right]. \quad (1.2.12)$$

В диапазонах Re , характерных для магистральных газопроводов России, относительное расхождение формул не превысило 1% при $K_s = 0,03$ мм и 5% при $K_s = 0,01$ мм. Формула (1.2.12) приводит к большим значениям $\lambda_{гв}$. Форма аналитического представления функции $\lambda(Re, K_s)$ меньше влияет на результаты расчетов, чем вариации при задании эквивалентной шероховатости, а эквивалентная шероховатость меньше, чем поправочные коэффициенты.

Для привязки к реальным условиям функционирования в нормах технологического проектирования [6] вводятся поправочные коэффициенты 1,05 и E . Принимается

$$\lambda = 1,05 \lambda_{np} / E^2. \quad (1.2.13)$$

Значение коэффициента E устанавливается равным 0,95, если газопровод оборудован устройствами для периодической очистки и равным 0,92 при отсутствии таких устройств. Таким образом, расчетный коэффициент λ принимается больше теоретического λ_{np} на 16,3% (при $E = 0,95$), либо на 24,1% (при $E = 0,92$). Столь большие отличия отодвигают на второй план выбор формулы для λ_{np} .

1.2.6. Динамическая вязкость газа

Для расчета динамической вязкости газа норматив [6] предписывает формулу

$$\begin{aligned} \mu = & 5,1 \cdot 10^{-6} [1 + \rho_H (1,1 - 0,25 \rho_H)] \times \\ & \times [0,037 + T_{np} (1 - 0,104 T_{np})] \left[1 + \frac{p_{np}^2}{30(T_{np} - 1)} \right], \end{aligned} \quad (1.2.14)$$

где $[\mu] = \text{Па} \cdot \text{с}$, $[\rho_H] = \text{кг}/\text{м}^3$.

Аппроксимация (1.2.14) дает погрешность до 3%, если за базу для сравнения принять табличные данные о вязкости.

Предложены также и другие зависимости для вязкости природных газов. Например [11]:

$$\begin{aligned} \mu(T, p) = & 10^{-6} k \exp(x \rho^\alpha) \\ k = & \frac{(2,27 + 0,14\Delta) T^{1,5}}{209 + 55,043\Delta + 1,8T}; \quad x = 3,5 + \frac{547,8}{T} + 0,2897\Delta; \\ \rho = & 3,48384 \frac{p\Delta}{zT}; \quad \alpha = 2,4 - 0,2x. \end{aligned} \quad (1.2.15)$$

В формулах (1.2.15) $[p] = \text{МПа}$, $[T] = \text{К}$, $[\mu] = \text{Па} \cdot \text{с}$. Стандартное отклонение вычисленной вязкости составляет 2,69% при изменении давления в пределах 0,7 до 56 МПа и изменении температуры от 40 до 170°С.

Формула (1.2.14) дает несколько большие значения μ по сравнению с формулой (1.2.15). Относительная погрешность достигает 5-6%. Однако, влияние точности аппроксимации функции μ на результаты расчетов второстепенно.

1.2.7. Теплоемкость газа и коэффициент Джоуля-Томсона

Осталось рассмотреть аппроксимации коэффициента c_p , а также коэффициента Джоуля-Томсона.

уля-Томсона, который понадобится в дальнейшем.

Теплоемкость газа при постоянном давлении аппроксимируется в нормативах [6] следующим образом

$$c_p = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} T + 1,96 \cdot 10^6 (p - 0,1) T^{-3}, \quad (1.2.16)$$

а зависимость коэффициента Джоуля-Томсона от термодинамических переменных p , T определяется формулой

$$Di = \frac{1}{c_p} (0,980 \cdot 10^6 T^{-2} - 1,5). \quad (1.2.17)$$

Зависимость $c_p = c_p(p, T)$ определяет калорическое уравнение состояния, а формула для коэффициента Джоуля-Томсона получается как следствие термического и калорического уравнений:

$$Di = \frac{10^3 \rho^{-1} T}{c_p} \frac{\partial z}{z \partial T}. \quad (1.2.18)$$

Поэтому, если пользоваться для z процедурой (1.2.5.), то получим Di в виде

$$Di = \frac{10^3 \rho^{-1}}{c_p} T_{np} \frac{1}{z} \frac{0,0241 p_{np}}{\tau^2} (-1,68 + 1,56 T_{np} + 0,0321 T_{np}^2),$$

где τ и z определяются из формулы (1.2.5.).

В справочной литературе по расчетам теплофизических свойств газов [12,13] рекомендуется следующая процедура для вычисления теплоемкости

$$c_p = c_{p0} + \Delta c_p; \quad c_{p0} = \alpha_0 + \alpha_1 T \cdot 10^{-2} + \alpha_2 T^2 \cdot 10^{-4} + \alpha_3 T^3 \cdot 10^{-6}. \quad (1.2.19)$$

Коэффициенты $\alpha_i (i=0, \dots, 3)$ приводятся для основных компонент природных газов. Например, чтобы получить удельную изобарическую теплоемкость метана в Дж/моль·К, надо положить $\alpha_0 = 41,205$, $\alpha_1 = -9,4802$, $\alpha_2 = 3,2342$, $\alpha_3 = -0,22399$. Для вычисления поправки Δc_p , учитывающей в частности зависимость теплоемкости от давления, приводится номограмма [12]. В справочнике [5] рекомендованы две трудоемкие процедуры для вычисления поправки Δc_p .

Погрешность аппроксимации (1.2.16) можно считать допустимой для расчетов трубопроводных систем газоснабжения при тех условиях (давлении и температуре), которые имеют место на практике. Однако при переходе к более высоким значениям давления погрешность возрастает. Например, при $T = 270K$, $p = 15MPa$ относительное расхождение аппрок-

симации (1.2.16) и с данными справочника [13] превышает 10%.

Большую точность обеспечивает формула (1.2.19). Для величины Δc_p предлагаем следующую аппроксимацию

$$\Delta c_p = p_{np}^{1,25} 10^{1,5T_{np}^2 - 6,0T_{np} + 6,36}, \quad (1.2.20)$$

где $[\Delta c_p] = \text{Дж/моль} \cdot \text{К}$. Это приближение справедливо в диапазоне $0,8 \leq p_{np} \leq 3,2$, $1,4 \leq T_{np} \leq 2$.

Однако численные эксперименты по интегрированию системы (1.1.14) с использованием обеих процедур [(1.2.16) и (1.2.19)-(1.2.20)] показали их незначительное влияние на конечный результат.

1.3. Нормативные модели расчета газопроводов

1.3.1. Нормативные формулы гидравлического и теплового расчета магистральных газопроводов

Отраслевой норматив [6] регламентирует расчет магистрального газопровода при стационарном квазиизотермическом режиме течения. Его применение предусматривается при проектировании газопроводов с рабочим давлением до 10 МПа . Процедура расщепляется на два этапа: сначала проводится расчет температур, который позволяет определить среднее значение температуры и вычислить распределение давления. Соответствующие формулы получаются из системы (1.1.7), если принять некоторые упрощающие предположения.

В первом из уравнений пренебрежем членом $\frac{d}{dx} \rho w^2$, считая его малым по сравнению с $\frac{dp}{dx}$. Допустимость такого предположения может быть доказана двумя способами.

Во-первых, можно непосредственно оценить порядок каждого из этих членов при таких значениях параметров режимов, которые обычно имеют место при эксплуатации магистральных газопроводов. Во-вторых, можно сопоставить решения системы с учетом и без учета члена $\frac{d}{dx} \rho w^2$, что позволяет осуществить модель (1.1.14).

Первое уравнение системы (1.1.7) примет тогда следующий вид

$$\frac{dp}{dx} = -\rho g \frac{dh}{dx} - \lambda \frac{\rho w |w|}{2D}. \quad (1.3.1)$$

Для преобразования 2-го уравнения системы (1.1.7) перепишем дифференциал di в виде

$$di = \left(\frac{\partial i}{\partial T} \right)_p dT + \left(\frac{\partial i}{\partial p} \right)_T dp = c_p dT - c_p Di dp \quad (1.3.2)$$

Здесь фактически использовано определение коэффициента Джоуля-Томсона

$$Di = -\frac{1}{c_p} \left(\frac{\partial i}{\partial p} \right)_T.$$

Точнее говоря, коэффициентом Джоуля-Томсона, называется предел отношения изменения температуры газа к изменению его давления в изоэнтальпийном процессе

$$Di = \lim \left(\frac{\Delta T}{\Delta p} \right)_i = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_i.$$

Полагая процесс изоэнтальпийным и, пользуясь первым равенством в формуле (1.3.2), получаем

$$-c_p dT + \left(\frac{\partial i}{\partial p} \right)_T dp = 0,$$

$$\text{откуда} \left(\frac{\partial i}{\partial p} \right)_T = -c_p \frac{\partial T}{\partial p} = -c_p Di.$$

Во втором уравнении (1.1.7) пренебрежем так же, как и в первом уравнении, слагаемым $\frac{w^2}{2}$ по сравнению с $\frac{p}{\rho}$. Лучшим доказательством допустимости такого предположения будет сопоставление решений полученной системы с решениями системы (1.1.14), где никаких упрощающих предположений не сделано. С учетом соотношений (1.1.9) и (1.3.2) уравнение энергии можно записать в виде

$$\frac{dT}{dx} - Di \frac{dp}{dx} = -\frac{g}{c_p} \frac{dh}{dx} - \frac{\pi K_c D_H (T - T_{2p})}{c_p M} \quad (1.3.3)$$

С использованием формул (1.1.8), (1.1.16 - 1.1.18) систему (1.3.1), (1.3.3) приведем к виду

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{g}{R_g} \frac{p\Delta}{zT} \frac{dh}{dx} - \frac{8\rho_g^2 R_g}{\pi^2} \frac{\lambda\Delta z T q |q|}{pD^5}$$

$$\frac{dT}{dx} - Di \frac{dp}{dx} = -\frac{g}{c_p} \frac{dh}{dx} - \frac{\pi}{\rho_g} \frac{K_c D_H}{c_p q \Delta} (T - T_{zp}) \quad (1.3.4)$$

Будем аппроксимировать профиль трассы кусочно-линейной функцией. В первом уравнении системы (1.3.4) положим $T(x) = const = T_{cp}$ и заменим при вычислении $z(p, T)$ и λ функции $p(x)$, $T(x)$ их средними значениями. Тогда получим

$$p_n^2 - p_k^2 (1 + \alpha h_k) = c\Delta\lambda T_{cp} z_{cp} L D^{-5} \left[1 + \frac{\alpha}{2L} \sum_{i=1}^n (h_i + h_{i+1}) l_i \right] q^2, \quad (1.3.5)$$

где p_n , p_k - давления в начале и конце участка, l_i , h_i ($i = 1, \dots, n$) - задают аппроксимацию профиля трассы, l_i - длина i -й части, h_i , h_{i+1} - превышение или снижение концевых точек этой части относительно начальной точки, $h_k = h_{n+1}$ - аналогичная величина для конечной точки

участка, $L = \sum_{i=1}^n l_i$ - длина участка, $z_{cp} = z(p_{cp}, T_{cp})$, $\alpha = \Delta / 14,64 T_{cp} z_{cp}$, p_{cp} - среднее

интегральное давление $p_{cp} = \frac{2}{3} [p_n + p_k^2 / (p_n + p_k)]$.

Если $[q] = \text{млн.м}^3/\text{сутки}$, $[p] = \text{МПа}$, $[L] = \text{км}$, то $c = 9,0553 \cdot 10^{-5}$.

В случае, когда трассу можно считать горизонтальной, формула (1.3.5) упрощается

$$p_n^2 - p_k^2 = c\Delta\lambda z_{cp} T_{cp} L D^{-5} q^2. \quad (1.3.6)$$

Распределение температур получается из второго уравнения системы (1.3.4) при следующих упрощениях

- член с производной dh/dx опускается,

- производная $\frac{dp}{dx} = \frac{1}{2p} \frac{dp^2}{dx}$ заменяется выражением $(p_n^2 - p_k^2) / 2L p_{cp}$,

- в функциях Di , c_p аргументы $p(x)$, $T(x)$ заменяются их средними значениями p_{cp} , T_{cp} .

Тогда, интегрируя 2-е уравнение (1.3.4), получаем

$$T(x) = T_{zp} + (T_n - T_{zp}) e^{-bx} - Di \frac{p_n^2 - p_k^2}{2bL p_{cp}} (1 - e^{-bx}). \quad (1.3.7)$$

Здесь T_{cp} - расчетная температура окружающей среды, T_n - температура газа в начале участка газопровода, $b = c_1 K_c D_H / q \Delta c_p$, $[c_p] = \kappa \text{Дж}/\kappa\text{г}\cdot\text{К}$, $[Di] = \text{К}/\text{МПа}$, $[K_c] = \text{Вт}/\text{м}^2\cdot\text{К}$, $[x] = \text{км}$, размерности остальных параметров те же, что и в формуле (1.3.5), $c_1 = 0,225$.

Формула (1.3.7) позволяет получить среднюю интегральную температуру

$$T_{cp} = T_{cp} + \frac{T_n - T_{cp}}{bL} (1 - e^{-bL}) - Di \frac{p_n^2 - p_k^2}{2bL p_{cp}} \left[1 - \frac{1}{bL} (1 - e^{-bL}) \right], \quad (1.3.8)$$

которая фигурирует в формулах (1.3.5), (1.3.6) для расчета давления.

Последнее слагаемое в формулах (1.3.7), (1.3.8) обусловлено снижением температуры при движении газа по трубе из-за эффекта Джоуля-Томсона. Чем больше расход газа, тем более значимо влияние этой составляющей. Для труб малого диаметра эффектом Джоуля-Томсона можно пренебречь, и тогда соотношение (1.3.7) переходит в формулу Шухова, которая была регламентирована в предыдущих выпусках нормативов.

Формулы (1.3.5) [или (1.3.6)] и (1.3.8) позволяют определить одну из величин q , p_n , p_k если известны две других. Для расчета необходимо построить итерационную процедуру. Действительно, пусть, к примеру, задача состоит в том, чтобы найти p_k при заданных q и p_n . Для вычисления z_{cp} , T_{cp} , необходимо знать p_{cp} , которое зависит от p_k . Другими словами в формуле (1.3.5) p_k присутствует не только в левой части, но и неявным образом в правой части через T_{cp} , z_{cp} . Поэтому следует задаться начальным приближением $T_{cp}^{(0)}$, $p_{cp}^{(0)}$, а далее расчет строить итеративно. На i -ой итерации сначала находится $p_k^{(i)}$ из формулы (1.3.5), в правой части которой $T_{cp} = T_{cp}^{(i-1)}$, $z_{cp} = z(p_{cp}^{(i-1)}, T_{cp}^{(i-1)})$, а затем при этом $p_k^{(i)}$ скорректированные значения $p_{cp}^{(i)}$, $T_{cp}^{(i)}$.

Процедура останавливается, когда $|p_k^{(i+1)} - p_k^{(i)}| < \varepsilon$, где ε - заданная величина, определяющая точность расчета. Как показывает опыт, обычно требуется не более двух-трех итераций.

1.3.2. Нормативные формулы для расчета систем газоснабжения

Выбор параметров при проектировании систем газоснабжения регламентирован нормативным документом [14]. Формулы для гидравлического расчета дифференцируются в зависимости от рабочего давления. Газопроводы систем газоснабжения подразделяются на:

- газопроводы высокого давления I категории с рабочим давлением от 0,6 до 1,2 МПа,
- газопроводы высокого давления II категории с рабочим давлением от 0,3 до 0,6 МПа,
- газопроводы среднего давления с рабочим давлением от 0,005 до 0,3 МПа,
- газопроводы низкого давления с рабочим давлением до 0,005 МПа.

Для гидравлического расчета газопроводов среднего и высокого давления предписывается формула, очень близкая к (1.3.6)

$$p_n^2 - p_k^2 = 0,1273 \cdot 10^{-3} \lambda_{mp} \rho L D^{-5} q^2. \quad (1.3.9)$$

Однако единицы измерения величин по соображениям удобства при расчете приняты другими: $[q] = \text{м}^3/\text{ч}$, $[D] = \text{см}$, $[L] = \text{м}$, $[p] = \text{МПа}$, $[\rho] = \text{кг}/\text{м}^3$.

Плотность газа ρ и расход q в формуле (1.3.9) и далее в этом п. приведены к температуре $\theta^\circ\text{C}$ и давлению 0,101 МПа. Коэффициент гидравлического сопротивления λ_{mp} вычисляется по формуле

$$\lambda_{mp} = 0,11 \left(\frac{K_s}{D} + \frac{68}{Re} \right). \quad (1.3.10)$$

Эквивалентная шероховатость K_s ($[K_s] = \text{см}$) принимается равной для стальных труб 0,01, для полиэтиленовых труб 0,002.

Число Рейнольдса Re выражается через кинематическую вязкость ν ($[\nu] = \text{м}^2/\text{с}$) при температуре $\theta^\circ\text{C}$ и давлении 0,101 МПа

$$Re = 0,0354 \frac{q}{D\nu}.$$

Расчетный запас в отличие от магистральных газопроводов вносится не в коэффициент λ , а в длину. Расчетная длина L регламентируется формулой

$$L = L_l + \sum \xi L_d \quad (1.3.11)$$

где L_l - действительная длина, $\sum \xi$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений участка газопровода длиной L , L_d - эквивалентная длина прямолинейного участка, потери давления на котором равны потерям давления на местном сопротивлении со значением коэффициента $\xi = 1$.

Эквивалентная длина определяется в зависимости от режима течения:

для ламинарного режима $Re \leq 2000$

$$L_d = 0,155 \cdot 10^{-3} D \cdot Re,$$

для критического режима течения $2000 < Re \leq 4000$

$$L_d = 4,12D \cdot Re^{-0,333},$$

для турбулентного течения

$$L_d = \frac{D}{100 \lambda_{mp}}.$$

При расчете сетей низкого давления сжимаемость газа оказывает очень малое влияние на плотность. Поэтому при выводе уравнения движения плотность можно считать постоянной величиной. Закон сохранения количества движения приведет для стационарного течения к формуле, связывающей перепад давления (а не перепад квадратов давления) с расходом газа. Перепад давления называется напором.

Расчетная формула для сетей низкого давления имеет вид

$$p_H - p_k = \begin{cases} 4 \cdot 10^4 Re^{-1} \rho L D^{-5} q^2, & Re \leq 2000 \\ 1,57 Re^{1/3} \rho L D^{-5} q^2, & 2000 < Re \leq 4000, \\ 627 \lambda_{mp} \rho L D^{-5} q^2, & Re > 4000 \end{cases} \quad (1.3.12)$$

где λ_{mp} определяется по формуле (1.3.10).

1.4. Стационарные течения нефти и нефтепродуктов в трубопроводах

1.4.1. Стационарное изотермическое течение жидкостей

Законы сохранения массы, количества движения и энергии в той форме, как они представлены в р.1.1.2-1.1.4, имеют место для течения в трубах любых флюидов. При течении жидкости в длинных трубопроводах эффект сжимаемости обычно несущественен, поэтому уравнением состояния служит соотношение

$$\rho = const. \quad (1.4.1)$$

Относительно небольшие скорости течения позволяют для жидкостей, как и для газов, пренебречь членом ρw^2 по сравнению с p в системе (1.1.7) и для исследования стационарного изотермического течения пользоваться соотношением (1.3.1). Полагая $q = \frac{\pi D^2}{4} w =$

$const$, получим

$$\frac{p_H - p_k}{g\rho} = \frac{8}{\pi^2} \frac{\lambda L}{D^5} q^2 + h_k - h_H, \quad (1.4.2)$$

где индексы n, k относятся к начальной и конечной точкам трубопровода. Левая часть формулы имеет простую физическую интерпретацию: величина $H_n = p_n / g\rho$ - это высота, на которую поднимется жидкость в пьезометре под действием избыточного давления p_n , то есть в начальной точке трубопровода. Аналогичный смысл имеет величина $H_k = p_k / g\rho$. Значит, формула (1.4.2) выражает зависимость разности напоров от расхода и разности пьезометрических высот

$$H = H_n - H_k = \frac{8}{\pi^2} \frac{\lambda}{D^5} q^2 + h_k - h_n.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ принято представлять различными аналитическими выражениями в зависимости от числа Рейнольдса $Re = \frac{4q}{\pi D v}$.

В зоне ламинарных течений $Re < 2000$

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (1.4.3)$$

При турбулентном течении пользуются различными эмпирическими формулами, из них простой вид имеет формула Альтшуля

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{K_3}{D} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \quad (1.4.4)$$

При $K_3 Re / D > 500$ вторым слагаемым в скобках можно пренебречь, и λ оказывается не зависящим от Re . Это зона квадратичного трения.

Для аналитических расчетов удобно пользоваться формулой Лейбензона

$$\lambda = \frac{A}{Re^m}, \quad (1.4.5)$$

где для ламинарного течения $A = 64, m = 1$, для турбулентного течения при относительно небольших числах Рейнольдса - в зоне Блазиуса - $m = 0,25, A = 0,3164$, в зоне квадратичного трения $m = 0, \lambda = 0,11(K_3/D)^{0,25}$.

Нормативами технологического проектирования магистральных нефтепроводов [15] регламентируется следующая формула

$$\lambda = \begin{cases} 64 \cdot Re^{-1}, & Re < 2000 \\ (0,16 Re - 13) \cdot 10^{-4}, & 2000 < Re < 2800 \\ 0,3164 Re^{-0,25}, & 2800 < Re < Re_1 \\ B + 1,7 Re^{-0,5}, & Re_1 < Re < Re_2 \\ B + 1,7 Re_2^{-0,5}, & Re > Re_2 \end{cases} \quad (1.4.6)$$

Значения параметров Re_1 , Re_2 и B приведены в табл. 1.2 в зависимости от наружного диаметра трубы D_H . При этом для труб диаметром до 377мм включительно приняты абсолютная шероховатость $K_s = 0,125$ мм, а для труб большего диаметра $K_s = 0,100$ мм.

1.4.2. Стационарное неизотермическое течение нефти и нефтепродуктов

Распределение температуры вдоль трубопровода при перекачке подогретой нефти определяется из уравнения баланса энергии. Соотношение, аналогичное (1.3.7) для нефти удобно записать в виде

$$T(x) = T_{zp} + (T_H - T_{zp})e^{-bx}, \quad (1.4.7)$$

где $b = \pi K_c D_H / c q \rho$, c - теплоемкость нефти. Формула (1.4.7) получена выдающимся русским инженером В.Г.Шуховым более 100 лет назад и носит его имя.

Таблица 1.2

Значения параметров для расчета гидравлического сопротивления магистральных нефтепроводов

$D_H, \text{ мм}$	$Re_1 \cdot 10^{-3}$	$Re_2 \cdot 10^{-3}$	$B \cdot 10^4$
219	13	1000	157
273	16	1200	151
325	18	1600	147
377	28	1800	143
426	56	2500	134
530	73	3200	130
630	90	3900	126
720	100	4500	124
820	110	5000	123
920	115	5500	122
1020	120	6000	121
1220	125	6800	120

Формула (1.4.7) и уравнение (1.3.1) служат основой для модели нестационарного неизотермического течения нефти. К ним надо, однако, добавить зависимость физических ха-

рактических характеристик нефти от температуры. Наиболее существенное влияние на потери напора оказывает вязкость. В зависимости от состава (консистенции) при перекачке нефтей могут проявляться не только вязкие, но и пластические свойства. Не желая рассматривать вязко-пластические эффекты при течениях в трубах приведем ссылку на две монографии, посвященные этой проблеме [17,18]. Здесь же ограничимся случаем ньютоновской вязкости и примем для кинематической вязкости формулу Рейнольдса

$$\nu(T) = \nu_0 e^{-a_1(T-T_0)}. \quad (1.4.8)$$

Здесь ν_0 - кинематическая вязкость при температуре T_0 , a_1 - эмпирический коэффициент.

В формуле (1.4.2) зависимость от температуры проявляется через коэффициент гидравлического сопротивления λ . Если λ выразить соотношением (1.4.5) и учесть определение числа Рейнольдса, то уравнение (1.3.1) примет вид

$$\frac{1}{\rho g} \frac{dp}{dx} = -\beta \frac{q^{2-m} \nu^m}{D^{5-m}} - \frac{dh}{dx}, \quad (1.4.9)$$

где β - числовой множитель.

Если ν^m заменить средним значением, то уравнение (1.4.9) интегрируется непосредственно. Его решение записывается в форме (1.4.2)

$$H = \beta \frac{q^{2-m} \nu_{cp}^m}{D^{5-m}} \Delta_r + h_k - h_n. \quad (1.4.10)$$

Множитель Δ_r вводится для того, чтобы учесть неизотермичность в радиальном направлении. Среднее значение функции $\nu^m(T)$ при использовании формул (1.4.7) и (1.4.8) будет выражаться интегралом

$$\begin{aligned} \nu_{cp}^m &= \frac{1}{L} \int_0^L \nu_0^m \exp \left[-a_1 m (T_n - T_0) \exp(-bx) \right] dx = \\ &= \frac{\nu_0^m}{bL} \exp \left[a_1 m (T_0 - T_{zp}) \right] \left\{ Ei \left[-a_1 m (T_n - T_{zp}) \right] - Ei \left[-a_1 m (T_n - T_{zp}) \exp(-bL) \right] \right\}, \end{aligned} \quad (1.4.11)$$

где Ei - интегральная показательная функция $Ei(x) = \int_{-\infty}^x \frac{e^z}{z} dz$. Поправочный множитель

Δ_r вычисляется по формуле: для ламинарного течения $\Delta_r = 0,9(v_1 / v_2)^{0,3}$ для турбулентного течения $\Delta_r = 1$, v_1 - вязкость нефти при средней температуре грунта, v_2 - при средней температуре флюида, вычисляемой по формуле Шухова.

Стремление к уточнению поправочных коэффициентов должно быть соразмерено с точностью самой модели течения, в частности с точностью выполнения закона теплопередачи к грунту (1.1.5), возможностей определения коэффициента K_{cp} и т.д. К тому же следует учесть, что расчетный “запас прочности”, определяемый проектными нормами, превышает эффекты от введения поправочных коэффициентов, уточняющих влияние неизотермичности течения на гидравлическое сопротивление трубопроводов.

Подробное изложение вопросов, связанных с гидравлическим расчетом нефтепродуктопроводов, дано в книге [37].

1.5. Нестационарные течения в длинных трубопроводах

1.5.1. Эффекты нестационарности при течениях в трубопроводах для газа и несжимаемых жидкостей весьма отличаются друг от друга.

При внезапном (быстром) перекрытии трубопровода, перекачивающего капельную жидкость, возникает явление гидравлического удара, исследованное впервые в классической работе Н.Е.Жуковского. Гидравлический удар представляет опасность: он может привести к разрыву трубы и выходу из строя перекачивающего оборудования. В математическом плане гидравлические удары связываются с ударными волнами. Система уравнений, описывающая нестационарное течение капельной жидкости относится к гиперболическому типу и допускает решения вида ударной волны. Мы не ставим перед собой задачу объяснить модели для исследования гидравлического удара в трубах.

Ударные волны в длинных газопроводах также имеют место, но эти волны относительно слабо влияют на технологические объекты и не доставляют особых неприятностей при их эксплуатации. Объясняется это небольшими по сравнению со скоростью звука скоростями течения в магистральных газопроводах. Для них нестационарность течения проявляется в изменении объема газа, аккумулированного в трубах. Причем, эти изменения столь значительны, что должны учитываться при составлении балансов газотранспортных предприятий. Изменение давления газа и объемов, аккумулированных в трубах, происходит при

штатных режимах довольно медленно. Большие скорости газа и быстрые изменения параметров процесса характерны только для аварийных, нештатных ситуаций.

Сжимаемость газов приводит к тому, что режимы газопроводов инерционны, резкие изменения, например, при включении и выключении агрегатов, перекрытии задвижек, демпфируются, сглаживаются. Ниже приводятся уравнения, характеризующие эти явления.

1.5.2. Нестационарные течения газа

Систему (1.1.1), (1.1.3), (1.1.4) используют для описания нестационарных течений флюидов в трубопроводах. Из-за относительно малых скоростей течения (намного меньше скорости звука) в уравнениях можно провести упрощения, пренебрегая членом w^2 по сравнению с членом p/ρ . Получим следующую систему уравнений

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{1}{f} \frac{\partial M}{\partial x} &= 0 \\ \frac{1}{f} \frac{\partial M}{\partial t} + \frac{\partial \rho}{\partial x} &= -\rho g \frac{dh}{dx} - \frac{\lambda}{\rho f^2} \frac{M|M|}{2D} \\ f \frac{\partial}{\partial t} (\rho E) + \frac{\partial}{\partial x} \left[M \left(E + \frac{p}{\rho} \right) \right] &= gM \frac{dh}{dx} + \pi DK_c (T_{2p} - T) \end{aligned} \quad (1.5.1)$$

Полная энергия E единицы массы может быть выражена через энтальпию i

$$E = i - \frac{p}{\rho} + \frac{w^2}{2}. \quad (1.5.2)$$

В работе [16] для вычисления энтальпии рекомендуется формула

$$i = \int_{T_0}^T c_{p_0} dT + \int_{p_0}^p \left[\frac{1}{\rho} - T \left(\frac{\partial \rho^{-1}}{\partial T} \right)_p \right] dp. \quad (1.5.3)$$

Здесь $c_{p_0} = c_p(p_0, T)$ - теплоемкость газа при постоянном объеме. Производная $\partial \rho^{-1} / \partial T$ вычисляется при постоянном давлении. При сравнительно медленных течениях в длинных трубопроводах кинетическая энергия единицы массы газа $w^2/2$ составляет незначительную долю полной энергии, и соответствующие слагаемые могут быть опущены в последнем уравнении системы (1.5.1).

Используя уравнение состояния (1.1.8), соотношения (1.5.1) можно рассматривать как систему уравнений в частных производных относительно неизвестных функций $M(x, t)$, $p(x, t)$,

$T(x,t)$. Для ее численного интегрирования применяют методы конечных разностей или конечных элементов.

Так же, как и для случая стационарных течений, систему можно “расщепить”, считая во 2-м уравнении функцию $T(x,t)$ постоянной. Тогда первые 2 уравнения (1.5.1) дадут совместно с (1.1.8) полную систему для определения неизвестных, например, $p(x,t)$, $M(x,t)$.

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{1}{f} \frac{\partial M}{\partial x} &= 0 \\ \frac{1}{f} \frac{\partial M}{\partial t} + \frac{\partial \rho}{\partial x} &= -\rho g \frac{dh}{dx} - \frac{\lambda}{\rho f^2} \frac{M|M|}{2D} \end{aligned} \quad (1.5.4)$$

Решение системы (1.5.4) будет полностью определено, если задать начальные и граничные условия. В качестве начальных условий обычно рассматривают стационарное течение $M(x,0) = const$, $p(x,0) = p(x)$, где $p(x)$ является решением соответствующей системы уравнений (см.п.1.1). Как показывает анализ, система (1.5.4) относится к параболическому типу. Чтобы граничные условия были корректными, их надо задавать на разных концах отрезка интегрирования. Например, естественным будет задание функций $p(0,t)$ и $p(L,t)$ или $M(0,t)$ и $p(L,t)$ и т.д.

Система (1.5.4) нелинейна из-за члена во 2-м уравнении, содержащего множитель $\lambda M|M| / \rho$. И.А.Чарный [3] предложил заменить этот член линейным, указав несколько возможных способов линеаризации. Это предложение имело большой резонанс, послужив отправной точкой огромного числа работ. Однако любая линеаризация имеет весомые недостатки, которые обычно сводятся к тому, что либо нарушается условие материального баланса, либо имеет место нестыковка предельного стационарного режима с принятой для проектных и эксплуатационных расчетов формулой (1.3.6).

В настоящее время успехи компьютеризации позволяют рассматривать модель (1.5.4) как вполне приемлемую для исследования нестационарных квазиизотермических течений. Она сопоставима по сложности с линеаризованной системой уравнений.

При выборе модели для описания технологического процесса надо соразмерять сложность модели с точностью располагаемой информации и добиваться качественного соответствия поведения формальных решений и физических особенностей протекания процесса. Например, если процесс сопровождается (или может сопровождаться) появлением ударных волн, то его вряд ли можно охарактеризовать системой уравнений параболического типа. И, наоборот, вполне оправдано использование системы гиперболического типа, решения которой могут иметь особенности типа ударной волны.

Течения газа в магистральных газопроводах и распределительных сетях при штатном протекании технологического процесса отличаются сравнительно медленно меняющимися параметрами газового потока: давлением и температурой. И именно это обстоятельство должно быть учтено при построении программных комплексов, предназначенных для диспетчерского управления трубопроводными системами. В некоторых ситуациях будут представлять интерес другие явления, например, при появлении течи из-за сквозного отверстия в трубе (свища), при разрыве газопровода, при опорожнении линейного участка через выкидную свечу возникают течения со скоростями, сопоставимыми со скоростью звука. Для характеристики таких течений, сопровождающих их акустических колебаний (шумов) и других физических эффектов, необходимо применять соответствующие модели. В этих моделях нельзя пренебрегать кинетической энергией по сравнению с потенциальной в уравнениях сохранения количества движения, как это сделано при выводе второго уравнения системы (1.5.1).

Стремление вывести универсальную модель для описания течений в трубопроводах и использовать ее во всех мыслимых ситуациях нельзя считать плодотворным. Во-первых, такую модель очень трудно, если вообще можно, построить: универсальная модель – это что-то вроде лекарства от всех болезней. Во-вторых, сложность модели должна быть соразмерна со “сложностью” процесса. Доводы типа: “возможности современных компьютеров велики, пусть себе считают” - нам не кажутся убедительными. Модель должна быть предельно упрощена не только для того, чтобы минимизировать время счета, хотя и это обстоятельство немаловажно. Главная цель упрощения - сохранить в модели только те компоненты, которые отвечают наблюдаемым особенностям процесса, значимость которых несомненна. В противном случае в наш век всеобщей компьютеризации появляется опасность забвения основ и появления разрыва между реальной действительностью и математической моделью. Появляется поколение исследователей, которые смотрят на все через экран монитора и не задаются вопросом о том, что служит методической (гносеологической) основой программного обеспечения процесса. Виртуальный трубопровод только тогда может заменить собой реальный, когда четко определена область применимости первого и есть уверенность, что последний в эту область попадает.

В соответствии с изложенной методологией вернемся к обсуждению нестационарных неизотермических течений в газопроводе, имеющих место при штатных режимах газопровода. Из трех основных параметров процесса, вошедших в систему (1.5.1) как неизвестные функции: $M(x,t)$, $p(x,t)$, $T(x,t)$ - с точки зрения наблюдения за режимом, наибольший интерес

представляет давление. Расход обычно определяется по косвенным измерениям и в значительно меньшем числе точек, чем давление. При аварийных ситуациях давление изменяется в более широком диапазоне и лучше подходит для индикации выхода из штатных режимов, чем температура. Замеры давления непосредственно используются для косвенного отслеживания напряженного состояния в теле трубы и для контроля за соблюдением условий по пределу прочности. Температура газа также является параметром, по которому накладываются ограничения на режимы течения: повышенные температуры могут способствовать растеплению грунтов в районе вечной мерзлоты, повреждению или уменьшению сроков службы изоляционного покрытия. Но в отличие от давления выход температуры за границы установленных ограничений может привести к серьезным последствиям только при длительных нарушениях.

Поэтому, модель течения газа для целей диспетчерского управления, должна более точно воспроизводить давление как функцию временной и пространственной переменной, чем температуру. Такую модель мы получим, если в системе (1.5.1) оставим первые 2 уравнения и добавим к ним соотношение (1.3.7), для определения температуры как функции x в любой момент времени t . Тем самым мы произведем декомпозицию системы (1.5.1), сохранив адекватность отражения в модели основных физических эффектов. Это тем более оправдано, что основное влияние на распределение температуры оказывает слагаемое $\pi DK_c(T_{sp} - T)$, обусловленное оттоком тепла через стенку трубы. Погрешность отражения реальных процессов теплообмена с помощью такой формулы (закона Ньютона) очевидна. Передача тепла от трубы в окружающую среду определяется в частности теплофизическими параметрами грунта и изоляционного покрытия трубы. Коэффициент теплопередачи зависит от состава грунта, влагонасыщенности и изменяется как по сезонам года, так и в многолетнем разрезе. Описать все многообразие условий теплового взаимодействия трубы с грунтом с помощью одного коэффициента K_c можно только лишь с большой натяжкой. Поэтому уточнение энергетического уравнения с введением в него производных $\partial z/\partial p$, $\partial z/\partial T$ и других членов, появляющихся в развернутой записи последнего уравнения системы (1.5.1), целесообразно проводить только в том случае, когда уточняется описание процессов теплопередачи от трубы к грунту. При этом к тому же должна быть учтена асимметрия температурных полей в сечениях, перпендикулярных оси трубы. Существуют физические предпосылки, обуславливающие различие процессов передачи тепла через верхнюю и нижнюю полуокружности сечения.

Для однозначного решения системы (1.5.1) необходимо задать 3 граничных условия. Во-первых, это две функции $p(x,t)$, $M(x,t)$, заданные на разных концах отрезка интегрирования $[0,L]$, о чем уже говорилось выше, и, во-вторых, одна из функций $T(0,t)$, $T(L,t)$. Элементарные соображения теории ошибок приводят к выводу, что лучше пользоваться функцией $T(0,t)$. Задание $T(L,t)$ в качестве краевого условия приведет к “менее корректной” постановке задачи, так как небольшие изменения $T(L,t)$ обусловят значительные изменения вычисляемой функции $T(0,t)$.

Алгоритм интегрирования системы (1.5.4), (1.3.7) выглядит следующим образом. Отправляемся от заданных начальных условий $p(x,0)$, $M(x,0)$, $T(x,0)$. Расчетный алгоритм состоит в последовательном переходе от одного временного слоя $t = t_j$ к другому $t = t_{j+1}$ (где $t_{j+1} = t_j + \Delta t_j$, Δt_j - шаг квантования по времени), то есть в вычислении функций $p(x,t_{j+1})$, $M(x,t_{j+1})$, $T(x,t_{j+1})$ по значениям этих функций на предшествующем временном слое $p(x,t_j)$, $M(x,t_j)$. Находим среднее значение расхода $M_{cp}(t_j) = \frac{1}{L} \int_0^L M(x,t_j) dx$. Соответствующее среднее значение коммерческого расхода $q(t_j)$ переносим на следующий временной слой $t_{j+1} = t_j + \Delta t_j$. По известному краевому условию $T_n = T(0,t_{j+1})$ находим распределение температуры $T(x,t_{j+1})$, пользуясь формулой (1.3.7). Теперь, когда функция $T(x,t_{j+1})$ известна, с помощью конечно-разностной аппроксимации системы (1.5.4) определяем $p(x,t_{j+1})$, $M(x,t_{j+1})$.

Аналогичную вычислительную схему нетрудно построить для того случая, когда формула Шухова представляется недостаточно обоснованной и возникает желание провести расчет нестационарного течения, стационарный аналог которого представляется системой (1.3.4).

1.5.3. Приближенный интеграл системы уравнений нестационарного течения газа

Если существует алгебраическое соотношение, которое связывает неизвестные функции некоторой системы дифференциальных уравнений, то оно называется интегралом системы. Для системы (1.5.4) эмпирически установлено соотношение, которое выполняется не строго, но с весьма большой степенью точности, если параметры течения изменяются в диапазонах, характерных для эксплуатационных режимов систем газоснабжения. Оно названо нами приближенным интегралом.

В расчетах нестационарных режимов большой интерес представляют значения давления и расхода на концах трубы, то есть функции одной переменной t :

В расчетах нестационарных режимов большой интерес представляют значения давления и расхода на концах трубы, то есть функции одной переменной t :

$$p(0,t), p(l,t), q(0,t), q(l,t). \quad (1.5.5)$$

Здесь вместо массового расхода M указан чаще используемый на практике коммерческий расход q , а в качестве первой переменной относительная координата x/L . Используя принцип “черного ящика” (см. также п.1.8), можно попытаться установить взаимосвязь между функциями (1.5.5). Такая задача была поставлена и частично решена в работе [23]. Установлено алгебраическое соотношение, связывающее функции (1.5.5). Его вид подсказан задачей об определении коэффициентов гидравлического сопротивления при нестационарном течении. При обследованиях газопроводов стараются выбирать режимы, близкие к стационарным. Нестационарность затрудняет, а иногда не позволяет вычислить коэффициент λ . В связи с этим возникла задача установить, насколько нестационарность повлияет на значение λ , рассчитанное по обычной методике для стационарного режима, и при необходимости внести коррективы.

Решение поставленной задачи было осуществлено методом численного эксперимента. Изучались решения системы уравнений (1.5.4) в предположении, что она адекватно описывает процесс течения. Заданные и полученные в результате расчета функции (1.5.5) были подвергнуты дальнейшей обработке. Расчеты проводились при условии $h(x) = const$ при постоянных значениях средней температуры, коэффициента сжимаемости и коэффициента гидравлического сопротивления.

Для каждого момента времени определялись давление в начале и в конце участка и коэффициент λ из формул стационарного режима (1.3.6). Тем самым имитировалась общепринятая методика расчета λ по эксплуатационным данным. Значения коэффициента сжимаемости z , относительной плотности газа по воздуху Δ и средней температуры T приняты такими же, как и в расчете давлений при нестационарном режиме. Таким образом, погрешность, вызванная предположением о постоянстве этих величин, не должна сказаться на результатах анализа.

Приведем результаты расчета участка газопровода длиной 100 км, диаметром 700 мм, по которому транспортируется газ с параметрами: $\Delta = 0,6$, $z = 0,92$, $T = 293K$. Рассматривалось течение с заданными на концах участка значениями расхода при $q(0,t) = \varphi_1(t) = const = 460 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$. Коэффициент гидравлического сопротивления при расчете нестационарного режима был принят 0,012. Расчеты выполнены методом прямых по программе Рунге—Кутта с переменным шагом.

На рис.1.4 изображены графики заданной функции $q(l,t)$ и полученных при расчете функций $p(0,t)$, $p(l,t)$, $\lambda_1(t)$, $\lambda_2(t)$

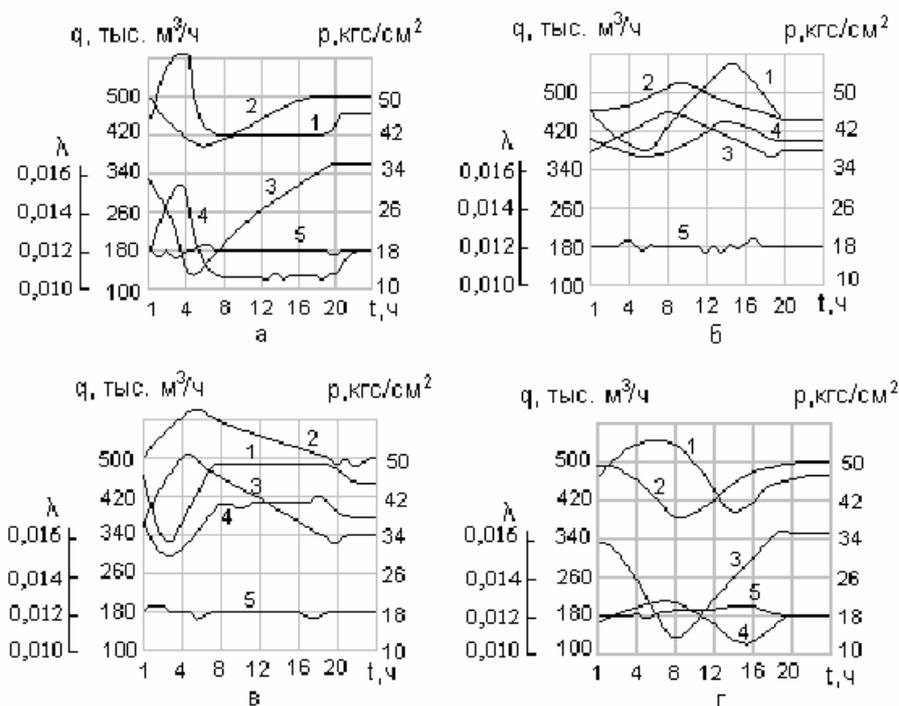


Рис.1.4. Результаты численного интегрирования системы уравнений (1.5.4)

при $q(0,t)=const$ и различных $q(l,t)$:

- 1- расход газа в конце участка $q(l,t)$; 2 - давление в начале участка $p(0,t)$;
 3 - давление в конце участка $p(l,t)$; 4 - функция $\lambda_1(t)$ из формулы (1.5.6);
 5 - функция $\lambda_2(t)$ из формулы (1.5.7)

$$\lambda_1(t) = \frac{1}{A^*} \frac{p^2(0,t) - p^2(l,t)}{q^2(0,t)}, \quad (1.5.6)$$

$$\lambda_2(t) = \frac{4}{A^*} \frac{p^2(0,t) - p^2(l,t)}{[q(0,t) + q(l,t)]^2}, \quad (1.5.7)$$

где $A^* = c\Delta TLz/D^5$.

Рассмотрены четыре варианта (см. рис. 1.4, а - г), отличающиеся характером изменения расхода в конце газопровода $q(l,t)$. Как показывают графики, значения $\lambda_1(t)$ изменяются синхронно с изменением расхода в конце участка. В то же время значения $\lambda_2(t)$ меняются во времени незначительно и практически не отличаются от истинного значения коэффициента гидравлического сопротивления даже при резкой нестационарности течения газа. Следует отметить, что реальные колебания параметров (давление, расход) при работе газопроводов в нестационарном режиме, не связанном с аварийными ситуациями, выражены менее резко,

чем в рассмотренном примере. Так же, как функция $\lambda_2(t)$, стабильна и близка к постоянному значению функция

$$\lambda_3(t) = \frac{2}{A^*} \frac{p^2(0,t) - p^2(1,t)}{q^2(0,t) + q^2(1,t)} \quad (1.5.8)$$

Этого следовало ожидать, так как при реальных соотношениях расходов на концах трубы отношение $\{[q(0,t) + q(1,t)]/2\}^2 : [q^2(0,t) + q^2(1,t)]/2$ незначительно отличается от единицы. Действительно, предположим $q(1,t) = \xi q(0,t)$, тогда

$$\left\{ \frac{[q(0,t) + q(1,t)]^2}{2[q^2(0,t) + q^2(1,t)]} \right\}^{\frac{1}{2}} = \left[\frac{(1 + \xi)^2}{2(1 + \xi^2)} \right]^{\frac{1}{2}} = \varphi(\xi).$$

Если разница расходов на концах трубы составляет 30%, то $\varphi(\xi) \approx 0,99$.

Формулу (1.5.8), приняв в ней $\lambda_3(t) = const = \lambda$, можно рассматривать как приближенное интегральное соотношение для второго уравнения (1.5.4). После некоторых преобразований [23] из этого уравнения получим

$$p^2(1,t) - p^2(0,t) = A \int_0^1 q^2(x,t) dx.$$

Приведенные расчеты показывают, что в исследованных случаях течения газа по трубопроводу интеграл $\int_0^1 q^2(x,t) dx$ с большой точностью равен $(1/2)[q^2(1,t) + q^2(0,t)]$.

Для практического вычисления коэффициента λ при нестационарном течении можно предложить следующий подход. Учтем, что замеры параметров проводятся в дискретные равноотстоящие моменты времени t_j . Будем рассматривать суточный цикл ($j = 1, 2, \dots, m$). Тогда, применяя известное свойство пропорции, из формулы (1.5.7) получим

$$\sqrt{\lambda} = \frac{1}{\sqrt{A^*}} \frac{\frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \sqrt{p_{0j}^2 - p_{1j}^2}}{\frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \frac{1}{2} (q_{0j} + q_{1j})}, \quad (1.5.9)$$

где $p_{0j} = p(0, t_j)$ и т.д. Если $\sum_{j=1}^m q_{0j} = \sum_{j=1}^m q_{1j}$, величина в знаменателе формулы (1.5.9) равна среднему расходу за сутки.

При обработке измерений, когда расход замеряется в начале и конце участка, для определения коэффициента λ можно рекомендовать формулу (1.5.7) или (1.5.8).

Таким образом, установлено, что в рассмотренных примерах с большой точностью выполняются соотношения

$$p^2(0,t) - p^2(1,t) = A \left[\frac{q(0,t) + q(1,t)}{2} \right]^2; \quad (1.5.10)$$

$$p^2(0,t) - p^2(1,t) = A \left[\frac{q^2(0,t) + q^2(1,t)}{2} \right]. \quad (1.5.11)$$

Многочисленные расчеты были проведены при различных значениях параметров газа и участка и различных краевых условиях. Вывод о стабильности выполнения соотношений (1.5.10) и (1.5.11) подтверждался во всех случаях, когда граничные условия не имели разрывов или имели, но в точках разрыва скачки давления и расхода были невелики.

Формулы (1.5.10) и (1.5.11) могут быть использованы для приближенного интегрирования уравнений нестационарного течения. Два независимых соотношения, связывающих функции (1.5.5), получаются из граничных условий, а одно из уравнений (1.5.10) или (1.5.11) дает третье условие. Еще одно соотношение должно получаться из уравнения неразрывности. Применяя условие материального баланса для трубы в целом, получим

$$\frac{l}{B} \frac{dp_{cp}}{dt} = q(0,t) - q(1,t); \quad (1.5.12)$$

$$p_{cp} = \int_0^l p(x,t) dx. \quad (1.5.13)$$

Если сюда вместо p_{cp} подставить среднее давление, вычисленное для стационарного режима, получится обыкновенное дифференциальное уравнение.

Соотношения (1.5.10) и (1.5.11) весьма удачны, тогда как формула (1.5.12) приводит к большим погрешностям, ибо в правую часть входит разность расходов, ошибки в определении которой сильно сказываются на результатах. На наш взгляд, эмпирический подбор соотношений с последующим определением констант (“серый ящик”) может привести к удобному и простому аппарату для приближенного интегрирования уравнений (1.5.4).

1.6. Численное моделирование стационарных режимов течения в сверхдлинных газопроводах

Будущее газовой промышленности России связано с освоением месторождений на шельфе морей Северного Ледовитого океана, на полуострове Ямал, а также с выходом к но-

вым потребителям дальнего зарубежья и поиском более рациональных путей экспортных поставок потребителям традиционным.

Месторождения с запасами, исчисляемыми триллионами кубометров, открыты на полуострове Ямал, на шельфе Карского моря, примыкающем к полуострову, а также в Баренцевом море примерно в 300 км от побережья Кольского полуострова (Штокмановское газоконденсатное месторождение). Обустройство месторождений на Ямале и прокладка газопроводов, соединяющих их с действующей системой, потребуют немало средств и будут сопряжены с решением ряда экономических и технологических проблем. В настоящее время разработка морских месторождений при глубинах моря, характерных для Штокмановского ГКМ (около 500 м) технически вполне осуществима. Поэтому возникает вопрос об очередности ввода месторождений. С чего начинать: с Ямала или Штокмановского ГКМ? В предварительном порядке проработаны оба варианта. При расчете технологических режимов транспорта газа по линии Штокмановское ГКМ - побережье Кольского полуострова впервые в практике проектирования российских газопроводов пришлось усомниться в правомочности использования нормативной модели (1.3.5) [или (1.3.6)], (1.3.7).

По пластовым условиям Штокмановского ГКМ на входе в газопровод может быть обеспечено давление 15 МПа, что превышает границу (10 МПа), до которой распространяется действие нормативов. В порядке предварительной подготовки инвестиционного проекта были рассмотрены два основных варианта технологической схемы транспорта газа, предусматривающие прокладку 2 ниток диаметром 1220 мм или 3 ниток диаметром 1020 мм, не связанных между собой перемычками. При технологических расчетах гидравлических режимов были использованы модели стационарного изотермического течения (1.3.4) и (1.1.19). Расчеты проводились также по нормативным формулам (1.3.5), (1.3.7) для выявления их точности и возможности применения к такого рода объектам.

Наиболее сомнительным компонентом модели оказался выбор коэффициента теплопередачи K_c . Трубопроводы, расположенные на песчаном грунте, как известно, со временем иногда погружаются в песчаное дно под действием подводных течений. На некоторых участках предусмотрена засыпка трубы при строительстве галькой или обломками скальных пород. Температура морской воды в районе прокладки в течение года почти не меняется и равна 4⁰С. Однако перенос тепла от трубы к окружающей среде становится более интенсивным при наличии придонных течений. Из-за неопределённости исходной информации о параметрах процессов теплообмена были проведены расчеты с различными значениями K_c . Коэффициент варьировался в достаточно широких пределах.

Вопрос о выборе коэффициента K_c носит отнюдь не академический характер. Перепад высот между крайними точками трассы составляет около 500м. Наиболее резкий подъем имеет место при подходе к побережью Кольского полуострова. Чем больше расход газа по трубопроводу, тем более существенное влияние оказывает эффект Джоуля-Томсона, т.е. тем более значительно остывает газ из-за снижения давления. Не исключено, что газ при подходе к концу подводного перехода охладится до температур ниже точки замерзания морской воды. Для этого случая следует изучить возможность образования слоя льда вокруг трубы и промерзания грунта.

Еще более существенное значение точность гидравлического и теплового расчета имеет при технологическом расчёте газопровода Россия-Турция. В настоящее время российский газ поступает в Турцию через территорию 4-х государств: Украину, Молдавию, Румынию и Болгарию - в обход Черного моря. Прогресс в области трубопроводного строительства на глубоководье позволяет поставить в практическую плоскость вопрос о сооружении прямого газопровода Россия-Турция через акваторию Черного моря. Реализация такого проекта позволила бы решить целый ряд задач: расширить объем продаж российского газа на перспективном топливном рынке Турции, избавиться от высоких выплат за транзит через территорию других государств, существенно сократить транспортные затраты из-за спрямления маршрута поставок.

Протяженность подводного участка трубопровода составляет около 400км. При строительстве придется столкнуться с изрезанностью рельефа на береговых склонах с российской и с турецкой стороны. Большая часть трассы проходит по плоскому сильно заиленному дну на глубине 2000-2100м.

При выборе технологических схем транспорта газа рассматривались различные варианты по количеству ниток, диаметру, толщине стенки и рабочему давлению в трубе. Были исследованы режимы течения по трубам диаметром 500, 600 и 700 мм при давлении на входе в морской участок 20, 25 и 35 МПа. Давление на выходе морского участка во всех вариантах принималось равным 5,5 МПа.

Профиль трассы газопровода напоминает миску с наклонными краями и изображен в укрупненном масштабе на рис.1.5.

Газопроводы с такими характеристиками: по длине, рабочему давлению и перепаду высот - ещё не строились. Для принятия обоснованных проектных решений следует проработать на моделях штатные и нештатные режимы течения. Практический интерес представляет изучение следующих процессов:

- номинального режима - стационарного неизотермического течения,
- нестационарного течения при пропуске поршня для очистки полости трубы или снаряда-дефектоскопа,
- нестационарных течений, вызванных разрывами трубы, появлением трещин и свищей, нестационарных течений при опорожнении трубопровода.

Необычные условия функционирования газопровода приводят к некоторым эффектам, несовместимым с нашими сегодняшними представлениями о процессах течения в газотранспортных коммуникациях. Так, например, при

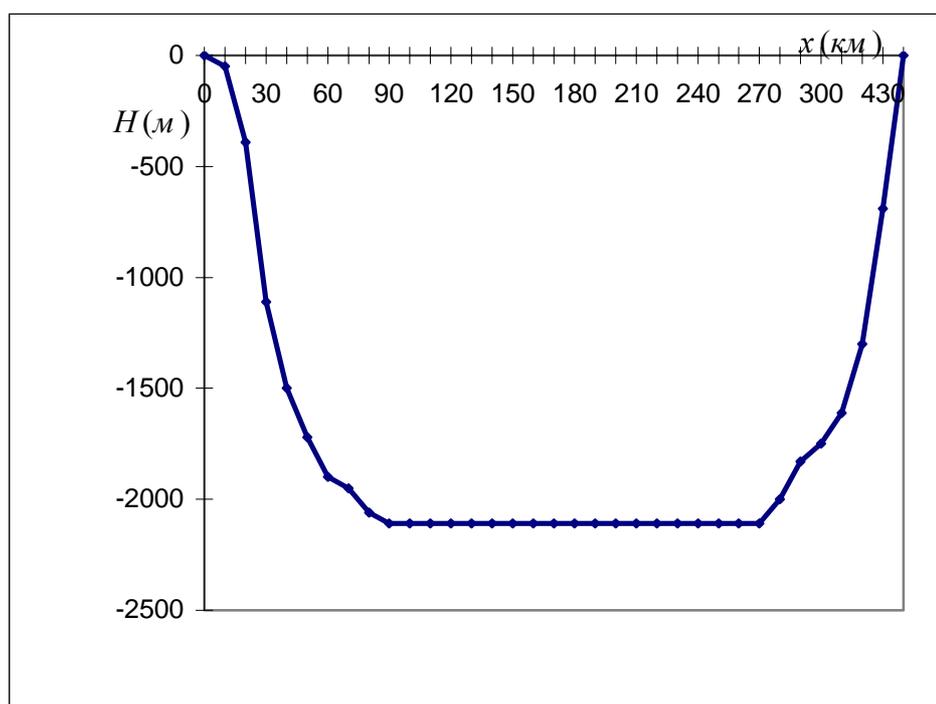


Рис. 1.5. Профиль трассы перехода через Черное море газопровода Россия-Турция

появлении сквозного отверстия в трубе на дне “миски” будет происходить в зависимости от расположения места повреждения или выброс газа, или засасывание воды (или ила) в полость трубы. Без принятия соответствующих мер по управлению противодавлением, движение поршня на конечном участке будет ускоренным, как движение снаряда в орудийном стволе или пробки в откупориваемой бутылке шампанского.

Столь же необычными явлениями сопровождается штатный стационарный режим течения. При рабочем давлении в 20-25, а тем более 35 МПа плотность газа настолько возрастает, что его вес оказывает существенное влияние на режим течения. Максимальное давление газа имеет место не на входе в трубу, а в сечении, удаленном на 50-70 км от берега. Этот эффект обусловлен резким (более 2 км) перепадом высот на начальном 80-километровом участке трассы: увеличение гравитационной силы превышает потери на трение на этом участке.

Весьма заметное влияние на результаты расчётов при столь больших диапазонах изменения давления начинает оказывать коэффициент сжимаемости z , характеризующий “степень отклонения” свойств реального газа от идеального. При обычных условиях z почти не меняется от начала к концу участка, теперь же изменения оказываются весьма значительными. Аппроксимация (1.2.5) дает слишком большую погрешность при рассматриваемых давлениях, поэтому приходится прибегать к процедурам (1.2.6-1.2.9) или (1.2.10).

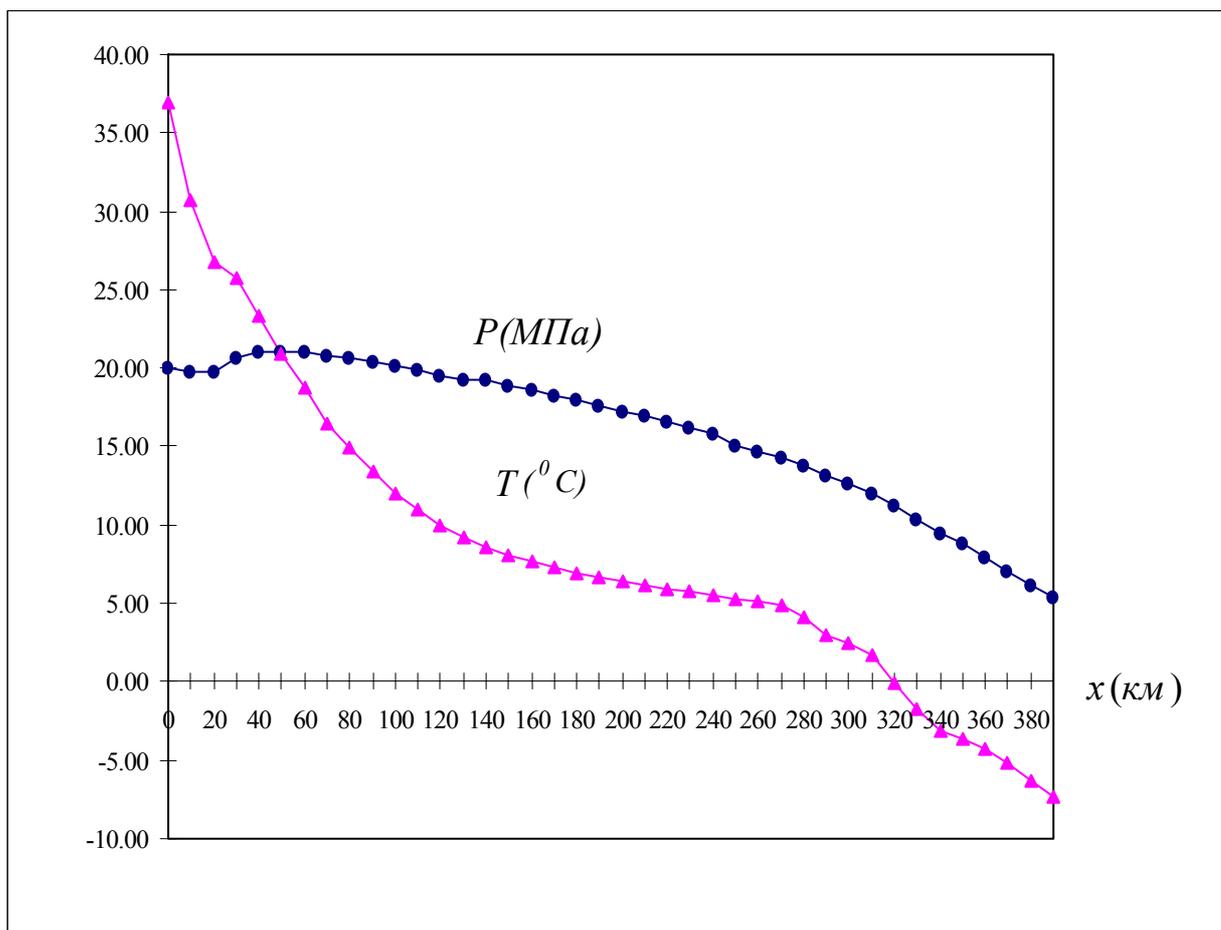
Так же, как и для газопровода Штокмановское ГКМ - побережье, эффект Джоуля - Томсона во многом определяет термобарические режимы течения. Диаметры труб, которые будут использованы при строительстве черноморского перехода, значительно меньше, чем на газопроводе от Штокмановского ГКМ, но зато перепады высот, градиенты наклона трассы и рабочее давление больше. Выбор коэффициента K_c опять-таки представляет проблему, так как специальные исследования в условиях Чёрного моря не проводились, а проектируемый газопровод не имеет аналогов. Мы не можем точно прогнозировать процессы теплопередачи от трубы, лежащей в илистом грунте, не знаем, какие течения омывают провисающие участки трубы. Из-за неопределенности исходной информации проведено параметрическое исследование режимов, в которых коэффициент K_c варьировался в широком диапазоне. В большинстве исследованных случаев расчетные значения температуры в конце газопровода оказывались ниже 0°C , иногда достигая $-10 \div -15^{\circ}\text{C}$.

На рис.1.6 и в табл.1.3 приведены результаты одного из расчетов гидравлического и теплового режима перехода через Черное море. Расчет выполнен для трубы с наружным диаметром $D_H = 610,0$ мм и толщиной стенки 38,0 мм. Расход газа составляет 19,779 млн. $\text{м}^3/\text{сут}$. Эквивалентная шероховатость принята равной 0,03 мм, температура воды $T_{cp} = 8,0^{\circ}\text{C}$, коэффициент теплопередачи $K_c = 7,0 \text{ Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}$.

Таблица 1.3

Распределение давлений и температур по переходу через Черное море

$x(\text{км})$	$P(\text{МПа})$	$T(^{\circ}\text{C})$	$x(\text{км})$	$P(\text{МПа})$	$T(^{\circ}\text{C})$	$x(\text{км})$	$P(\text{МПа})$	$T(^{\circ}\text{C})$
0	20,000	37,00	130	19,226	9,24	260	14,740	5,10
10	19,725	30,69	140	18,910	8,61	270	14,345	4,89
20	19,808	26,74	150	18,590	8,08	280	13,799	4,06
30	20,696	25,76	160	18,267	7,64	290	13,168	2,98
40	21,002	23,39	170	17,940	7,26	300	12,631	2,51
50	21,050	20,87	180	17,608	6,93	310	12,013	1,69
60	21,037	18,71	190	17,272	6,65	320	11,196	-0,09
70	20,814	16,50	200	16,930	6,39	330	10,369	-1,68
80	20,692	14,95	210	16,583	6,16	340	9,520	-3,15
90	20,468	13,47	220	16,229	5,94	350	8,772	-3,63
100	20,160	12,07	230	15,868	5,73	360	7,971	-4,27
110	19,851	10,94	240	15,501	5,52	370	7,096	-5,13
120	19,540	10,01	250	15,125	5,31	380	6,109	-6,31
						386,3	5,400	-7,32



1.6. Расчетные значения давления и температуры газа на морском переходе

газопровода Россия-Турция

1.7. Оценка гидравлического сопротивления трубопровода по данным эксплуатации

1.7.1. Модели стационарного квазиизотермического течения

Формулы (1.3.6) [или (1.3.5)] и (1.3.8) или их аналоги для нефти являются основным инструментом для выполнения проектных расчетов магистральных трубопроводов. “Запас прочности” - расчетный резерв - вводится в виде мультипликативных поправок к коэффициенту гидравлического сопротивления (КГС). Исследования же эксплуатационных режимов требуют адекватного отражения в моделях фактического состояния трубопроводов.

Модели (1.3.6) [или (1.3.5)], (1.4.2) получены для течения газа или жидкости в прямой цилиндрической трубе. Плавные изгибы в горизонтальной и вертикальной плоскости из-за неровностей рельефа не приводят к сколько-нибудь существенным нарушениям указанных соотношений. Однако реальные трубопроводы характеризуются наличием местных сопротивлений. В нефтепроводах увеличение гидравлического сопротивления трубопроводных участков чаще всего вызывается отложениями на стенках трубы парафинов, асфальтенов и др. твердых веществ. В газопроводах имеет место образование конденсатов, гидратов, в трубу попадают частицы породы, выносимые из пласта потоком газа. Иногда при строительстве трубопроводы оснащались неравнопроходной арматурой. Мероприятия по очистке полости трубы путем пропуска поршней, заливке метанола, улучшают ситуацию, но их эффективность не может быть 100-процентной и зависит от многих обстоятельств. В системах распределения природного газа, где очистка полости труб технологически неосуществима, шероховатость внутренней поверхности трубы со временем увеличивается еще интенсивнее, а местные сопротивления доставляют ещё больше забот в процессе эксплуатации. По всем этим причинам в модели расчета оперативных режимов трубопроводов следует ввести поправки, которые позволили бы учесть реальные сопротивления при течении флюидов. Такие поправки принято осуществлять путем замены “теоретического” КГС λ фактическим значением λ_{ϕ} , которое оценивается по замерам режимных параметров: давления расхода и температуры. Иногда вместо λ_{ϕ} используют величину, называемую коэффициентом эффективности

$$E = \sqrt{\lambda / \lambda_{\phi}}. \quad (1.7.1)$$

Коэффициент эффективности показывает, во сколько раз фактический расход флюида меньше его проектного значения.

Для многониточных систем расход по отдельным ниткам обычно неизвестен, поэтому “фактический” КГС определяют как интегральный показатель для всего коридора трубопроводов.

С методологической точки зрения введение фактического КГС равносильно использованию кибернетического подхода “серый ящик”. Это значит, что взаимосвязь между режимными параметрами берется в форме, которая следует из физических законов сохранения, но в формулу вводится эмпирический коэффициент, призванный обеспечить адекватность модели и природы. Многолетняя практика показывает, что такой прием обеспечивает вполне удовлетворительные результаты, хотя для столь масштабных объектов, как участки магистральных газо- и нефтепроводов, одного эмпирического коэффициента могло бы оказаться недостаточно.

1.7.2. В связи с определением фактических КГС следует обратить внимание на следующие два обстоятельства.

- КГС вычисляются по результатам замеров режимных параметров. Из-за погрешностей первичных датчиков и ошибок в передаче информации замеры следует считать случайными величинами и при их обработке учитывать рекомендации математической статистики (или теории ошибок). В частности, при оперативной обработке информации необходимо отсеивать грубые ошибки, то есть проводить фильтрацию первичных данных.
- Фактические КГС служат не только целям адекватного воспроизведения режимов функционирования трубопроводных систем, но и одним из основных критериев для характеристики состояния трубы. Увеличение λ_{ϕ} свидетельствует о появлении местных сопротивлений. Изменение λ_{ϕ} после проведения мероприятий по очистке участка поршнями или удалению гидратов характеризует эффективность этих мероприятий. Резкое уменьшение λ_{ϕ} может быть следствием утечек из трубопровода.

Имея дело со случайными величинами, правильно говорить не об *определении* фактических значений КГС, а об их *оценке*. Рассмотрим проблемы оценки λ_{ϕ} на примере магистральных газопроводов. Введем для удобства обозначения

$Y_t = p_H^2(t) - p_K^2(t)$, $X_t = c \Delta z(t) L T(t) D^{-5} q^2(t)$, где $t=1, \dots, T$ характеризует номер замера. Тогда формула (1.3.6) запишется в виде

$$Y_t = \lambda X_t. \quad (1.7.2)$$

Наряду с действительными (точными) значениями параметров Y_t и X_t введем замеренные значения y_t и x_t

$$y_t = Y_t + \delta Y_t, \quad x_t = X_t + \delta X_t. \quad (1.7.3)$$

Ошибки вычисления Y_t , X_t , обозначенные через δY_t , δX_t , выражаются через ошибки замеров δp , δq , δT .

$$\delta Y = 2(p_n - p_k)\delta p, \quad \delta X = c \Delta z L T q^2 D^{-5} \left(\frac{2\delta q}{q} + \frac{\delta T}{T} \right). \quad (1.7.4)$$

Последнюю из этих формул можно уточнить, если учесть зависимость коэффициента z от p и T . Однако этим уточнением можно пренебречь так же, как и членом $\delta T/T$, по сравнению с $2\delta q/q$. Ошибки измерения расхода $\delta q/q$ обычно намного превышают относительные ошибки измерения давления $\delta p/p$ и температуры $\delta T/T$. Кроме того, расходомерные пункты расположены сравнительно редко, и расход по многим участкам приходится оценивать по балансу притоков и отборов.

Величины Y_t , X_t в формулах (1.7.2), (1.7.3) являются детерминированными, но неизвестными. Известны же y_t , x_t , вычисляемые по замерам. Если не задумываться об обоснованности метода, то для оценки параметра λ кажется естественной формула

$$\lambda_t = y_t / x_t. \quad (1.7.5)$$

Методы обработки данных будем иллюстрировать двумя примерами. На рис.1.7 приведены величины λ_t , вычисленные для однониточного участка газопровода по результатам 116 часовых замеров (пример 1). Значения λ_t лежат в диапазоне от $9 \cdot 10^{-3}$ до $24 \cdot 10^{-3}$. В табл.1.4 приведены значения λ_t для другого участка газопровода. Они вычислены по замерам параметров, проведенным через 4 часа в январе месяце (пример 2). Кроме того, табл.1.4 содержит среднесуточные значения λ_{cp} и $\tilde{\lambda}_t$ - значения КГС, сглаженные по формуле (1.7.6).

По вошедшим в таблицу данным построены графики λ_t (рис.1.8) и λ_{cp} (рис.1.9). Значения λ лежат в диапазоне от $121 \cdot 10^4$ до $242 \cdot 10^4$, λ_{cp} от $129 \cdot 10^4$ до $184 \cdot 10^4$. Столь значительная варибельность результатов является следствием ряда причин. Во-первых, это свидетельствует о том, что действительно имело место изменение состояния трубопровода, особенно четко прослеживаемое на первом примере. По рис.1.7 видно, что КГС понижается примерно в 2 раза на стыке вторых и третьих суток наблюдения. Во-вторых, режимы течения газа не являются строго стационарными. Хотя изменения параметров плавные, но расход меняется почти на 100%. К тому же для вычисления x_t в формуле (1.7.5) берется не среднее по длине участка значение расхода, а замеренное на одном из концов. В-третьих, случайная составляющая появляется из-за ошибок замеров, особенно ошибок в определении расхода.

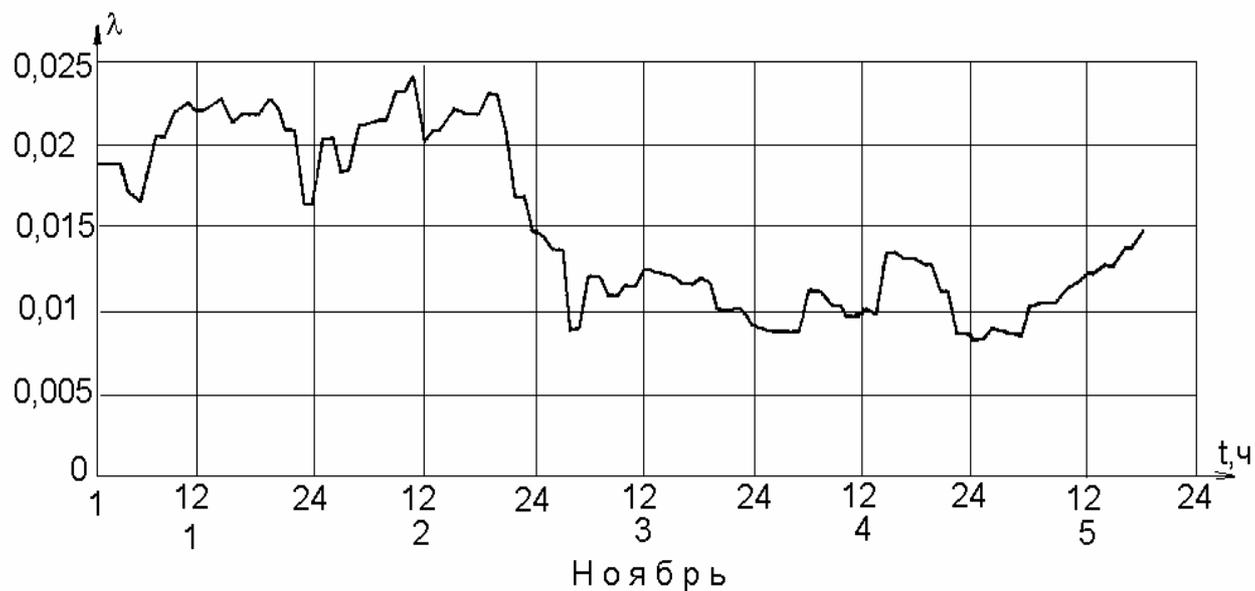


Рис.1.7. Оценки фактического коэффициента гидравлического сопротивления для линейного участка, вычисленные по одновременным замерам с интервалом в 1 час

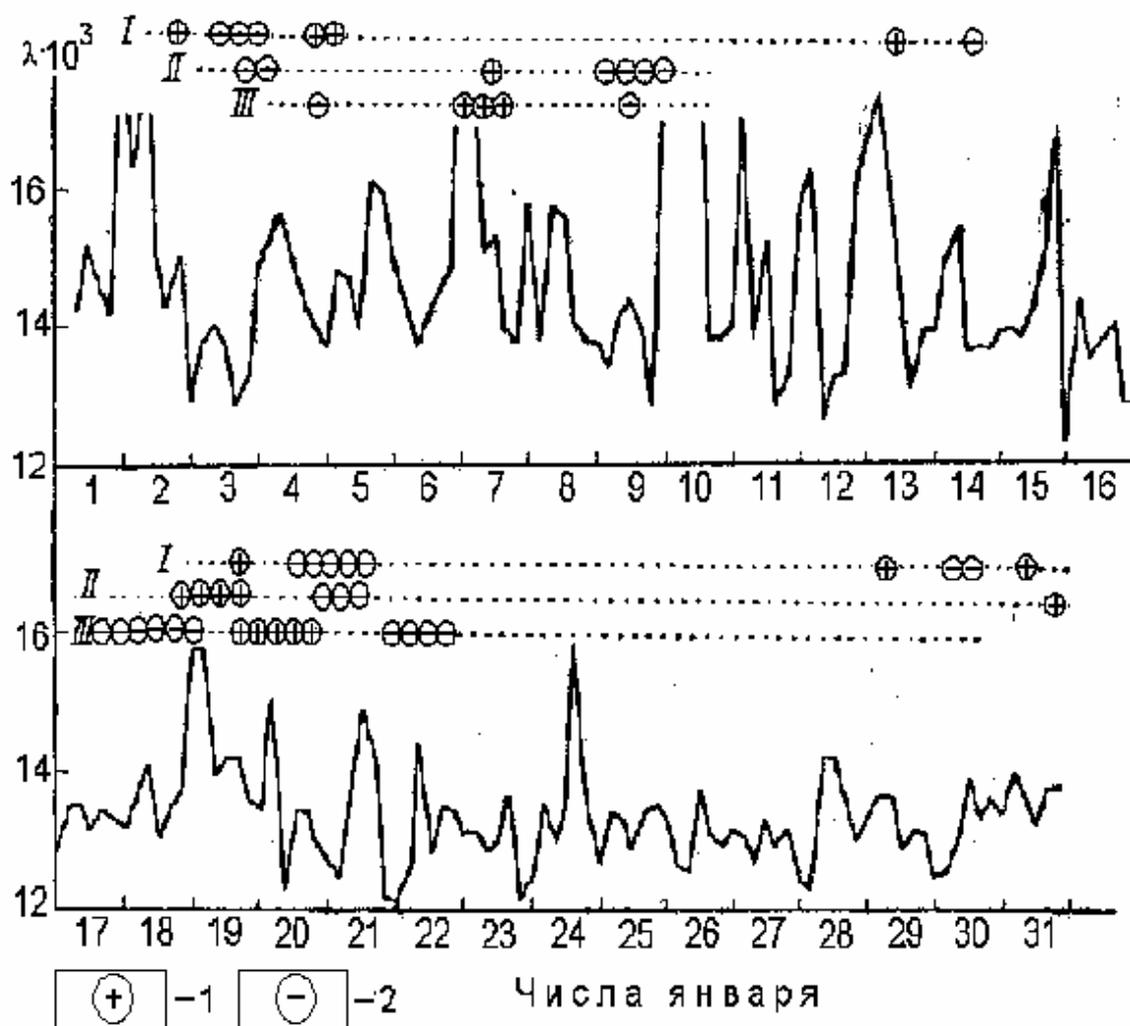


Рис. 1.8. Оценки фактического коэффициента гидравлического сопротивления для линейного участка, вычисленные по одновременным замерам с интервалом в 1ч. Проверка быстрого

дрейфа коэффициентов по критерию Уилкоксона при следующих объемах выборок: I - $n_1=6$, $n_2=6$; II - $n_1=6$, $n_2=12$; III - $n_1=12$, $n_2=12$,

1 - положительный тренд, 2 - отрицательный тренд

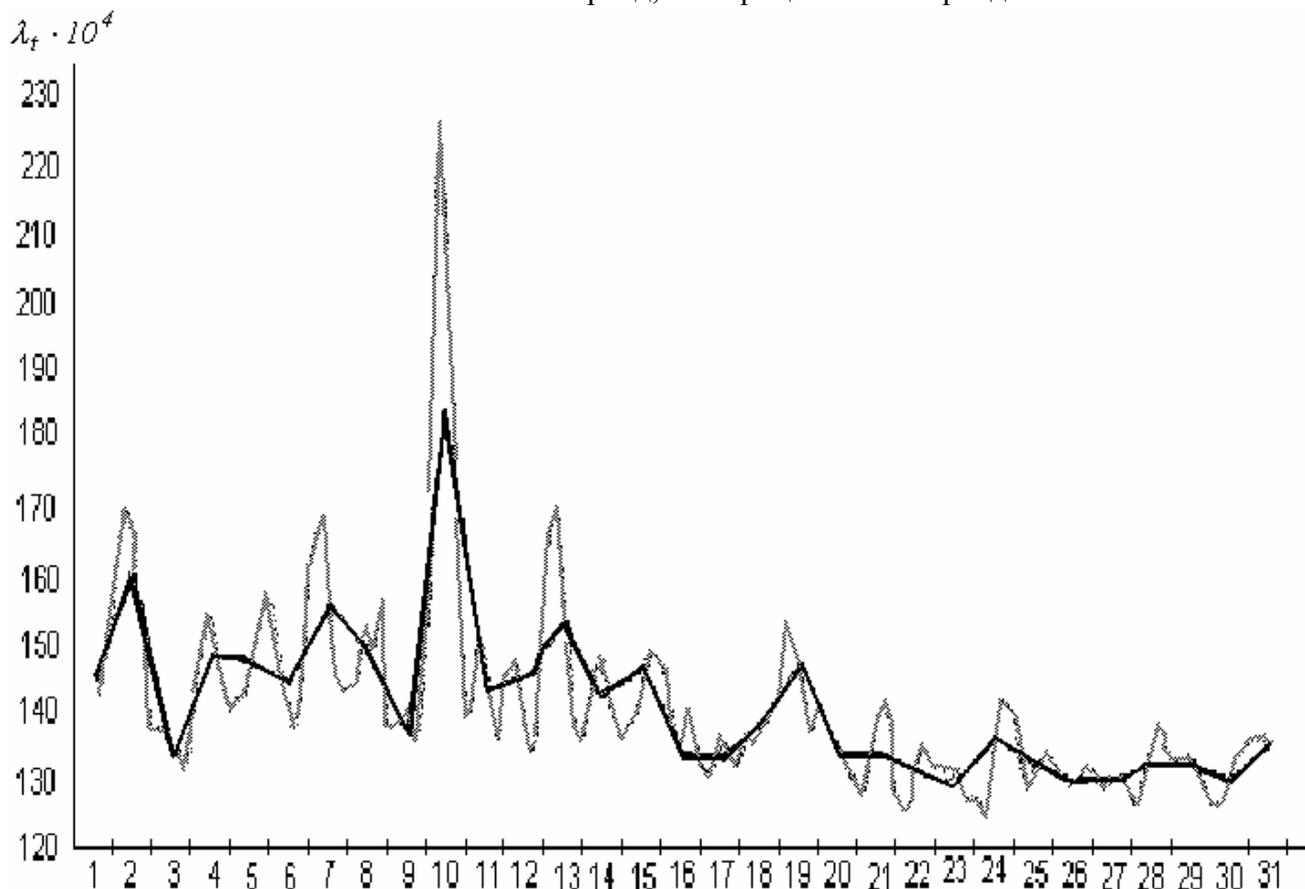


Рис.1.9. Сглаживание ряда фактических КГС за январь

——— - среднесуточные значения; - - - - - оптимальное сглаживание по формуле (1.7.6)

Таблица 1.4

Коэффициенты гидравлического сопротивления (текущие, среднесуточные и сглаженные) по участку магистрального газопровода

Числа января	Номер замера	$\lambda \cdot 10^4$	$\lambda_{cp} \cdot 10^4$	$\tilde{\lambda}_t$	Числа января	Номер замера	$\lambda \cdot 10^4$	$\lambda_{cp} \cdot 10^4$	$\tilde{\lambda}_t$
1	1	143	144	-	9	49	137	137	137,4
	2	141		-		50	134		137,7
	3	142		-		51	141		140,5
	4	152		142,3		52	144		135,2
	5	147		150,0		53	139		137,0
	6	140		151,5		54	129		149,8
2	7	183	161	164,5	10	55	182	184	182,4
	8	162		170,7		56	217		226,0
	9	176		167,3		57	242		213,4
	10	152		156,8		58	187		191,0
	11	143		148,9		59	138		157,0
	12	150		138,6		60	138		139,7

3	13	128	133	137,7	11	61	140	143	140,2
	14	137		137,6		62	166		150,9
	15	140		134,4		63	138		149,3
	16	136		134,1		64	152		141,2
	17	128		132,6		65	128		134,8
	18	132		135,7		66	133		145,4
4	19	147	148	144,0	12	67	156	145	145,7
	20	153		141,8		68	163		147,8
	21	156		153,5		69	125		138,7
	22	148		149,6		70	132		133,3
	23	143		143,1		71	133		137,1
	24	140		140,0		72	160		154,8
5	25	137	147	142,0	13	73	165	153	165,8
	26	148		141,5		74	174		170,2
	27	147		145,4		75	163		159,1
	28	140		151,5		76	145		147,8
	29	161		153,9		77	130		137,0
	30	159		155,7		78	139		134,9
6	31	151	144	152,6	14	79	139	144	142,1
	32	144		144,1		80	148		146,9
	33	137		140,9		81	154		145,6
	34	142		137,1		82	136		142,7
	35	145		141,4		83	137		138,1
	36	148		159,3		84	137		136,1
7	37	183	156	165,8	15	85	139	146	138,3
	38	175		168,7		86	140		138,5
	39	150		163,0		87	138		143,9
	40	153		145,7		88	143		149,2
	41	139		143,4		89	150		148,9
	42	137		142,9		90	168		148,1
8	43	158	148	144,5	16	91	121	134	143,1
	44	138		146,5		92	143		136,9
	45	157		151,8		93	135		134,3
	46	156		148,0		94	138		139,6
	47	140		156,0		95	140		136,3
	48	137		137,9		96	129		133,1
Числа января	Номер замера	$\lambda \cdot 10^4$	$\lambda_{cp} \cdot 10^4$	$\tilde{\lambda}_t$	Числа января	Номер замера	$\lambda \cdot 10^4$	$\lambda_{cp} \cdot 10^4$	$\tilde{\lambda}_t$
17	97	129	133	131,2	25	145	126	132	131,7
	98	135		131,6		146	134		128,3
	99	135		133,9		147	133		130,9
	100	132		134,3		148	129		133,2
	101	134		132,7		149	134		133,6
	102	133		132,2		150	136		133,5
18	103	132	138	135,3	26	151	133	130	130,9
	104	136		134,7		152	126		129,6
	105	142		136,2		153	125		129,1
	106	130		137,8		154	137		129,8

	107	144		140,6		155	130		131,5
	108	146		148,7		156	129		131,7
19	109	157	147	154,2	27	157	131	130	128,8
	110	158		151,0		158	130		129,7
	111	139		147,6		159	127		129,9
	112	141		141,5		160	132		130,1
	113	142		136,3		161	129		130,0
	114	136		140,9		162	131		126,6
20	115	135	134	140,3	28	163	124	132	126,4
	116	150		135,9		164	122		130,4
	117	122		135,2		165	142		134,7
	118	135		133,1		166	141		137,6
	119	134		129,9		167	135		136,7
	120	130		130,6		168	129		132,4
21	121	128	134	127,7	29	169	132	132	132,8
	122	125		131,2		170	136		133,3
	123	138		138,9		171	136		133,7
	124	149		140,8		172	128		132,6
	125	142		138,0		173	131		129,7
	126	122		128,1		174	130		127,1
22	127	121	131	125,5	30	175	124	130	126,0
	128	125		126,6		176	125		127,2
	129	144		132,2		177	129		129,5
	130	127		135,0		178	138		133,2
	131	135		134,5		179	132		134,3
	132	134		131,6		180	135		135,0
23	133	131	129	132,5	31	181	133	135	135,3
	134	131		129,7		182	139		135,6
	135	128		131,4		183	136		135,1
	136	130		130,2		184	131		-
	137	135		127,5		185	137		-
	138	121		127,6		186	137		-
24	139	124	136	126,7					
	140	134		125,5					
	141	129		136,0					
	142	135		141,8					
	143	159		140,8					
	144	134		139,6					

1.7.3. Коэффициент λ (его истинное значение) имеет естественную интерпретацию как характеристика сопротивления определенного участка трубопровода.

Хотя он и может изменяться во времени, но эти изменения, как правило, достаточно медленные. В то же время оценка (1.7.5), сделанная по единовременным замерам расхода, зависит от случайных факторов, не связанных с сопротивлением трубопровода, таких как: ошибки измерений, изменение расхода в период наблюдения и пр. Поэтому вместо (1.7.5)

целесообразно ввести другую оценку или другие оценки, обладающие большей стабильностью. Теория случайных процессов и математическая статистика предлагают различные методы, использование которых оказывается плодотворным для достижения этой цели.

Последовательность значений λ_t представляет собой временной ряд. Для сглаживания случайных возмущений теория временных рядов [19,20] предлагает метод скользящего среднего. Сопоставление рис.1.8 и 1.9 показывает, что переход от исходных оценок, полученных по единовременным замерам, к среднесуточным позволяет существенно уменьшить случайную составляющую. Простое среднее, то есть среднее арифметическое нескольких последовательных членов временного ряда, не является лучшим вариантом сглаживания. Теория предлагает другие методы, основанные в частности на критерии наименьших квадратов. С его помощью получается двухпараметрическая совокупность сглаживающих процедур, параметрами которой служат m - количество точек, по которым ведётся осреднение, и степень сглаживающего полинома p . Например, выбирая $m = 7$, $p = 3$, получим следующую формулу для сглаженного ряда $\tilde{\lambda}_t$ по исходному ряду λ_t

$$\tilde{\lambda}_t = \frac{1}{21}[-2\lambda_{t-3} + 3\lambda_{t-2} + 6\lambda_{t-1} + 7\lambda_t + 6\lambda_{t+1} + 3\lambda_{t+2} - 2\lambda_{t+3}] \quad (1.7.6)$$

Процедура (1.7.6) в применении к примеру 2 дает результат, отраженный на рис. (1.9).

1.7.4. Сглаживание с помощью скользящих средних является одним из способов выявления дрейфа коэффициентов.

В теории случайных процессов принято говорить не о дрейфе, а о тренде временных рядов. Положительный (отрицательный) тренд свидетельствует о наличии неслучайной тенденции к возрастанию (убыванию) КГС, а это в свою очередь является косвенным признаком изменения состояния трубопровода: увеличения местных сопротивлений или появления утечек.

Наличие временного дрейфа КГС должно являться толчком для проведения тех или иных технологических мероприятий. При положительном тренде следует поставить вопрос об очистке трубопровода, при отрицательном тренде (не стимулированном мероприятиями по очистке или ликвидации гидратов) целесообразно в оперативном порядке провести работы по поиску утечек.

Следует, однако, обратить внимание, что все эти выводы справедливы только лишь тогда, когда режим течения не выходит за рамки принятой модели течения, в данном случае из зоны квадратичного трения. При снижении загрузки трубопровода увеличение фактиче-

ских КГС может являться свидетельством перехода в зону смешанного трения из-за уменьшения чисел Рейнольдса (см. п.1.2.3).

Могут быть также другие причины отклонения реальных режимов течения от математической модели за период накопления обрабатываемой информации. Проследивая визуально изменение среднесуточных значений КГС по рис.1.9, нельзя не заметить тенденции к их уменьшению, начиная со 2-й декады января. Расчеты КГС были выполнены без учета изменения температуры транспортируемого газа. Из-за понижения температуры грунта в январе имело место плавное, но постоянное понижение температуры флюида. В скорректированных расчетах с учетом этого фактора, эффект отрицательного тренда исчезает.

1.7.5. Имея дело с обработкой временных рядов, целесообразно пользоваться разными методами для распознавания тренда.

Если результаты, полученные с помощью различных вероятностных моделей, совпадают, то это укрепляет уверенность, что выявленный формальными методами тренд является следствием реальных явлений.

Кроме того, анализ временного ряда, составленного из значений фактических КГС, должен носить многоцелевой характер. Как уже отмечалось, коэффициент λ , являясь характеристикой гидравлического сопротивления трубопровода, имеет вполне определенный физический смысл и в этом своем качестве изменяется, как правило, медленно. Различия, которые должны быть учтены в моделях, воспроизводящих технологические режимы течения, проявляются обычно за период в одну-две недели. В то же время могут иметь место быстрые изменения фактических КГС, например из-за образования гидратных пробок. Это значит, что наряду с обычным, медленным возможен быстрый тренд. Быстрый тренд, как способ оперативного слежения за состоянием трубопровода, должен основываться на текущей информации. Одни из предлагаемых нами методов будут более эффективны для выявления быстрого тренда, другие – для выявления медленного тренда.

Альтернативой временному ряду, имеющему явно выраженную тенденцию к убыванию или возрастанию, является чисто случайный ряд. Предложено несколько критериев для проверки гипотезы о том, что временной ряд - чисто случайный, то есть, что каждый член ряда является случайной величиной, независимой от предыдущих и имеющей с ними одно и то же распределение. Для проверки случайности временного ряда рекомендуются критерии поворотных точек, длины серий, Кендалла [19,20] и др.

Покажем на примере, как работает критерий Кендалла, который хорошо зарекомендовал себя в практических приложениях. Рассмотрим временной ряд, составленный из среднесуточных значений КГС, вошедших в табл.1.4.

Для каждого t ($t=2, \dots, T$) подсчитаем число предшествующих членов, которые меньше λ_t . Сумму этих чисел обозначим через P . Зная P , находим коэффициент ранговой корреляции

$$\tau = \frac{4P}{T(T-1)} - 1. \quad (1.7.7)$$

Математическое ожидание и дисперсия случайной величины τ равны [20] $M\tau=0$, $D\tau = \frac{2(2T+5)}{4T(T-1)}$, а распределение быстро приближается к нормальному с ростом T .

Для ряда среднесуточных значений КГС за январь подсчитываем $P = 111,5$; $\tau = -0,52$; $D\tau = \sigma^2 = (0,196)^2$.

Для проверки гипотезы H_0 о случайности ряда (отсутствии тренда) при альтернативе H_1 о существовании тренда (положительного или отрицательного) критическая область будет состоять из больших по абсолютной величине значений критерия τ/σ . При уровне значимости $\alpha=0,05$ критическая область включает в себя два полубесконечных интервала $(-\infty, -1,96)$, $(1,96, +\infty)$. Выборочное значение критерия $\tau/\sigma = -2,66$ попадает в критическую область, следовательно, гипотеза об отсутствии тренда отвергается. Таким образом, формальная проверка подтверждает вывод, сделанный по общему виду графика λ_{cp} .

1.7.6. Критерий Кендалла использует всю информацию о взаимном расположении членов временного ряда.

Выявление тренда может быть также проведено с помощью двухвыборочных критериев. Эти критерии позволяют сопоставить 2 выборки, например, среднесуточные значения КГС за 2 недели: предшествующую и последующую. При этом двухвыборочные критерии не учитывают взаимное расположение членов, попавших в одну выборку, в примере – порядок следования среднесуточных КГС внутри одной недели. Тем не менее, двухвыборочные критерии очень просты в употреблении, и их можно использовать наряду с другими статистическими моделями, особенно в сомнительных случаях. Двухвыборочные критерии оказываются полезными для выявления быстрого тренда, поэтому их можно рекомендовать для анализа выборки λ_t , полученной по одновременной серии замеров.

С формальной точки зрения проблема наличия тренда решается методами статистического вывода (проверки гипотез). Основную гипотезу H_0 определим как отсутствие тренда. В качестве альтернативы можно выбирать один из трех вариантов: H_1 – тренд существует, H'_1 – тренд положительный, H''_1 – тренд отрицательный.

Одним из практически приемлемых двухвыборочных критериев является критерий Уилкоксона. Техника вычисления этого критерия весьма проста. Пусть сопоставляемые выборки содержат n_1 и n_2 членов. Объединим обе выборки, упорядочив их по возрастанию. Рангом члена i назовем его номер r_i в упорядоченной выборке. Если два или более членов объединенной выборки равны между собой, каждому из них припишем ранг, равный среднему арифметическому их номеров. В качестве критерия выступает сумма рангов первой выборки

$$W = \sum_{i=1}^{n_1} r_i. \quad (1.7.8)$$

Если рассматривается альтернатива H_1 , то гипотеза H_0 об отсутствии тренда отвергается, когда величина W мала или велика. Количественное определение того, какие значения надо считать малыми, дает функция $w(n_1, n_2, \alpha/2)$. Через α здесь обозначен уровень значимости, который надо задать при проверке гипотезы. Чаще всего в технических приложениях пользуются 5%-м уровнем значимости ($\alpha = 0,05$). Функция $w(n_1, n_2, \alpha/2)$ табулирована, ее можно найти в прекрасном издании [21]. Верхние критические значения находятся по формуле $W(n_1, n_2, \alpha/2) = n_1(n_1 + n_2 + 1) - w(n_1, n_2, \alpha/2)$. Таким образом, гипотеза H_0 при альтернативе H_1 не отвергается, если $w(n_1, n_2, \alpha/2) < W < W(n_1, n_2, \alpha/2)$.

При гипотезе H'_1 критическая область будет односторонней; поэтому при выбранном уровне значимости α границу критической области надо выбирать как $w(n_1, n_2, \alpha)$, потому что согласно определению [21] функции $w(n_1, n_2, \alpha)$

$$P\{W \leq w(n_1, n_2, \alpha)\} = \alpha.$$

Гипотеза H_0 отвергается, если $W < w(n_1, n_2, \alpha)$. При альтернативе H''_1 критическая область будет состоять из больших значений критерия. Гипотеза H_0 отвергается, если $W > w(n_1, n_2, \alpha)$.

Применим критерий Уилкоксона для проверки гипотезы H''_1 по значениям λ_t и λ_{cp} из табл.1.4. В качестве первой выборки возьмем среднесуточные КГС за 2-ю десятидневку (11-20 января), а в качестве второй значения КГС за оставшуюся часть месяца (21-31 января).

Гипотеза H_0 об отсутствии тренда сопоставляется с альтернативой H_1'' о наличии отрицательного тренда. Упорядоченная выборка $\lambda_{cp} \cdot 10^4$ имеет вид: 129, 130, 130, 130, 131, 132, 132, 132, 133, 134, 134, 134, 135, 136, 138, 143, 144, 145, 146, 147, 153. Члены 1-й выборки набраны курсивом. Сумма рангов 1-й выборки $W=9+11+11+15+16+17+18+19+20+21=157$. Критическое значение при $\alpha = 0,05$ $W = (10; 11; 0,05) = 220 - w(10;11;0,05) = 220 - 86 = 134$. Таким образом,

$W > W(n_1, n_2, \alpha)$ и гипотеза H_0 отвергается.

Исследуем, как работает критерий Уилкоксона для определения быстрого тренда. В качестве данных обрабатываемого массива возьмем из табл. 1.4 λ_t - значения КГС, вычисленные по результатам одновременных замеров. Используя принцип скользящей выборки, будем сравнивать последние по отношению к текущему моменту n_1 членов с предшествующими n_2 значениями.

При поступлении очередной серии данных о замерах самый “старый” элемент второй выборки вычеркнем, а самый “старый” элемент первой выборки отнесём ко второй выборке. Полученные таким образом выборки тех же объёмов n_1 и n_2 снова сопоставим. Значимая разница между выборками свидетельствует о том, что за период, соответствующий n_1 последним замерам, произошло существенное изменение коэффициентов гидравлического сопротивления.

Для нашего примера примем сначала $n_1 = n_2 = 6$ и будем сравнивать две выборки, каждая из которых получена при обработке замеров за одни сутки. Применяя критерий Уилкоксона с уровнем значимости $\alpha = 0,05$ при двусторонней критической области, проанализируем методом скользящей выборки всю совокупность данных. На рис. 1.8 отмечены случаи существования дрейфа. Так, уже за 2 января коэффициент λ оказался значимо больше, чем за предыдущие сутки. Это показано значком положительного тренда против замера 12 (последнего за 2 января). Затем дрейф отмечается, когда скользящая выборка доходит до замера 4 за 3 января. При этом первая выборка (замеры 11 - 16) значимо меньше второй выборки (замеры 5 - 10). Интересно, какие происходят изменения при увеличении числа членов в выборках? На рис 1.8 показаны все случаи попадания в критическую область

($\alpha = 0,05$) при $n_1 = 6, n_2 = 12$ и $n_1 = n_2 = 12$. Размещение значка положительного или отрицательного тренда определяется замером, только что введённым в первую выборку. Представленные результаты позволяют сделать некоторые выводы. Если $n_1 = 6$, вслед за положительным трендом, как правило, наблюдается отрицательный. Это подтверждает предположе-

ние о возможности использования быстрого дрейфа для контроля за состоянием газопровода. Резкое увеличение коэффициентов чаще всего вызывается образованием гидратов (положительный тренд). Ликвидация гидратов приводит к уменьшению КГС (через 1 – 2 дня наблюдается отрицательный тренд).

Когда первая выборка соответствует двухдневному периоду ($n_I = 12$), в чередовании моментов положительного и отрицательного тренда такой закономерности не наблюдается. Это свидетельствует о том, что для текущего контроля в первую выборку следует включать замеры не более, чем за сутки. Оптимальный объём можно подобрать на более представительном статистическом материале.

Отметим также, что чрезмерно большие значения КГС за 10 января (55 – 58 замеры) не привели к существенному дрейфу. Если же считать $n_I = 4$, скользящая выборка покажет сначала положительный, а затем отрицательный дрейф. Выборка объёма $n_I = 6$ позволяет сгладить столь резкие кратковременные колебания. Возможно этим следует пользоваться, чтобы обойти ошибки, возникающие при измерениях и передаче данных.

Обратим внимание на существенное различие результатов при обработке исходной λ_t и сглаженной λ_{cp} (среднесуточные КГС) выборками. Случайные колебания λ_t фактически заслоняют отрицательный тренд КГС за последние две трети января, который так отчетливо проявляется по динамике среднесуточных КГС.

Существует также ряд других двухвыборочных критериев. Мы не рекомендуем пользоваться критерием знаков, который строится только по разностям последовательных членов временного ряда, но не учитывает их абсолютных значений. Вычислительный эксперимент показывает, что критерий знаков, примененный к выборке КГС, дает трудно интерпретируемые результаты. Двухвыборочный критерий Стьюдента основан на предположении о принадлежности выборки к нормальному распределению и требует большого объема вычислений.

Остается упомянуть еще о том, что наряду с двухвыборочными можно пользоваться критерием, весьма похожим на известный критерий Фишера-Иейтса. В математической статистике вводится понятие мощности критерия, как мерила его качества. Критерий Фишера-Иейтса обладает наибольшей мощностью для проверки гипотезы об отсутствии дрейфа в случае, если выборка принадлежит нормальной совокупности. Это предположение – о распределении по нормальному закону, – как показывает опыт, не должно привести к сколь угодно существенным ошибкам. Техника применения критерия состоит в вычислении ранга

r_i для каждого члена выборки и суммы $R = \sum_{i=1}^n if(r_i, n)$, где $f(r_i, n)$ находится по специальным таблицам [22] и означает математическое ожидание члена с рангом r_i в выборке, содержащей n членов и распределенной по нормальному закону со стандартными значениями параметров. Гипотеза об отсутствии тренда отвергается, если $R < C_1$ или $R > C_2$. Критические значения C_1, C_2 как функции n и уровня значимости α определяются по тем же таблицам. Уязвимым местом этого критерия является необходимость частого обращения к таблицам.

1.7.7. Изменчивость оценок КГС, вычисленных по серии одновременных замеров, побуждает к стремлению получить более стабильные, более обоснованные оценки.

В математической статистике вводится понятие состоятельности точечных оценок, как одно из свойств, характеризующих их качество. Состоятельными называются те оценки, которые стремятся к истинному значению оцениваемых параметров при неограниченном увеличении числа членов выборки. Это означает, что состоятельные оценки тем лучше, чем более представительна выборка, по которой они производятся. Поскольку практически все используемые на практике оценки состоятельны, то с увеличением количества членов выборки точнее определяется оцениваемый параметр. С другой стороны следует заботиться об однородности обрабатываемой совокупности. Для оценки КГС требование однородности - это прежде всего отсутствие тренда. Обращаясь к рис. 1.7, можно видеть, что средние значения КГС по истечению первых двух суток резко меняются. Для получения обоснованных оценок следует обрабатывать либо первую (до скачка), либо вторую часть выборки, но не объединять их. Предположим, что предварительно проведённое исследование показало отсутствие тренда, то есть, однородность обрабатываемой выборки. В этом предположении перейдём к выводу формулы для оценки КГС.

В качестве общего метода для получения точечных оценок математическая статистика рекомендует метод максимального правдоподобия. Рассмотрим совокупность случайных величин $\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_T$, где $\xi_t = y_t - \lambda x_t$ - невязка t -го наблюдения. Для применения метода максимального правдоподобия следует сделать предположение о совместном распределении совокупности. Наиболее естественной является гипотеза о том, что ξ_t независимы и распределены по нормальному закону $\xi_t \in N(0; \sigma^2)$. Формальная проверка с помощью критериев согласия по конкретным данным, взятым из диспетчерских журналов, показывает, что эта гипотеза обычно не отвергается.

Согласно методу максимального правдоподобия неизвестные значения оцениваемых параметров должны отвечать максимуму плотности вероятности выборки. В нашем случае параметрами являются λ и σ , а плотность вероятности имеет вид

$$L(\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_T | \lambda, \sigma) = \prod_{t=1}^T \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left[-(y_t - \lambda x_t)^2 / 2\sigma^2\right]$$

Логарифм плотности вероятности носит название функции правдоподобия

$$\Phi = \ln L = -T \ln \sigma \sqrt{2\pi} - \frac{1}{2\sigma^2} \sum_{t=1}^T (y_t - \lambda x_t)^2.$$

Оценки параметров находятся из условия равенства нулю производных функции Φ по неизвестным параметрам

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \lambda} = \frac{1}{\sigma^2} \sum_{t=1}^T (y_t - \lambda x_t) x_t = 0 \quad (1.7.9)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \sigma} = -\frac{T}{\sigma} + \frac{1}{\sigma^3} \sum_{t=1}^T (y_t - \lambda x_t)^2 = 0.$$

Решая эти уравнения относительно λ и σ , получаем

$$\hat{\lambda}_1 = \frac{\sum_{t=1}^T (x_t + y_t)}{\sum_{t=1}^T x_t^2} \quad (1.7.10)$$

$$\hat{\sigma}_1^2 = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \left(y_t - \hat{\lambda}_1 x_t \right)^2 \quad (1.7.11)$$

Оценки максимального правдоподобия являются асимптотически нормальными (то есть с ростом T распределение отклонений оценок от истинных значений параметров приближается к нормальному), состоятельными, асимптотически несмещёнными (то есть при больших T средние значения стремятся к истинным значениям параметров) и эффективными (то есть при больших T разброс оценок относительно истинного значения параметра минимален).

Существуют и другие подходы к задаче об оценке λ . Эту величину можно рассматривать как коэффициент регрессии в соотношении $Y = \lambda X$. Однако классическая модель регрессионного анализа построена в предположении, что величина X измеряется без ошибки, а Y с ошибкой. В наших условиях это предположение неестественно. X выражается через замеры

расхода, а Y через замеры давления. Точность замера расхода значительно меньше, чем точность замера давления. Поэтому естественнее считать Y детерминированной величиной, пренебрегая ошибками определения давления по сравнению с ошибками расхода. Тогда регрессионную модель следует записать в виде $X = \lambda^{-1}Y$. Оценка коэффициента λ^{-1} получится из условия минимума остаточной суммы квадратов $\sum_t (x_t - \lambda^{-1}y_t)^2$. Таким образом, модель регрессии x на y даёт для КГС оценку

$$\hat{\lambda}_2 = \frac{\sum_{t=1}^T y_t^2}{\sum_{t=1}^T (x_t + y_t)} \quad (1.7.12)$$

Формула (1.7.10) получается из модели регрессии y на x и, следовательно, менее обоснована, чем оценка (1.7.12). Оценкой дисперсии величины $\hat{\lambda}_2^{-1}$ служит остаточная сумма квадратов.

Обобщением регрессионных методов является конфлюэнтный анализ. С его помощью получают оценки параметра λ в соотношении $Y = \lambda X$, если с ошибками измеряются как Y , так и X . Для применения конфлюэнтного анализа нужно знать отношение дисперсий $V = \frac{\sigma_y^2}{\sigma_x^2}$. Определить эту величину нельзя без привлечения дополнительной информации.

Оценить V можно, например, если известны относительные ошибки измерений x и y . Теория даёт следующий результат. Оценка параметра λ получается из решения квадратного уравнения

$$\lambda^2 \sum x_t y_t + \lambda (V \sum x_t^2 - \sum y_t^2) - V \sum x_t y_t = 0. \quad (1.7.13)$$

При $V = 0$ мы имеем неслучайную переменную y . Конфлюэнтный анализ в этом случае должен привести к регрессии x на y . И действительно, ненулевой корень уравнения (1.7.13) определяется по формуле (1.7.12). Если же $V \rightarrow \infty$, то модель конфлюэнтного анализа переходит в модель регрессии y на x . Квадратное уравнение (1.7.13) имеет единственное ненулевое решение, совпадающее с (1.7.10). При промежуточных значениях V из двух корней (1.7.13) следует выбрать корень со знаком $+$. Оценка параметра λ будет лежать между $\hat{\lambda}_1$ и $\hat{\lambda}_2$.

Можно использовать также в качестве оценки среднее арифметическое КГС, полученных по одновременным замерам

$$\hat{\lambda}_3 = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{y_t}{x_t} . \quad (1.7.14)$$

Мерой разброса $\hat{\lambda}_3$ служит выборочная дисперсия

$$S_{\lambda}^2 = \frac{1}{T-1} \sum_{t=1}^T \left(\lambda_t - \hat{\lambda}_3 \right)^2 .$$

Оценка (1.7.14) получает обоснование в предположении, что выборка λ_t взята из нормальной совокупности. Это предположение также обычно не опровергается при проверке по критериям согласия выборочных совокупностей, вычисленных по реальным данным.

Ну и, наконец, складывая соотношения (1.7.2) для всех t , получим

$$\hat{\lambda}_4 = \frac{\sum y_t}{\sum x_t} . \quad (1.7.15)$$

Посмотрим, как работают предложенные методы на конкретном числовом примере. Обработаем данные наблюдений за 1 и 2 ноября ($T=48$), послужившие основой для построения графика на рис.1.7. Вычисления дают $\hat{\lambda}_1 = 0,0182$, $\hat{\lambda}_2 = 0,0185$, $\hat{\lambda}_3 = 0,0186$, $\hat{\lambda}_4 = 0,0184$. Как видно, различия между полученными оценками невелики.

1.8. Статистический подход к обоснованию гидравлической модели течения в трубах

1.8.1. Экспериментальные и аналитические исследования течений в трубопроводах начались не менее 100 лет назад.

Гидродинамика течений в трубах является разделом механики сплошных сред и основана на принципах и методах, характерных для этой отрасли науки. Общий принцип построения моделей состоит в следующем. К элементарному объему сплошной среды применяются физические законы сохранения. В результате получаются системы дифференциальных уравнений, которые вместе с уравнениями состояния используются для описания процесса течения. Такая методологическая конструкция называется редукционизмом. Суть ее состоит в тезисе, что свойства, присущие элементам системы, могут быть перенесены на систему в целом. В более общем толковании редукционизм – это предположение, что высшие формы бытия могут быть сведены к комбинации низших. Зарождение редукционизма

относится ко времени становления механики в ее современном понимании. Начиная с Ньютона, редукционистский подход выступает как базовый методологический принцип физики. Бесспорные успехи физических наук, достигнутые в течение нескольких столетий, могли породить впечатление об универсальном характере подхода, его применимости для исследования любых процессов. Однако именно в физике впервые появились убедительные опровержения редукционизма. Признание принципа неопределенности Шредингера явилось свидетельством того, что существует микромир, где действуют другие законы, которые не могут быть выведены из ньютоновской механики.

Альтернативой к редукционизму является системный подход, исходящий из парадигмы, что система может обладать свойствами, не присущими ее элементам – эмергентными свойствами. Законы, характеризующие поведение системы, могут быть выявлены только по наблюдениям за системой в целом. Системный подход является краеугольным камнем многих описательных наук. Одним из приемов построения моделей в рамках системного подхода является принцип “черного ящика”. Согласно этому принципу зависимость между входными и выходными параметрами строится по результатам наблюдений, по статистическому материалу, без проникновения во внутренние, причинные механизмы протекающих процессов.

Традиционные модели течения в трубах, построены как “серый ящик”: в уравнения, вытекающие из законов механики сплошной среды, введен поправочный множитель - коэффициент гидравлического сопротивления (КГС). Интересно, однако, подойти к тому же процессу с общих позиций. Модели течения в трубопроводах нужны для исследовательских, проектных и эксплуатационных расчетов. Расчетная модель, построенная для целей эксплуатации, для оперативного управления режимами иногда оказывается далекой от реального объекта. Еще раз обратимся к данным рис.1.7. Среднее значение фактического КГС за 1-2 ноября почти в 2 раза превышает теоретическое, равное для рассматриваемого трубопровода 0,0096. Это очень значительное отклонение. Возникает вопрос, насколько адекватно расчетная модель отражает реальную ситуацию. Если считать, что увеличение КГС вызвано местными сопротивлениями, то влияние местных сопротивлений сопоставимо с влиянием шероховатости внутренней поверхности трубы, определяющей касательные напряжения на стенке.

Воспроизведение реальных режимов на моделях требуется для целей управления. Управление же проводится в соответствии с текущими замерами - информацией о параметрах потока. Следовательно, расчетная модель должна быть соотнесена с качеством замеров.

В соответствии с принципом “черного ящика” в основе построения моделей лежит статистическая информация. Проведем исследование, пользуясь данными из диспетчерских журналов газотранспортных предприятий.

Перепишем формулу, связывающую давление на концах линейного участка газопровода с расходом по нему, в виде

$$\Delta p^2 = A q^2, \quad (1.8.1)$$

где $\Delta p^2 = p_n^2 - p_k^2$, A - обобщенный коэффициент. Модель (1.8.1) справедлива для стационарного режима течения. Результаты, изложенные в п.1.5.3, позволяют уточнить модель. Реальные режимы течения в магистральных газопроводах не бывают строго стационарными. Если считать, что величина q из формулы (1.8.1) равна среднему арифметическому ее значений на концах участка $q = (q_n + q_k) / 2$, то формула будет справедлива и для нестационарных режимов. В дальнейшем статистическом исследовании для сглаживания ошибок и эффекта нестационарности q будет означать среднесуточные значения расхода по участку газопровода.

Зависимостью обобщенного коэффициента A от давления и расхода можно пренебречь, если есть уверенность, что течение находится в зоне квадратичного трения. Погрузим соотношение (1.8.1) в более общее семейство, содержащее параметр α ,

$$\Delta p^2 = A q^\alpha. \quad (1.8.2)$$

Основная идея статистического подхода состоит в оценке параметров A и α . Если коэффициент α близок (в определенном смысле) к 2, то соотношение (1.8.1) удовлетворительно описывает эксплуатационные данные. Может случиться, что α близок к 1. В этом случае следовало бы стремиться к построению более простой - линейной - расчетной модели. К линейным по расходу балансовым уравнениям добавлялось бы линейное уравнение, характеризующее закон сопротивления.

Линеаризуем соотношение (1.8.2), взяв логарифмы от обеих его частей. Для замера с номером t получим

$$Y_t = \beta + \alpha X_t \quad (1.8.3)$$

где $Y_t = \ln \Delta p_t^2$, $X_t = \ln q_t$, $\beta = \ln A$.

Формула (1.8.3) позволяет использовать стандартные статистические методы: регрессионный и конъюнктный анализ. Так же, как в модели (1.7.2), X_t , Y_t считаются точными, но неизвестными значениями параметров. Известны же вычисляемые по замерам x_t , y_t , которые,

однако, содержат ошибки $\delta X_t, \delta Y_t$. Взаимосвязь введенных величин выражается формулой (1.7.3). Применение регрессионного и конфлюэнтного анализа оправдано, в том случае, когда величины x_t, y_t распределены по нормальному закону. Обработка данных эксплуатации показывает, что гипотеза о нормальности распределения в большинстве случаев не бывает отвергнута.

Для того, чтобы получить оценки коэффициентов α и β , построим функцию правдоподобия

$$L(x_t, y_t, X_t, \alpha, \beta, \sigma_x^2, \sigma_y^2) = \frac{1}{(2\pi\sigma_x\sigma_y)^T} \times \\ \times \exp\left[-\frac{1}{2\sigma_x^2} \sum_{t=1}^T (x_t - X_t)^2 - \frac{1}{2\sigma_y^2} \sum_{t=1}^T (y_t - \beta - \alpha X_t)^2\right].$$

Приравнивая к нулю производные $\ln L$ по неизвестным параметрам $x_t, \beta, \alpha, \sigma_x, \sigma_y$, получим систему уравнений конфлюэнтного анализа [27]

$$\begin{aligned} \frac{x_t - X_t}{\sigma_x^2} + \frac{\alpha}{\sigma_y^2} [y_t - (\beta + \alpha X_t)] &= 0 \\ \frac{1}{\sigma_y^2} \sum_{t=1}^T X_t [y_t - (\beta + \alpha X_t)] &= 0 \\ -\frac{T}{\sigma_x} + \frac{1}{\sigma_x^3} \sum_{t=1}^T (x_t - X_t)^2 &= 0 \\ -\frac{T}{\sigma_y} + \frac{1}{\sigma_y^3} \sum_{t=1}^T [y_t - (\beta + \alpha X_t)] &= 0 \end{aligned} \quad t = 1, \dots, T \quad (1.8.4)$$

Решение системы, которое и является оценкой максимального правдоподобия, будем обозначать “крышкой” сверху. Из системы (1.8.4) следует соотношение $\hat{\sigma}_y^2 = \hat{\alpha}^2 \hat{\sigma}_x^2$. Оно свидетельствует о том, что метод максимального правдоподобия устанавливает между оценками параметров определенную взаимосвязь, которой сами параметры удовлетворять не обязаны. Следовательно, без дополнительных предположений нельзя получить состоятельные оценки методом максимального правдоподобия. Можно, например, (так же, как и в п.1.7.7) считать известным отношение дисперсий v . Через величину v выражаются все оценки неизвестных параметров

$$\hat{\alpha} = \frac{S_y^2 - \nu S_x^2 + \left[(S_y^2 - \nu S_x^2)^2 + 4\nu S_{xy}^2 \right]^{1/2}}{2S_{xy}}, \quad \hat{\beta} = \bar{y} - \hat{\alpha}\bar{x}, \quad (1.8.5)$$

$$\hat{X}_t = \frac{\nu x'_t + \alpha y'_t}{\nu + \hat{\alpha}^2}, \quad T\hat{\sigma}_x^2 = \sum_{t=1}^T (x'_t - \hat{X}_t)^2, \quad T\hat{\sigma}_y^2 = \sum_{t=1}^T (y'_t - \hat{\alpha}\hat{X}_t)^2,$$

где \bar{x}, \bar{y} - средние значения, $x'_t = x_t - \bar{x}$, $y'_t = y_t - \bar{y}$,

$$S_x^2 = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T x_i'^2, \quad S_y^2 = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T y_i'^2, \quad S_{xy} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T x_i' y_i'.$$

При $\nu = 0$ модель конфлюэнтного анализа приводит к регрессии x на y , а при $\nu = \infty$ к регрессии y на x . Нами в дальнейшем проведена статистическая обработка с использованием значений $\nu = 0, 1, \infty$. Можно ожидать, что при этом получится достаточно полное представление о зависимости оценок от параметра ν .

1.8.2. Соотношение (1.8.2) охватывает большинство эмпирических зависимостей, используемых при расчетах систем газоснабжения.

Для течения капельных жидкостей следует перейти от Δp^2 к напору Δp и соответствующим образом интерпретировать величину Y в формуле (1.8.3). В проведенном ниже анализе использовались данные эксплуатации магистральных газопроводов. Требовалось выяснить, насколько лучше традиционное соотношение (1.8.1) или его обобщение (1.8.2), чем другие простейшие виды взаимосвязи режимных параметров p_n, p_k, q . Для определения того, что значит лучше, надо ввести количественный критерий. Нами были использованы стандартные критерии, рекомендуемые математической статистикой.

Наряду с соотношением (1.8.2) рассматривались 4 двухпараметрических семейства функций:

- линейное по давлению

$$p_n - p_k = \Lambda q^\alpha, \quad (1.8.6)$$

- соотношение (1.8.1) с добавленным свободным членом

$$\Delta p^2 = \Lambda q^2 + \Lambda_0, \quad (1.8.7)$$

- линейное по расходу

$$\Delta p^2 = \Lambda q + \Lambda_0, \quad (1.8.8)$$

- линейное по давлению и расходу

$$p_n - p_k = Aq + A_0. \quad (1.8.9)$$

В регрессионных моделях ($\nu = 0$ и $\nu = \infty$) можно осуществить стандартные процедуры проверки гипотез и построения доверительных интервалов, например, в случае линейной регрессии Y на X ($\nu = \infty$) мерой взаимосвязи зависимой переменной Y и независимой X служит корреляционное отношение (называемое также множественным коэффициентом детерминации)

$$R^2 = \frac{TS_y^2 - R_2^2}{TS_y^2}, \quad (1.8.10)$$

где R_2^2 - остаточная сумма квадратов

$$R_2^2 = \sum_{t=1}^T \left(y_t' - \hat{\alpha} x_t' \right)^2. \quad (1.8.11)$$

Для проверки гипотезы $H_0: \alpha = j$ в модели (1.8.2), следует подсчитать остаточную сумму квадратов при условии $\alpha = j$

$$R_{1j}^2 = \sum_{t=1}^T \left(y_t' - j x_t' \right)^2 \quad (1.8.12)$$

и воспользоваться критерием Фишера¹

$$F_j = \frac{R_{1j}^2 - R_2^2}{1} : \frac{R_{1j}^2}{T - 1}. \quad (1.8.13)$$

Если $F_j > F_{kp}(1, T - 1)$, то гипотеза H_0 отвергается. Особый интерес представляют случаи $j=1$ и $j=2$, то есть соответственно линейная зависимость от q и общепринятая формула (1.8.1).

Регрессия X на Y исследуется так же с естественной корректировкой формул (1.8.10) - (1.8.12).

В общем случае $\nu \neq 0, \infty$, можно построить доверительный интервал для угла наклона θ прямой (1.8.3) к оси X :

¹ Нижний индекс (или, если индексов 2, то первый из них) в остаточной сумме квадратов означает количество параметров модели. Например, R_2^2 - вычисляется по оценкам двух параметров α, β ; R_{1j}^2 - вычисляется по модели с единственным параметром β .

$$\hat{\theta} \pm \frac{1}{2} \arcsin \left\{ 2t_{\gamma} \left[\frac{1}{T-2} \frac{\nu(S_y^2 S_x^2 - S_{xy}^2)}{(S_y^2 - \nu S_x^2)^2 + 4\nu S_{xy}^2} \right]^{1/2} \right\}, \quad (1.8.14)$$

где t_{γ} - квантиль распределения Стьюдента с $T-2$ степенями свободы, отвеча-

Таблица 1.5

Среднесуточные значения давления и расхода по участку 3.

t	p_{nt}	p_{kt}	q_t
1	52,9	35,1	15,1
2	52,9	35,2	14,8
3	52,5	34,8	15,1
4	52,9	35,7	15,0
5	51,9	34,3	14,8
6	50,9	33,4	14,8
7	50,4	32,8	14,6
8	51,0	30,9	15,4
9	51,8	32,3	15,4
10	52,3	32,3	15,9
11	53,1	32,5	16,1
12	52,9	32,3	16,1
13	52,7	32,7	16,0
14	52,5	32,1	16,1
15	52,7	31,9	16,2
16	53,0	32,2	16,2
17	52,7	32,2	16,0
18	52,2	32,9	15,7
19	53,3	33,0	16,3
20	52,5	33,1	15,9
21	52,9	33,2	15,9
22	51,2	32,9	15,6
23	51,2	32,8	15,1
24	52,2	33,1	15,6
25	51,7	32,6	15,5
26	51,9	32,9	15,5
27	50,4	31,9	15,2
28	51,6	31,6	15,9
29	52,0	32,0	15,8
30	51,9	31,8	15,7

ющая заданной доверительной вероятности γ . В соответствии с этим строится доверительный интервал для $\alpha = \operatorname{tg} \theta$.

1.8.3. Представим результаты обработки данных, взятых из диспетчерских журналов по участку магистрального газопровода (участок 3).

Исходная информация - средние за сутки значения давления в начале p_n и конце p_k участка и суточные расходы - представлена в табл. 1.5.

Оценки коэффициентов α и β , вычисленные по формуле (1.8.5) при $\nu = 0, 1, \infty$, приведены в табл.1.6.

Таблица 1.6

Результаты обработки измерений с использованием соотношения (1.8.2)

ν	$\hat{\alpha}$	$\hat{\beta}$	$\hat{\Lambda} = \exp \hat{\beta}$	R_2^2	R_{11}^2	R_{12}^2	R^2
0	1,903	2,174	8,794	$0,3280 \cdot 10^{-2}$	$0,2436 \cdot 10^{-1}$	$0,3318 \cdot 10^{-2}$	0,882
1	1,852	2,316	10,130	-	-	-	-
∞	1,690	2,758	15,770	$0,1048 \cdot 10^{-1}$	$0,2436 \cdot 10^{-1}$	$0,1327 \cdot 10^{-1}$	0,882

Регрессия Y на X имеет вид $\hat{y} = 2,758 + 1,690x$. Проверяем гипотезу $H_0: \alpha = 2$ при альтернативе $H_1: \alpha \neq 2$. При уровне значимости 0,05 $F_{кр} = 4,17$. Значение критерия (1.8.13) $F_2 = 6,094$. Значит, гипотезу H_0 нужно отвергнуть. Другими словами, пользоваться формулой (1.8.1) для данной выборки нельзя. Точно также отвергается гипотеза $H_0: \alpha = 1$. Оценка $\hat{\alpha} = 1,690$ довольно далеко отстоит от значений 1 и 2.

Взяв регрессию регрессию X на Y $\hat{x} = \frac{y}{1,903} - \frac{2,174}{1,903}$, получим несколько другие

выводы: гипотеза $H_0: \alpha = 2$ не отвергается, а гипотеза $H_0: \alpha = 1$ отвергается, что можно было ожидать из-за близости оценки $\hat{\alpha} = 1,903$ к 2.

В соответствии с формулой (1.8.14) 90% доверительный интервал для α при $\nu = 1$ равен $[1,6577; 2,084]$. Из того факта, что в этот интервал значение 2 попадает, а 1 не попадает, следует: гипотеза $H_0: \alpha = 2$ при уровне значимости 0,1 не будет отвергнута, а гипотеза $H_0: \alpha = 1$ должна быть отвергнута.

При использовании модели (1.8.6) корреляционное отношение (1.8.10) оказалось равным 0,8505, что хуже, чем для модели (1.8.2). Оценки коэффициента α для $\nu = 0, 1, \infty$ рав-

ны соответственно 2,069; 2,001; 1,760. Отсюда следует, что выбор $\alpha = 2$ (квадратичная зависимость) весьма естественен.

При анализе моделей (1.8.7) - (1.8.9) особый интерес представляет вопрос о значимости свободного члена - коэффициента A_0 . Используя предписания математической статистики, для ответа на этот вопрос надо выполнить следующую процедуру. Полагаем $A_0 = 0$

и находим оценку коэффициента $\hat{\Lambda}$, как это было сделано в п.1.7.7. Соответствующую остаточную сумму квадратов $R_1^2 = \sum_{t=1}^T (y_t - \hat{\Lambda}x_t)^2$ сравниваем с остаточной суммой квадратов

R_2^2 по критерию Фишера

$$F = \frac{R_1^2 - R_2^2}{1} \cdot \frac{R_1^2}{T - 1}. \quad (1.8.15)$$

Гипотеза $H_0: A_0 = 0$ отвергается, если критерий F превышает $F_{кр}(1, T - 1)$.

При обработке данных по участку 3 значение F для модели (1.8.7) оказалось равным 7,2, что превышает критическое значение не только при 5 %, но и при 2,5% уровне значимости. Другими словами, значение A_0 в формуле (1.8.7) надо сохранять.

В табл. 1.7 включены некоторые показатели, позволяющие сопоставить модели на рассматриваемом примере: значения выборочного коэффициента корреляции $r = S_{xy} / S_x S_y$, корреляционное отношение R^2 , а также оценки параметров $\hat{\alpha}, \hat{\Lambda}, \hat{A}_0$.

По значениям величины R^2 сопоставляемые зависимости можно разделить на две группы: 1-я группа – зависимости (1.8.2), (1.8.7), (1.8.8), для которых R^2 близко к 0,89; 2-я группа – зависимости (1.8.6), (1.8.9), для которых R^2 близко к 0,85. Это значит, что соотношения, содержащие перепад квадрата давления, в данном случае несколько лучше описывают опытные данные, чем соотношения, содержащие перепад давления. Однако отличие их друг от друга не слишком существенно. Соотношения (1.8.2), (1.8.7), (1.8.8) практически эквивалентны, использование любого из них одинаково оправдано по формальным статистическим критериям.

Таблица 1.7

Сопоставление соотношений (1.8.2),(1.8.6)-(1.8.9)

Соотношение	№ формулы	r	R^2	$\hat{\Lambda}$	$\hat{\alpha}$ или \hat{A}_0
-------------	-----------	-----	-------	-----------------	--------------------------------

$\Delta p^2 = \Lambda q^\alpha$	2	0,9424	0,882	1,903	8,7940
$\Delta p = \Lambda q^\alpha$	6	0,9222	0,8505	2,069	0,0655
$\Delta p^2 = \Lambda q^2 + \Lambda_0$	7	0,9442	0,8915	5,738	242,70
$\Delta p^2 = \Lambda q + \Lambda_0$	8	0,9431	0,8894	177,5	-1228
$\Delta p = \Lambda q + \Lambda_0$	9	0,9221	0,8503	2,162	-14,42

Таким образом, достаточно ввести два коэффициента в уравнение регрессии, для того чтобы независимо от вида функционального соотношения (из числа рассматриваемых) получить приближения примерно одного качества. Оценки коэффициентов Λ в соотношениях (1.8.2), (1.8.6), (1.8.9) сильно отличаются друг от друга. Это и естественно, так как коэффициент – размерная величина, то есть зависит от единиц измерения расхода и давления.

1.8.4. Для выбора формы зависимости между параметрами потока по участку следует проанализировать данные о режимах течения за некоторый период времени, проследить динамику изменения оценок коэффициентов и корреляционного отношения, сопоставить качество различных приближений и устойчивость во времени относительной градации этих приближений по качеству.

Приведем некоторые результаты массовой обработки диспетчерских данных по различным газопроводам страны. В проведенном исследовании выбирались участки, расположенные непосредственно до или после пунктов замеров расхода и не содержащие существенных путевых отборов. В качестве исходных данных брались среднеарифметические (за сутки) значения величин p_n , p_k , q .

Некоторые участки проанализированы более тщательно, обработаны результаты замеров за несколько месяцев. В других случаях объем обработки был меньше.

В процессе работы выяснилось, что обязательно следует проводить предварительный анализ и отсеивать резко выделяющиеся наблюдения. Такие наблюдения, причиной которых являются, в частности, аварийные ситуации, сильно влияют на оценки коэффициентов. Отсев проводился визуально после построения корреляционного поля. В сомнительных случаях проверялась аномальность наблюдения с помощью статистических методов. Поскольку методика основана на предположении о нормальности закона распределения ошибок замеров, для некоторых выборок была проверена гипотеза о нормальности по критерию Пирсона. Во

всех проверенных случаях не было оснований отвергать гипотезу.

Таблица 1.8

Проверка гипотез (участок 3).

п	М	Р						С		
	о-дель	ег- рессия	ипо- теза	е- кабрь	н- варь	в- густ 3	ен- тябрь	н- варь 4	арт	п- рель
1		$\ln \Delta p^2$	$\alpha=0$	-	-	-	-	-	-	-
2			$\alpha=1$	-	-	-	-	-	-	-
3		на $\ln q$	$\alpha=2$	-	-	+	+	+	-	+
1.8.2-----										
4		$\ln q$ на	$\alpha=0$	-	-	-	-	-	-	-
5			$\alpha=1$	-	-	-	-	-	-	-
6		$\ln \Delta p^2$	$\alpha=2$	-	+	+	-	-	+	+

7		$\ln \Delta p$	$\alpha=0$	-	-	-	-	-	-	-
8			$\alpha=1$	-	-	-	+	+	-	-
9		на $\ln q$	$\alpha=2$	-	-	-	+	+	+	+
1.8.6-----										
10		$\ln q$ на	$\alpha=0$	-	-	-	-	-	-	-
11			$\alpha=1$	-	-	-	-	-	-	-
12		$\ln \Delta p$	$\alpha=2$	-	+	+	-	-	-	+
13		Δp^2	$\Lambda=0$	-	-	-	-	-	-	-
14		на q^2	$\Lambda_0=0$	-	-	+	+	+	+	+
1.8.7-----										
15		q^2 на	$\Lambda=0$	-	-	-	-	-	-	-
16		Δp^2	$\Lambda_0=0$	-	+	+	-	-	+	+

17		Δp^2	$\Lambda=0$	-	-	-	-	-	-	-
18		на q	$\Lambda_0=0$	-	-	-	-	+	-	-
1.8.8-----										
19		q на	$\Lambda=0$	-	-	-	-	-	-	-

20	Δp^2	$A_0=0$	-	-	-	-	-	-	-

21	Δp	$A=0$	-	-	-	-	+	-	-
22	на q	$A_0=0$	-	-	-	+		-	-
1.8.9-----									
23	q на	$A=0$	-	-	-	-	+	-	-
24	Δp	$A_0=0$	-	-	-	-		-	-

Выводы, которые могут быть сделаны с помощью статистического анализа, во многом характеризуют метрологическое обеспечение системы. При улучшении точности замеров, особенно замеров расхода, увеличении количества измеряемых параметров ситуация может коренным образом измениться.

Приведем результаты проверки гипотез в процессе обработки диспетчерских данных по участку 3 за несколько месяцев (табл. 1.8)

Знак “-” свидетельствует о том, что проверяемая гипотеза неверна. Если же по выборке нельзя утверждать, что гипотеза неверна, то поставлен знак “+”. Уровень значимости при проверке гипотез во всех расчетах для этого и других участков принимался равным 0,05. Для каждой регрессии проверена гипотеза о значимости $H_0: \alpha=0$ (либо $A=0$). Если регрессия незначима, то выборку нецелесообразно подвергать дальнейшему анализу и делать по ней какие-либо выводы.

Регрессия оказалась незначимой только в одном случае: модель (1.8.9) в применении к данным за январь (графа 5). В этой выборке коэффициент корреляции оказался лежащим в пределах от 0,38 до 0,52 (в зависимости от модели). Столь слабая степень коррелированности свидетельствует, повидимому, о существенных ошибках в информации, причина которых не была выяснена.

Гипотеза $\alpha = 1$ была отвергнута в большей части случаев, а гипотеза $\alpha = 2$ менее, чем в половине случаев. Следовательно, зависимость от квадрата расхода в среднем более оправдана в моделях (1.8.2),(1.8.6), чем линейная зависимость.

Обратим также внимание на то, что гипотеза $A_0 = 0$ отвергнута в модели (1.8.6) в 5 случаях из 7. А в моделях (1.8.8),(1.8.9) только в одном случае, если исключить выборку из графы 5.

Данные по коэффициентам корреляции и корреляционному отношению (которые здесь не приводятся) показывают, что, как правило, модели (1.8.2),(1.8.7),(1.8.8) дают лучшие

результаты, чем модели (1.8.6),(1.8.9). В то же время не удастся установить преимущество модели (1.8.7) перед (1.8.8).

Статистический анализ штатных измерений режимных параметров позволяет сделать определенные выводы о возможном уточнении расчетных процедур при оперативном управлении трубопроводными системами.

- Применяемая в настоящее время формула (1.8.1) может оказаться недостаточной и ее следует заменить соотношением (1.8.7).
- Модель (1.8.7) может оказаться сопоставимой с более простой, линейной по q моделью (1.8.8).
- Следует пользоваться разными формулами для оценки коэффициента A , в зависимости от того, в каких расчетах предполагается применить коэффициент. Если соотношение предполагается использовать для вычисления Δp^2 через расход, целесообразно полагать $\nu = \infty$ (регрессия Δp^2 на q^2 или q), если же для вычисления расхода через Δp^2 , то $\nu = 0$ (регрессия q^2 или q на Δp^2).

Рекомендации по результатам статистического анализа отвечают определенному уровню метрологического оснащения трубопроводной системы и действительны только для рассматриваемого объекта и текущего момента времени.

Статистический анализ целесообразно сделать обязательной процедурой обработки диспетчерских данных, включив его в информационные системы управления магистральными трубопроводами и региональными системами трубопроводов.

1.9. Модели насосов и компрессоров

Насосы (на жидкостных трубопроводах) и компрессоры (на газопроводах) являются управляемыми элементами системы. Управление достигается изменением количества машин, находящихся под нагрузкой, схемы включения и скорости вращения, когда это допускается конструкцией. Нерегулируемые по числу оборотов компрессоры управляются дросселированием (понижением) давления газа на входе или перепуском части газа с выхода на вход через байпасный кран (байпасирование). Наибольшее распространение имеют центробежные машины с приводом от электродвигателя или газовой турбины.

Для моделирования режимов трубопроводов интерес представляют характеристические кривые машин. Обычно пользуются напорной, мощностной и КПД характеристиками.

Характеристики жидкостных насосов задают в виде

$$H = f_1(q), N = f_2(q), \eta = f_3(q),$$

где H - напор, N – мощность на валу, η - КПД, отношение полезной мощности к потребляемой. Характеристики получают опытным путем при работе на воде. В случае весьма вязких нефтей характеристики пересчитывают в соответствии со специальными инструкциями. Для компьютерных расчетов функции $f_i(q)$ ($i=1,2,3$) приближают полиномами. Иногда оказывается достаточно двухпараметрического приближения

$$H = K - Aq^2. \quad (1.9.1)$$

В других случаях рабочий диапазон расходов разбивают на части, в каждой из которых используется свое приближение, например, вида (1.9.1) с различными коэффициентами K и A .

Характеристические кривые компрессорных агрегатов доставляют больше хлопот. В России принято пользоваться приведенными характеристиками С.Н.Синицына. Изучение течений в сложных конструкциях является предметом технической термодинамики. Этот раздел науки базируется на эксперименте, но использует и некоторые теоретические результаты. В частности экспериментальные данные обобщаются и переносятся с конструкций одного размера на другие с помощью законов подобия. Из теории подобия и размерности следует, что соотношения между параметрами газового потока должны сохраняться при условии неизменности безразмерных переменных

$$\frac{Q}{nD^3} = const, \quad \frac{gH}{n^2 D^2} = const, \quad \frac{gN}{\gamma n^3 D^5} = const. \quad (1.9.2)$$

В соотношениях (1.9.2) Q – объемный расход флюида, n – число оборотов, N – потребляемая мощность, γ - удельный вес, H – напор, D – характерный размер, в качестве которого обычно принимается диаметр колеса нагнетателя. Все режимные параметры берутся на входе в нагнетатель. Постоянный множитель $g = 9.81 \text{ м/с}^2$ в последних двух безразмерных комплексах обычно опускают. Для серийных машин одного типа соотношения (1.9.2) дают

$$\frac{Q}{n/n_0} = const, \quad \frac{H}{(n/n_0)^2} = const, \quad \frac{N}{\gamma(n/n_0)^3} = const.. \quad (1.9.3)$$

Для удобства в (1.9.3) взята относительная скорость вращения n/n_0 , где n_0 – постоянный множитель, эталонное число оборотов. Первый безразмерный комплекс

$x = Q \frac{n_0}{n}$ принимается в качестве аргумента характеристических функций нагнетателя.

Форма 2-го безразмерного комплекса свидетельствует о естественности (термодинамической обусловленности) соотношения

$$\frac{H}{zRT} = y^2 \varphi(x), \quad (1.9.4)$$

где $y = \frac{n}{n_0} \sqrt{\frac{z_0 R_0 T_0}{zRT}}$, z_0, R_0, T_0 – некоторые фиксированные, эталонные значения. Соотношение (1.9.4) надо рассматривать как эмпирически установленный факт: безразмерная величина $\frac{n_0}{n} H$ зависит лишь от приведенного объемного расхода x .

Как известно, в физике рассматриваются изотермические и адиабатические процессы сжатия газа. Последний из них характеризуется соотношением $p\rho^{-k} = const$, где ρ – плотность газа, $k = 1,4$ – показатель адиабаты. Процесс сжатия в нагнетателе близок к адиабатическому, но он, однако, сопровождается оттоком тепла во внешнюю среду. Такой процесс называют политропическим, характеризуя его равенством

$$p\rho^{-m} = const. \quad (1.9.5)$$

Число m – показатель политропы – больше 1, но меньше $k = 1,4$. Важную роль при построении характеристик играет известное термодинамическое соотношение

$$\frac{H}{zRT} = \frac{m}{m-1} \left(\varepsilon^{\frac{m}{m-1}} - 1 \right). \quad (1.9.6)$$

Центробежные нагнетатели работают при сравнительно небольших степенях сжатия. Как показывает анализ, в рабочем диапазоне правая часть равенства (1.9.6) очень слабо зависит от m , то есть

$$\frac{m}{m-1} \left(\varepsilon^{\frac{m}{m-1}} - 1 \right) \approx \omega(\varepsilon). \quad (1.9.7)$$

Функция $\omega(\varepsilon)$ при $1,08 \leq \varepsilon \leq 1,30$ с достаточной точностью аппроксимируется квадратным трехчленом

$$\omega(\varepsilon) = -0,2578\varepsilon^2 + 1,489\varepsilon - 1,2301. \quad (1.9.8)$$

Из соотношений (1.9.4), (1.9.6), (1.9.7) следует

$$y^2 \varphi(x) = \omega(\varepsilon). \quad (1.9.9)$$

Функция $\varphi(x)$ характеризует тип компрессора. Напорная характеристика нагнетателя зависит от двух переменных $\varepsilon = \varepsilon(x, y)$. В графическом виде она представляется обычно как пучок кривых в зависимости от x при различных значениях y (рис. 1.10). Вместо функции $\varphi(x)$ для нагнетателя можно воспользоваться единичной характеристикой $\varepsilon_0(x) = \varepsilon(x, 1)$. Формула (1.9.9) дает непосредственное выражение для $\varphi(x)$

$$\varphi(x) = \omega(\varepsilon_0); \quad (1.9.10)$$

и наоборот, единичная характеристика ε_0 определяется как положительный корень уравнения (1.9.10). Формула (1.9.9) позволяет с единичной характеристики произвести пересчет на другие значения y , так как

$$y^2 \omega[\varepsilon_0(x)] = \omega(\varepsilon). \quad (1.9.11)$$

В работе [24] предлагается правую часть соотношения (1.9.6) раскладывать в ряд Тейлора в точке $\varepsilon = 0$, сохраняя 2 первые члена ряда. В этом случае для пересчета характеристик получится также формула (1.9.9), где $\omega(\varepsilon) = \varepsilon - I$.

Определенную вольность в пересчете характеристик вполне можно допустить, учитывая приближенный характер соотношений технической термодинамики. Исходные данные для построения напорной характеристики $\varepsilon_0(x)$ [или функции $\varphi(x)$] получаются путем специальных испытаний на заводе-изготовителе или при промышленной эксплуатации. Чем в более широком диапазоне изменяются параметры во время эксперимента, тем больше достоверность результатов. Пересчет на стандартные условия и единичную характеристику производится по определенным правилам, которые можно слегка варьировать, но обратный пересчет (при моделировании) должен производиться по тем же самым правилам.

Помимо напорной характеристики вводятся также обычно мощностная и КПД характеристики (рис. 1.10). Пользуясь последним соотношением в (1.9.3), мощностную характеристику строят в виде

$$N = \gamma \left(\frac{n}{n_0} \right)^3 v(x) \quad (1.9.12)$$

Рис 1.10

Политропический КПД $\eta(x)$ определяется соотношением

$$\frac{m-1}{m} = \frac{k-1}{k\eta(x)} \quad (1.9.13)$$

Если учесть уравнение состояния реального газа, то из (1.9.5) получим

$$\frac{(zRT)_n}{zRT} = \varepsilon^{\frac{m-1}{m}}, \quad (1.9.14)$$

где индекс n показывает, что величины относятся к условиям нагнетания. Из этого соотношения можно определить $(m-1)/m$ и, следовательно, $\eta(x)$, если измерены давление и температура на входе и выходе нагнетателя. Соотношение (1.9.14) используется для определения $\eta(x)$ по данным эксперимента или натурным наблюдениям.

Считая, что $z_n \approx z$ из (1.9.14) получим формулу для вычисления температуры нагнетания через ε

$$T_n = T \varepsilon^{\frac{m-1}{m}}. \quad (1.9.15)$$

Используя (1.9.7) и (1.9.13), отсюда получаем также

$$\frac{T_n - T}{T} = \frac{m-1}{m} \omega(\varepsilon) = \frac{k-1}{k\eta(x)} \omega(\varepsilon) \quad (1.9.16)$$

С привлечением (1.9.9) записываем (1.9.16) в виде

$$\frac{T_n - T}{T} = y^2 \frac{k-1}{k} \frac{\varphi(x)}{\eta(x)}. \quad (1.9.17)$$

Функция $\varphi(x)/\eta(x)$ хорошо приближается линейной.

Для компьютерного моделирования течения в нагнетателе функции $\varepsilon_0(x)$ [или $\varphi(x)$], $\nu(x)$, $\eta(x)$ приближаются многочленами. Многочлены являются простейшим классом аналитических функций, очень удобным для вычисления. Степень многочлена подбирается из условия достаточной для практики точности. Обычно $\varepsilon_0(x)$ и $\varphi(x)$ приближаются полиномами 2-й степени, $\nu(x)$ – 3-й или 4-й степени, $\eta(x)$ – 5-й степени.

Обычно при расчете параметры потока на выходе нагнетателя вычисляются через параметры на входе. Исходными данными для расчета служат p , q , T , газовая постоянная R (или относительная плотность по воздуху Δ) и число оборотов n . Расчёты проводятся в следующем порядке: коэффициент сжимаемости $z = z(p, T) \rightarrow$ плотность ρ по уравнению состояния (1.1.8) \rightarrow объемный расход $Q = M/\rho$ с учетом (1.1.16) \rightarrow безразмерные переменные $x, y \rightarrow \varepsilon_0(x), \nu(x), \eta(x) \rightarrow \omega[\varepsilon_0(x)]$, где ω задается приближением (1.9.8) $\rightarrow \varepsilon$ как положительный корень уравнения (1.9.11) \rightarrow внутренняя мощность N по формуле (1.9.12) \rightarrow температура нагнетания T_n по формуле (1.9.16) или (1.9.17).

Модель газоперекачивающего агрегата помимо взаимосвязей параметров газового потока, содержит также технологические ограничения, представляемые в форме неравенств. Основными ограничениями являются

- граница помпажной зоны нагнетателя

$$\frac{n_0}{n} Q \geq 1,1 Q_{номп}, \quad (1.9.18)$$

(коэффициент 1,1 введён для того, чтобы обеспечить “запас прочности”),

- максимальная мощность привода

$$N \leq N_0, \quad (1.9.19)$$

(величина N_0 определяется по данным завода-изготовителя в зависимости от некоторых параметров, например, температуры наружного воздуха, по мере выработки технического ресурса величина N_0 снижается),

- максимальное давление нагнетания

$$p\varepsilon \leq p_{max}, \quad (1.9.20)$$

(p_{max} определяется по условиям прочности трубы),

- максимальная температура нагнетания,

$$T_n \leq T_{max} \quad (1.9.21)$$

(T_n определяется условиями нормальной эксплуатации, для предотвращения от растепления вечномерзлых грунтов, повреждения изоляционных покрытий).

Кроме жестких ограничений (1.9.18) – (1.9.21) существуют еще мягкие, например, по максимуму приведенного объемного расхода: с увеличением x снижается степень сжатия и КПД.

В последнее время на отечественных газопроводах появляются разработанные на Западе компьютерные комплексы, предназначенные для управления в режиме реального времени. Будучи коммерческими продуктами, они не предназначены для модификации и модернизации силами заказчика. Пользователь вынужден принимать предлагаемые ему “правила игры”, в частности, представлять информацию о компрессорных агрегатах в том виде, какой предусмотрен разработчиком программы.

Ограничимся примером программы SIMONE, предоставленной производственным организациям ОАО “Газпром” компанией Рургаз. Напорная характеристика центробежного нагнетателя задается в координатах: объемный расход – эффективный адиабатический напор (рис. 1.11). Кривые, идущие слева направо вниз соответствуют постоянному числу оборотов,

кривая снизу – направо вверх – постоянному КПД. Исходной информацией для программы являются координаты точек этих двух пучков кривых. На рис. 1.11 эти точки явно выделены. Для аппроксимации эффективного адиабатического напора $H(x, n)$ используется функция

$$H(x, n) = (a_1 + a_2n + a_3n^2) + (a_4 + a_5n + a_6n^2)x + (a_7 + a_8n + a_9n^2)x^2.$$

Коэффициенты $a_1 - a_9$ подсчитываются программой и определяются для каждого нагнетателя индивидуально. Предполагается, что переводу газотранспортной системы на автоматизированное управление в режиме реального времени предшествует проведение испытаний на каждом компрессорном агрегате.

Аналогичное различие имеет место при расчете располагаемой мощности привода газоперекачивающих агрегатов. Нормативами [6] регламентирована следующая формула для вычисления располагаемой мощности N_e^P

$$N_e^P = N_e^H K_H K_{об} K_y \left(1 - K_t \frac{T_3 - T_3^H}{T_3} \right) \frac{P_a}{0,1013}, \quad (1.9.22)$$

где N_e^H - номинальная мощность газотурбинной установки (ГТУ), кВт, K_H - коэффициент, учитывающий допуски и техническое состояние ГТУ, $K_{об}$ - коэффициент, учитывающий влияние системы, предотвращающей обледенение, K_y - коэффициент, учитывающий влияние системы утилизации тепла и выхлопных газов, T_3, T_3^H - расчетная и номинальная температуры воздуха на входе в ГТУ, K, p_a - расчетное давление воздуха, МПа. Значения $N_e^H, K_H, K_t, K_{об}, T_3^H$ определяются по таблицам или технической документации [6]. Расход топливного газа определяется по формуле

$$q_{mг} = q_{mг}^H \left(0,76 \frac{N}{N_e^H} + 0,25 \sqrt{\frac{T_3}{T_3^H}} \frac{P_a}{0,1013} \right) \frac{Q_p^H}{Q_p}, \quad (1.9.23)$$

где $q_{mг}^H$ - номинальный расход топливного газа с учетом поправки на допуски и техническое состояние, тыс. м³/ч (определяется по таблицам [6]), N - потребляемая мощность, кВт (определяется из расчета нагнетателя по формуле (1.9.12)), Q_p - низшая теплотворная способность газа, кДж/м³ (определяется по составу топливного газа), $Q_p^H = 34500$ кДж/м³.

В программе SIMONE аналитические зависимости (1.9.22), (1.9.23) заменяются двумя соотношениями. Одно из них представляет мощность на валу в зависимости от числа оборо-

тов и температуры воздуха T_z , другое потребление топлива в зависимости от мощности на валу. Первое соотношение сводится к заданию N как функции от числа оборотов при нескольких (не менее трех) значениях температуры. Каждая функция определяется таблицей с одной входной и одной выходной строкой. Таблицы заполняются по результатам непосредственных испытаний действующего оборудования.

Степень адекватности модели и реального оборудования зависит от того, как давно и насколько тщательно был проведен натурный эксперимент. Расхождение между стандартными аппроксимациями и фактическими характеристиками можно устранить с помощью поправочных коэффициентов. Принятая у нас система задания характеристик с использованием приведенной формы не вызывала нареканий пользователей и поэтому отказываться от нее и переходить на альтернативные способы нет никаких оснований. Кроме того, использование аналитических зависимостей при расчетах проектируемых объектов представляется единственно приемлемым.

Модель перекачивающей станции помимо условий в виде равенств и неравенств, наложенных на параметры газового потока, содержит еще сведения о режимной управляемости станции, то есть о схемах включения машин, допускаемых трубопроводной обвязкой станции.

В заключение этого раздела приведём ещё один вид записи напорной характеристики нагнетателя

$$\varepsilon^2 = b_0 - b_1 Q^2. \quad (1.9.24)$$

Это простейшее двухпараметрическое соотношение является обобщением формулы, описывающей стационарное течение в трубах, и может быть использовано в расчётах, не претендующих на повышенную точность.

2. МОДЕЛИ РАСЧЕТА И ОПТИМИЗАЦИИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

Модели трубопроводных участков, насосов и компрессоров служат блоками, модулями моделей трубопроводных систем произвольной конфигурации.

В 1985 г. вышла в свет книга А.П.Меренкова и В.Я.Хасилева “Теория гидравлических цепей” [25]. Самим названием этой книги была как бы сделана заявка на определенную степень завершенности нового научного направления. Сам термин гидравлическая цепь призван подчеркнуть аналогию с цепями электрическими и указать корни этого направления.

Объектом изучения этой главы будут модели расчета и оптимизации трубопроводных систем для транспортировки газа и нефти. Расчетом называется воспроизведение (моделиро-

вание) режимов – определение параметров потока в любой точке системы при известных конфигурации сети, краевых условиях и управляющих воздействиях. Оптимизацией называется выбор управляющих воздействий, обеспечивающих экстремальное значение заданного критерия или критериев. Критерии оптимизации и допустимое множество значений управляющих воздействий различаются для задач оперативного управления и проектирования. При оперативном управлении следует привязываться к сложившейся структуре системы. Под структурой будем понимать топологию трубопроводной сети, дислокацию перекачивающих и распределительных станций, типоразмеры и возможности соединения силового оборудования и т.п. Управляющими воздействиями в оперативных задачах являются схема включения силового оборудования, скорости вращения нагнетателей с газотурбинным приводом, положение регулирующих органов (задвижек, байпасных кранов и др.). В задачу проектирования входит выбор параметров, определяющих структуру системы. Причем, множество допустимых значений обычно намечается заранее в соответствии со сложившимися условиями, конъюнктурой, предпроектными изысканиями. На долю формальных методов, реализуемых с помощью компьютерных моделей, остается выбор тех элементов структуры, которые требуют довольно трудоемких расчетов и сопоставлений.

2.1. Эквивалентирование трубопроводных систем

При расчете и, особенно, при оптимизации трубопроводных систем возникают довольно непростые вычислительные задачи. Кроме того единые системы нефте- и газоснабжения России, региональные трубопроводные системы являются сетями сложной конфигурации, общей протяженностью в десятки и сотни тысяч километров. Поэтому элементарные расчетные единицы (элементы модели) должны быть по возможности укрупнены. Это сократит объем подготавливаемой информации и время расчета. Так, например, участки между перекачивающими станциями на многониточных коридорах с перемычками между нитками представляют собой закольцованные трубопроводные системы. Модель для их расчета можно было бы представить себе состоящей из десятков элементов, если элементами считать перемычки и секции ниток между перемычками.

Однако, как правило, столь детализированные модели оказываются ненужными. Гидравлические сопротивления ниток одного диаметра в проектных расчетах следует считать равными, так как нет оснований для других предположений. То же приходится делать и в эксплуатационных расчетах из-за отсутствия данных о фактических расходах по каждой нитке.

Рассмотрим методы эквивалентирования на примере магистрального газопровода. Воспользуемся моделью стационарного квазиизотермического течения (1.3.6) и зависимостью

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{2K_3}{D} \right), \quad (2.1.1)$$

которая следует из формулы (1.2.11) для квадратичного режима течения. Если участок состоит из m ниток с диаметрами D_1, \dots, D_m , то расходы q_1, \dots, q_m будут удовлетворять равенствам

$$\frac{q_1^2}{D_1^{5,2}} = \frac{q_2^2}{D_2^{5,2}} = \dots = \frac{q_m^2}{D_m^{5,2}} = \frac{q_0^2}{D_0^{5,2}},$$

так как давление на всех нитках в начале (и в конце) одинаково. Здесь через D_0 обозначен диаметр трубы, выбранный как база для приведения, q_0 – расход по нитке эталонного диаметра. Введем обозначения

$$\mu_i = \left(\frac{D_i}{D_0} \right)^{2,6}, \quad \mu = \sum_{i=1}^m \mu_i \quad (2.1.2)$$

Общий расход по всем трубам

$$q = \sum_{i=1}^m q_i = q_0 \sum_{i=1}^m \mu_i = \mu q_0. \quad (2.1.3)$$

Следовательно, взаимосвязь параметров потока по многониточному участку представляется в соответствии с (1.3.6) формулой

$$p_n^2 - p_k^2 = c \Delta \lambda z_{cp} T_{cp} L (q / \mu)^2 \quad (2.1.4)$$

Коэффициент λ , будучи отнесен к нитке эталонного диаметра, характеризует сопротивление участка.

Пусть теперь участок имеет более сложное строение: лупинги, промежуточные отборы и, может быть, также вставки труб другого диаметра. Разобьем его на секции, внутри которых структура и расход не меняются. Если L_j, μ_j, q_j длина, параметр μ из (2.1.2) и расход для j -ой секции, то

$$p_n^2 - p_k^2 = c \Delta \lambda z_{cp} T_{cp} \sum_{j=1}^n L_j (q_j / \mu_j)^2. \quad (2.1.5)$$

В формуле (2.1.5) не учтено различие z_{cp} , T_{cp} по секциям, но это упрощение не приведет к сколько-нибудь заметным погрешностям. При желании в формулу (2.1.5) можно внести очевидные изменения и величины z_{cp} , T_{cp} и λ по секциям считать различными.

В монографии [23] показано, как проводить эквивалентирование газопроводов при режимах течения, в зоне смешанного трения.

Эквивалентирование (2.1.3) может быть использовано для нестационарных режимов течения, если разница в значениях параметров по ниткам в любом сечении пренебрежимо мала.

2.2. Система уравнений Кирхгофа для гидравлических цепей с сосредоточенными параметрами.

2.2.1. Рассмотрим стационарное течение по трубопроводной сети. Элементами сети являются участки трубопроводов (пассивные элементы), насосы, компрессоры и регуляторы (активные элементы). Сеть можно изобразить в виде ориентированного графа, поставив в соответствие каждому элементу дугу. Направление дуги выбирается произвольно. Если течение происходит по направлению дуги, расход считается положительной величиной, в противном случае отрицательной. Для активных элементов направление течения можно указать заранее, поэтому технически удобнее дугу ориентировать по течению, и, следовательно, считать расход по активным элементам положительным.

Количество ребер графа G обозначим через n , количество вершин через m . Каждое ребро характеризуется расходом, а вершина – потенциалом. Обозначим через j начало, а через k – конец дуги (j,k) . Тогда закон стационарного течения по дуге можно представить в виде

$$P_j - P_k = A_{jk} x_{jk} |x_{jk}|. \quad (2.2.1)$$

Под потенциалом P_j вершины j для течений газа следует понимать квадрат давления, для течений жидкости давление (или напор). Через A_{jk} – обозначен обобщенный коэффициент сопротивления, через x_{jk} – расход по дуге (j,k) . Формула (2.2.1) обобщает формулы (1.3.6) для газа и (1.4.2) для жидкости в случае горизонтального трубопровода. Коэффициент A_{jk} в первом приближении можно считать постоянным. Зависимость A_{jk} от режима течения учитывается в так называемых моделях с рассредоточенными параметрами, которые будут рассмотрены ниже. Величина A_{jk} зависит от x_{ij} через z_{cp} , T_{cp} , а также через λ при выходе из зоны квадратичного трения.

2.2.2. Топологию сети можно охарактеризовать разными способами. Представим некоторые из них.

а) Матрица вершины – дуги, которая называется матрицей инциденций и обозначается $\overline{\mathbf{A}}$.

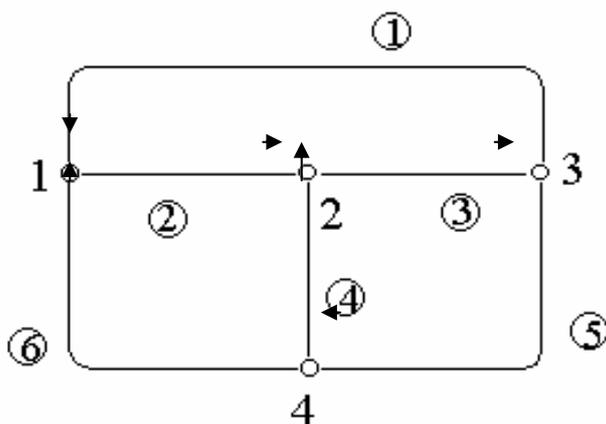


Рис. 2.1 Пример пассивной трубопроводной сети.

Для простейшего графа, изображенного на рис. 2.1, матрица $\overline{\mathbf{A}}$ имеет вид. (Здесь и далее нули в записи матриц опускаются.)

$$\overline{\mathbf{A}} = \begin{vmatrix} -1 & 1 & & & & -1 \\ & -1 & 1 & -1 & & \\ 1 & & -1 & & 1 & \\ - & - & - & - & - & - \\ & & & 1 & -1 & 1 \end{vmatrix}$$

Элементы матрицы инциденций равны +1 для вершины исхода, -1 для вершины захода и 0, если вершина не инцидентна этой дуге. Первый столбец матрицы $\overline{\mathbf{A}}$ отвечает дуге 1, исходящей из вершины 3 и заходящей в вершину 1 и т.д.

б) Три n -мерные строки (матрица \mathbf{A}^*), первая из которых содержит номера дуг, вторая – вершины исхода, третья – вершины захода. Для графа на рис. 2.1 получается

$$\mathbf{A}^* = \begin{vmatrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \\ 3 & 1 & 2 & 4 & 3 & 4 \\ 1 & 2 & 3 & 2 & 4 & 1 \end{vmatrix}$$

Очевидно, что \mathbf{A}^* содержит ту же информацию, что и $\overline{\mathbf{A}}$, но количество элементов существенно меньше.

в) Матрица вершины – вершины \mathbf{A}^{**} , структура которой ясна из примера

$$\mathbf{A}^{**} = \begin{vmatrix} & & 2 & & \\ & & & 3 & \\ 1 & & & & \\ 6 & 4 & & & 5 \end{vmatrix}.$$

Первый столбец матрицы \mathbf{A}^{**} показывает, что в вершину 1 заходят: дуга 1 из вершины 3 и дуга 6 из вершины 4.

Для аналитической записи уравнений удобнее других оказывается матрица инцидентий [25], для алгоритмических конструкций более экономичной является форма \mathbf{A}^* [26].

2.2.3. Для векторно-матричной записи законов Кирхгофа введем n -мерный вектор расходов x , m -мерный вектор потенциалов P , n -мерный вектор напряжений y

$$y_{jk} = P_j - P_k \quad (2.2.2)$$

и m -мерный вектор внешних притоков $\overline{\mathbf{Q}}$. Компонента вектора $\overline{\mathbf{Q}}$ для вершины j будет положительной ($Q_j > 0$), если имеет место приток, и отрицательной в случае отбора.

Первый закон Кирхгофа представляет собой уравнения материального баланса для каждой вершины. С помощью введенных векторов и матриц он записывается в виде

$$\overline{\mathbf{A}}\mathbf{x} = \overline{\mathbf{Q}}. \quad (2.2.3)$$

Это равенство для вершины 1 примера принимает вид $-x_1 + x_2 - x_6 = Q_1$. Здесь расход по дуге обозначен одним индексом в соответствии с номером дуги. Такое обозначение применяется нами наряду с тем, которое было использовано в формуле (2.2.1), когда надо было подчеркнуть, какие вершины связывает соответствующая дуга.

Уравнения в системе (2.2.3) не являются независимыми. Из условий материального баланса для всей системы вытекает

$$\sum_{j=1}^m Q_j = 0. \quad (2.2.4)$$

А это значит, что по крайней мере одно из уравнений (2.2.3) является следствием остальных. Исключая уравнение для последней вершины (вершины с наибольшим номером), получаем

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{Q}, \quad (2.2.5)$$

где \mathbf{A} – матрица размера $(m-1) \times n$, получающаяся из $\overline{\mathbf{A}}$ вычеркиванием последней строки (в записи $\overline{\mathbf{A}}$ для примера матрица \mathbf{A} отделена пунктирной линией), \mathbf{Q} – вектор с $m-1$ элементами, получающийся из $\overline{\mathbf{Q}}$ удалением последнего элемента.

2.2.4. Прежде, чем переходить к записи 2-го закона Кирхгофа, следует упомянуть о граничных условиях – совокупности величин, однозначно определяющих решение задачи анализа, т.е. расчета системы. Каноническими граничными условиями назовем совокупность

$$Q_1, \dots, Q_{m-1}; P_m \quad (2.2.6)$$

всех заданных притоков и потенциала в одной из вершин. Будем считать, что этой вершине присвоен номер m . Некоторые из величин Q_j могут быть равны 0. Соответствующие вершины характеризуют точки сочленения трубопроводов и в них нет внешнего притока.

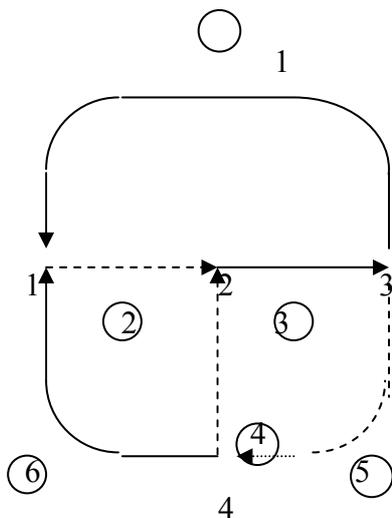


Рис. 2.2. Разбиение графа на дерево и хорды.

Канонические граничные условия (2.2.6) содержат m величин. В их число не входит Q_m , поскольку расход в точке m определяется через (2.2.6) из условия материального баланса для всей сети (2.2.4).

При канонических условиях (2.2.6) уравнения 2-го закона Кирхгофа выражают равенство нулю суммы напряжений u_i по каждому замкнутому контуру. Из всего множества контуров надо ограничиться независимыми. Достигается это тем, что в графе сети выделяется максимальное дерево – связный граф без колец, включающий все вершины. В примере рис.

2.1 деревом является, например, совокупность дуг 1, 3, 6. Дуги, не вошедшие в дерево, называются хордами. Количество дуг дерева равно $m - 1$, следовательно, количество хорд

$$c = n - m + 1 \quad (2.2.7)$$

Разбиение графа из примера на рис 2.1 на дерево и хорды показано на рис. 2.2.

Если к дереву присоединить какую-либо хорду, то получится ровно один цикл, который естественно рассматривать как n -мерный вектор. Будем считать, что направление цикла определяется направлением образующей его хорды. Циклы, образованные хордами, являются независимыми. Они образуют так называемую фундаментальную систему циклов. Матрица, строками которой служат циклы фундаментальной системы, называется цикломатической. Цикломатическая матрица примера (рис. 2.2) имеет вид

$$\mathbf{B} = \begin{matrix} & 2 & 4 & 5 & 1 & 3 & 6 \\ \begin{matrix} 2 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} & \left\| \begin{array}{cccccc} 1 & & & & 1 & 1 \\ & 1 & & & 1 & 1 \\ & & & 1 & -1 & 1 \end{array} \right\| \end{matrix} \quad (2.2.8)$$

Слева от матрицы указаны хорды, которые образуют соответствующие циклы, сверху – номера дуг графа, причем сначала перечислены хорды, а затем ветви дерева. При такой нумерации матрица \mathbf{B} оказалась разбитой на блоки $\mathbf{B} = \mathbf{E} : \mathbf{B}_d$, где \mathbf{E} – единичная матрица размера $c \times c$, а \mathbf{B}_d матрица размера $c \times (m - 1)$. Сама запись матрицы \mathbf{B} в таком виде показывает, что ранг ее равен c и, следовательно, векторы фундаментальной системы независимы.

Второй закон Кирхгофа приводит к уравнениям

$$\mathbf{B}\mathbf{y} = \mathbf{0} \quad (2.2.9)$$

Уравнения (2.2.1) также могут быть записаны в матричной форме. Для этого достаточно ввести диагональную матрицу Λ размера $n \times n$ и диагональную матрицу \mathbf{X} с элементами $|x_i|$. Тогда получим

$$\mathbf{y} = \Lambda \mathbf{X} \mathbf{x} \quad (2.2.10)$$

Система (2.2.5), (2.2.9), (2.2.10)

$$\mathbf{A} \mathbf{x} = \mathbf{Q}, \quad \mathbf{B} \mathbf{y} = \mathbf{0}, \quad \mathbf{y} = \Lambda \mathbf{X} \mathbf{x} \quad (2.2.11)$$

является основной для анализа (расчета) трубопроводной сети. Она содержит $(m - 1) + c + n = 2n$ уравнений с таким же количеством неизвестных. В отличие от электрических цепей постоянного тока система Кирхгофа для гидравлических цепей нелинейна. Нелинейны (от-

носителем x) уравнения (2.2.10), или – после подстановки u из (2.2.10) в (2.2.9) – уравнения 2-го закона Кирхгофа.

После того, как из (2.2.11) найдены x и u , по известному потенциалу P_m находятся последовательно потенциалы всех других вершин графа. Для этого достаточно воспользоваться соотношениями (2.2.2) для дуг, вошедших в дерево. Векторно-матричная запись уравнений (2.2.2) имеет вид

$$\mathbf{y} = \overline{\mathbf{A}}^T \overline{\mathbf{P}}, \quad (2.2.12)$$

где верхний индекс T означает транспонирование матрицы.

2.2.5. В исследованиях наряду с каноническими граничными условиями (2.2.6) встречаются различные другие краевые задачи. Не пытаясь охватить всё их многообразие, рассмотрим важную в практическом плане систему условий с более чем одним заданным потенциалом

$$Q_1, \dots, Q_k; P_{k+1}, \dots, P_m. \quad (2.2.13)$$

В этом случае из системы (2.2.5) выпадает $m - l - k$ уравнений. Однако столько же добавляется к системе (2.2.9). Следуя по ветвям дерева, сформируем цепи, идущие от вершины с потенциалом P_m к каждой из вершин с потенциалами P_{k+1}, \dots, P_{m-l} . Приравнявая алгебраическую сумму напряжений по этим цепям к известной разности потенциалов, получаем $m - l - k$ уравнений. Пусть, например, известен потенциал не только в вершине 4, но и в вершине 3. Тогда к системе уравнений 2-го закона Кирхгофа добавляется еще уравнение

$$y_1 - y_6 = \Lambda_1 x_1 |x_1| - \Lambda_6 x_6 |x_6| = P_3 - P_4.$$

Формально в случае граничных условий (2.2.13) можно ввести в граф фиктивные дуги из вершины с потенциалами P_{k+1}, \dots, P_{m-l} к вершине с потенциалом P_m . Каждая из этих дуг будет хордой с известным на ней напряжением

$$Y_j = P_{k+j} - P_m. \quad (2.2.14)$$

Введем вектор Y , количество координат которого равно числу хорд $m - l$. На фиктивных хордах координату Y определим в соответствии с (2.2.14), а на остальных положим равной нулю. Тогда уравнения 2-го закона Кирхгофа примут вид

$$\mathbf{B}\mathbf{y} = \mathbf{Y} \quad (2.2.15)$$

где B – цикломатическая матрица расширенного графа с фиктивными дугами.

Тот факт, что в системе (2.2.11) второе векторное уравнение оказывается неоднородным, никак не сказывается на процедурах решения этой системы.

2.2.6. Для решения системы (2.2.11) оказываются плодотворными метод Ньютона в двух модификациях (метод контурных расходов, метод узловых потенциалов) и экстремальный подход. Прежде чем излагать эти методы, постараемся упростить запись системы (2.2.11), путём минимизации количества переменных. Исключение вектора y трудностей не встречает. Кроме того, линейную систему (2.2.5) можно использовать, чтобы выразить $m - l$ компонент вектора x через оставшиеся s компонент этого вектора.

Процедуру очень легко пояснить, исходя из физических соображений. Предположим, что нам известны расходы по хордам. Тогда течение по дереву находится элементарно просто, поскольку внешние притоки к каждой вершине известны. Обратимся к примеру (рис. 2.2). Пусть вектор внешних притоков равен $\mathbf{Q} = \|-7, 0, -3, 10\|$, и пусть расходы по хордам 2, 4, 5 равны соответственно $-2, 3, 8$. Из условия материального баланса находим расходы по дугам дерева. Из баланса потоков в вершине 4 следует, что расход по дуге 6 равен 3, из баланса в вершине 1 теперь определяем, что $x_1 = 2$, и, наконец, из условия баланса в вершине 3 находим $x_3 = 6$. Очевидно, что так же просто отыскивается течение (вектор x) по любому дереву.

Искомое течение по сети представляется в виде наложения на течение по дереву, определяемому внешними притоками Q , циклических течений по контурам (циклам). Интенсивность циклического течения по контуру равна расходу по хорде, порождающей этот контур. Интенсивности циклических течений находятся из уравнений 2-го закона Кирхгофа. В этом и состоит суть метода контурных расходов.

Формально описанная процедура реализуется путем расщепления (декомпозиции) матриц и векторов на блоки, отвечающие хордам и дереву

$$\mathbf{x} = \begin{Bmatrix} \mathbf{x}_k \\ \mathbf{x}_d \end{Bmatrix}, \mathbf{y} = \begin{Bmatrix} \mathbf{y}_k \\ \mathbf{y}_d \end{Bmatrix}, \mathbf{A} = \begin{Bmatrix} \mathbf{A}_k & \mathbf{A}_d \end{Bmatrix}, \mathbf{B} = \begin{Bmatrix} \mathbf{E} & \mathbf{B}_d \end{Bmatrix}. \quad (2.2.16)$$

Для рассматриваемого нами примера блочная структура матрицы B показана соотношением (2.2.8), а матрица A имеет вид

$$\mathbf{A} = \left\| \begin{array}{cc|cc} \mathbf{A}_k & \mathbf{A}_d & & \\ \hline 1 & & -1 & -1 \\ -1 & -1 & & 1 \\ & & 1 & 1 \\ & & & -1 \end{array} \right\|.$$

В блочном виде уравнения (2.2.5), (2.2.9) запишутся как

$$\mathbf{A}_k \mathbf{x}_k + \mathbf{A}_d \mathbf{x}_d = \mathbf{Q}, \quad \mathbf{y}_k + \mathbf{B}_d \mathbf{y}_d = \mathbf{0}. \quad (2.2.17)$$

Матрица инцидентий для дерева A_d невырожденная. Меняя в случае необходимости нумерацию дуг и вершин, ее можно представить в треугольной форме так, чтобы по главной диагонали стояли отличные от нуля элементы, а ниже главной диагонали нули. Поэтому всегда существует обратная матрица \mathbf{A}_d^{-1} . Умножая первую систему из (2.2.17) слева на \mathbf{A}_d^{-1} , получаем

$$\mathbf{x}_d = \mathbf{A}_d^{-1} \mathbf{Q} - \mathbf{A}_d^{-1} \mathbf{A}_k \mathbf{x}_k. \quad (2.2.18)$$

Первое слагаемое в правой части (2.2.18) определяет течение по дереву, согласованное с внешними притоками, второе – циклические течения. Такая простая физическая интерпретация делает ненужным поиск обратной матрицы \mathbf{A}_d^{-1} .

Течение по дереву можно представить себе следующим образом. Выделим вершину – корень дерева, – например, вершину с наибольшим номером и проследим все цепи, ведущие от каждой вершины по дереву к корню. Обозначим квадратную матрицу размера $m - 1$, составленную из этих цепей через R_d . Для примера (рис. 2.2), если в качестве корня взять вершину 4, имеем

$$\mathbf{R}_d = \begin{array}{c} 1 \quad 3 \quad 6 \\ 2 \left\| \begin{array}{cc} & -1 \\ 1 & 1 \\ 1 & -1 \end{array} \right\| \end{array}.$$

Рядом со строками матрицы проставлены номера вершин, из которых проводятся цепи к корню, сверху от столбцов указаны номера дуг дерева. В соответствии с вышесказанным

$$\mathbf{A}_d^{-1} = \mathbf{R}_d^T. \quad (2.2.19)$$

Простой смысл имеет также матрица $\mathbf{A}_d^{-1}\mathbf{A}_k$. Вектор-цикл интерпретируется как циркуляционное течение единичной интенсивности. Поэтому любая строка матрицы \mathbf{B} является решением однородного уравнения $\mathbf{A}\mathbf{x} = \mathbf{0}$. Это значит, что

$$\mathbf{A}\mathbf{B}^T = \mathbf{0}. \quad (2.2.20)$$

Записывая матрицы в блочном виде (2.2.16), представим (2.2.20) как

$$\mathbf{A}_k + \mathbf{A}_d\mathbf{B}_d^T = \mathbf{0}. \quad (2.2.21)$$

Если (2.2.21) умножить слева на \mathbf{A}_d^{-1} , получим

$$\mathbf{A}_d^{-1}\mathbf{A}_k = -\mathbf{B}_d^T \quad (2.2.22)$$

Таким образом, вместо (2.2.18) для вектора \mathbf{x}_d будем иметь

$$\mathbf{x}_d = \mathbf{R}_d^T + \mathbf{B}_d^T\mathbf{x}_k. \quad (2.2.23)$$

Обе матрицы $\mathbf{R}_d^T, \mathbf{B}_d^T$ получаются алгоритмическим путем, для чего не требуется операций обращения и умножения матриц.

2.2.7. Метод Ньютона для численного решения системы нелинейных уравнений $\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}$ представляет собой итерационный процесс. На $(N+1)$ -м шаге процесса ищется вектор

$$\mathbf{x}^{(N+1)} = \mathbf{x}^{(N)} + \Delta\mathbf{x}^{(N)},$$

где $\Delta\mathbf{x}^{(N)}$ является решением линейной системы уравнений

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}^{(N)}) + \mathbf{g}'(\mathbf{x}^{(N)})\Delta\mathbf{x}^{(N)} = \mathbf{0}. \quad (2.2.24)$$

Через \mathbf{g}' в (2.2.24) обозначена матрица Якоби, т.е. матрица, составленная из производных

$\left\| \frac{\partial g_i}{\partial x_j} \right\|$. Левая часть уравнения (2.2.24) является разложением вектор-функции

$\mathbf{g}(\mathbf{x}^{(N)} + \Delta\mathbf{x}^{(N)})$ в ряд Тейлора с сохранением членов первого порядка малости относительно $\Delta\mathbf{x}^{(N)}$.

Применительно к системе

$$\mathbf{B}\mathbf{A}\mathbf{X}\mathbf{x} = \mathbf{0} \quad (2.2.25)$$

уравнение (2.2.24) запишется в виде

$$2\mathbf{B}\Lambda\mathbf{X}^{(N)}\Delta\mathbf{x}^{(N)} = -\mathbf{B}\Lambda\mathbf{X}^{(N)}\mathbf{x}^{(N)} \quad (2.2.26)$$

(Здесь учтено, что $\frac{\partial}{\partial x} x|x| = 2|x|$.)

Приращения $\Delta\mathbf{x}_{\mathbf{d}}^{(N)}$ вектора $\mathbf{x}^{(N)}$ по дугам дерева выражаются через приращения по хордам через (2.2.23)

$$\Delta\mathbf{x}_{\mathbf{d}}^{(N)} = \mathbf{B}_{\mathbf{d}}^{\mathbf{T}}\Delta\mathbf{x}_{\mathbf{k}}^{(N)}. \quad (2.2.27)$$

С учетом (2.2.16) последнее равенство записывается в виде

$$\Delta\mathbf{x}^{(N)} = \mathbf{B}^{\mathbf{T}}\Delta\mathbf{x}_{\mathbf{k}}^{(N)}. \quad (2.2.28)$$

Таким образом, на итерационном шаге метода Ньютона приходится решать линейную систему с неизвестными $\Delta\mathbf{x}_{\mathbf{k}}^{(N)}$

$$2\mathbf{B}\Lambda\mathbf{X}^{(N)}\mathbf{B}^{\mathbf{T}}\Delta\mathbf{x}_{\mathbf{k}}^{(N)} = -\mathbf{B}\Lambda\mathbf{X}^{(N)}\mathbf{x}^{(N)}. \quad (2.2.29)$$

На каждой итерации метода контурных расходов уравнения материального баланса (2.2.5) удовлетворяются точно, а невязка уравнений 2-го закона Кирхгофа (2.2.25) уменьшается.

2.2.8. В методе узловых потенциалов также используется ньютоновская итерационная процедура (2.2.24). На каждом шаге итерации взаимосвязь (2.2.10) между падением потенциала на каждой дуге и расходом по дуге учитывается точно, а поправки к $\Delta P^{(N)}$ к потенциалам вершин $P^{(N)}$ определяются так, чтобы минимизировать невязку уравнений материального баланса. При граничных условиях (2.2.6) количество отыскиваемых неизвестных $\Delta P^{(N)}$ равно $m - 1$.

Запишем систему (2.2.11) с учетом (2.2.12) в виде

$$\mathbf{A}\mathbf{x} = \mathbf{Q}, \quad \mathbf{A}^{\mathbf{T}}\mathbf{P} = \Lambda\mathbf{X}\mathbf{x}. \quad (2.2.30)$$

На N -ой итерации второе из этих соотношений выполняется точно и, следовательно, приращения $\Delta P^{(N)}$ и $\Delta\mathbf{x}^{(N)}$ связаны с точностью до малых 1-го порядка равенством

$$\mathbf{A}^{\mathbf{T}}\Delta\mathbf{P}^{(N)} = 2\Lambda\mathbf{X}^{(N)}\Delta\mathbf{x}^{(N)}, \quad (2.2.31)$$

из которого $\Delta\mathbf{x}^{(N)}$ легко выражается через $\Delta P^{(N)}$, так как матрицы Λ и \mathbf{X} диагональные. Первое соотношение (2.2.30) дает

$$\mathbf{A}\Delta\mathbf{x}^{(N)} = \mathbf{Q} - \mathbf{A}\mathbf{x}^{(N)}. \quad (2.2.32)$$

Отсюда получаем линейную систему для определения $\Delta P^{(N)}$

$$0,5\mathbf{A}[\Lambda\mathbf{X}^{(N)}]^{-1}\mathbf{A}^{\mathbf{T}}\Delta\mathbf{P}^{(N)} = \mathbf{Q} - \mathbf{A}\mathbf{x}^{(N)}. \quad (2.2.33)$$

2.2.9. Оба метода: контурных расходов и узловых потенциалов – легко допускают обобщение на частный случай активных трубопроводных сетей, т.е. сетей содержащих управляемые элементы. Пусть активными элементами служат насосы, характеристики которых приближаются формулой (1.9.1). Поскольку мы условились направление дуги, изображающей активный элемент, выбирать по потоку, то напряжение $y_{jk} = P_j - P_k$ будет в этом случае отрицательным и формула (1.9.1) в обозначениях этой главы примет вид

$$P_j - P_k + K_{jk} = \Lambda_{jk} x_{jk}^2. \quad (2.2.34)$$

Сравнивая с формулой для трубопроводного участка, мы видим, что (2.2.1) можно рассматривать как частный случай (2.2.34) при $K_{jk} = 0$. Если ввести n -мерный вектор K , то последнее уравнение в системе (2.2.11) для активной цепи примет вид:

$$\mathbf{y} + \mathbf{K} = \Lambda \mathbf{X} \mathbf{x}. \quad (2.2.35)$$

Такого рода обобщение не повлияет на методы решения системы. Методы п.п. 2.2.7, 2.2.8 переносятся на случай (2.2.35) с очевидными минимальными изменениями в формулах.

Метод контурных расходов фактически не претерпевает изменений, если разность потенциалов является не квадратичной функцией расхода, а некоторой монотонной нечетной функцией, например, произвольной степенной функцией

$$P_j - P_k + K_{jk} = \Lambda_{jk} x_{jk} \left| x_{jk} \right|^{\beta_{jk} - 1}. \quad (2.2.36)$$

При этом достаточно только изменить матрицу Якоби в соотношении (2.2.26) и скорректировать вытекающие из нее формулы.

Возможности обобщения метода узловых потенциалов значительно шире. Метод контурных расходов по существу зависит от потенциальной формы взаимосвязи переменных P_j , P_k , x_{jk} . Тот факт, что слева в формуле (2.2.34) стоит разность потенциалов, позволяет легко исключить потенциалы из системы, оставив только расходы.

Метод узловых потенциалов значительно менее требователен к форме взаимосвязи переменных P_j , P_k , x_{jk} . Ключевым соотношением является формула (2.2.31), позволяющая вычислить Δx через ΔP . Но ведь (2.2.31) является системой, распадающейся на отдельные (скалярные) соотношения по каждому элементу. Следовательно, переходя от закона (2.2.1) или (2.2.34) к произвольной зависимости

$$\varphi(P_j, P_k, x_{jk}) = 0, \quad (2.2.37)$$

Δx_{jk} можно найти с точностью до величин 1-го порядка малости из уравнения

$$\frac{\partial \varphi}{\partial P_j} \Delta P_j + \frac{\partial \varphi}{\partial P_k} \Delta P_k + \frac{\partial \varphi}{\partial x_{jk}} \Delta x_{jk} = 0. \quad (2.2.38)$$

Подставив Δx в (2.2.32), получим линейную систему для определения ΔP .

2.2.10. Решение системы уравнений Кирхгофа (2.2.11) эквивалентно условной задаче минимизации функции

$$F(x_1, \dots, x_n) = \sum_{i=1}^n \frac{|x_i|^3}{3} \quad \text{при условии } Ax = Q. \quad (2.2.39)$$

Нетрудно доказать, что из (2.2.39) следует (2.2.11) и наоборот.

В более широких предположениях, когда закон течения по участку определяется зависимостью (2.2.36), эквивалентная решению системы уравнений экстремальная задача имеет вид

$$F(x_1, \dots, x_n) = \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{|x_i|^{\beta_i + 1}}{\beta_i + 1} - K_i x_i \right\} \rightarrow \min \quad \text{при условии } Ax = Q. \quad (2.2.40)$$

2.2.11. Расчет сетей с переменными параметрами.

Согласно [25] гидравлической цепью с сосредоточенными параметрами называется модель, в которой величины A_j , K_j , Q_j можно считать постоянными. Во многих случаях такая модель оказывается хорошим приближением для описания реальной трубопроводной системы. Однако уже тот факт, что режим течения по трубопроводному участку может выходить за зону квадратичного трения свидетельствует о необходимости внесения соответствующих поправок. Круг практических применений модели значительно расширится, если A_j , K_j , Q_j считать зависимыми от расходов и потенциалов x , P . Такие модели названы А.П.Меренковым цепями с переменными параметрами.

Модель с переменными параметрами может охарактеризовать участок магистрального газопровода при квазиизотермическом течении (р. 1.3.3) и участок нефтепровода с коэффициентом гидравлического сопротивления, зависящим от расхода (например, в соответствии с формулой (1.4.6)). Но и не только трубопроводный участок. Покажем, как такой моделью описывается регулятор давления. Регулятор давления представляет собой местное сопротивление. Предположим, что в режимах, когда не требуется снижать давление, взаимо-

связь между потенциалами на входе P_j и выходе P_k регулятора и расходом x по нему определяется соотношением

$$P_j - P_k = \Lambda x^2. \quad (2.2.41)$$

Максимальное значение выходного потенциала обозначим P_k^* .

При снижении расхода или увеличении потенциала на входе регулятор должен обеспечить выходной потенциал на уровне P_k^* .

На рис. 2.3 заштрихована область D “включения” регулятора. Нижней границей области D служит линия $P_j = P_k^* + \Lambda x^2$. Регулятор может быть охарактеризован формулой (2.2.41) при всех значениях параметров режима P_j, P_k, x , если считать $\Lambda(x, P_j) = (P_j - P_k^*)/x^2$ в области D и $\Lambda(x, P_j) = \Lambda$ вне области D .

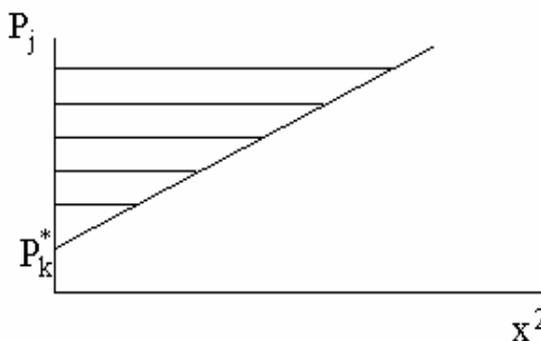


Рис. 2.3. Иллюстрация регулятора давления

к представлению как элемента с

переменным сопротивлением.

Как указывается в монографии [25], для решения получающихся уравнений большой размерности с нелинейными зависимостями общего вида не существует достаточно строгих и вместе с тем эффективных вычислительных процедур.

Расчетные методы опираются на специальные свойства и структуру решаемых систем уравнений и реализуются в виде двойных или тройных циклов итераций.

Для начала расчета задается начальное приближение переменных параметров $\Lambda^{(0)}$, $K^{(0)}$, $Q^{(0)}$. С помощью одного из рассмотренных выше методов, например, метода контурных расходов или узловых потенциалов, проводится расчет сети с этими значениями параметров. По найденному режиму $x^{(0)}$, $P^{(0)}$ вычисляются $\Lambda^{(1)} = \Lambda(x^{(0)}, P^{(0)})$, $K^{(1)} = K(x^{(0)}, P^{(0)})$, $Q^{(1)} = Q(x^{(0)}, P^{(0)})$, чем завершается внешний итерационный цикл. Далее итерации повторяются. Как сейчас представляется, сходимость процесса теоретически доказана быть не может. Приходится контролировать вычислительные процедуры. Во многих реализованных на практике

вариантах расчета процесс сходился очень быстро, за 2-3 итерации внешнего цикла. Большое значение для скорости сходимости имеет удачный выбор начального приближения. Данные о возможностях ускорения расчетов и результатах вычислительных экспериментов можно найти в работе [25].

2.3. Вычислительные аспекты моделирования магистральных трубопроводов

Методы р.2.2 можно применять для активных сетей в тех случаях, когда количество управляемых элементов невелико. Управляемый элемент характеризуется сравнительно узким рабочим диапазоном. Если проводится моделирование (воспроизведение) режимов и управляющие воздействия являются входными данными расчета, то весьма вероятно, что режим, определяющийся выбранными воздействиями, не попадет в рабочий диапазон. Сам выбор допустимых управляющих воздействий может оказаться непростой задачей. Обсудим проблемы воспроизведения режимов линейных (типа цепочки) трубопроводов. Зададим некоторые краевые условия, например давление и расход в начале трубопровода, и проведем последовательно расчет линейных участков и перекачивающих станций цепочки при фиксированных управляющих воздействиях. Если граничные условия и управляющие воздействия взяты произвольно, то с большой вероятностью получится технологически недопустимый режим. Подобрать допустимый режим нетрудно, используя некоторые приемы, несмотря на простоту трудно поддающиеся алгоритмизации. Те же расчеты можно провести на компьютере, пользуясь современными системами искусственного интеллекта, но, по-видимому, проще выбрать не какой-нибудь из допустимых режимов, а единственный, оптимальный в смысле технологически обоснованного критерия. При загрузке трубопровода, близкой к проектному значению, наиболее адекватное воспроизведение режимов достигается подбором варианта, обеспечивающего максимальную подачу.

Будем считать, что трудности выбора допустимых воздействий преодолены и осталось только определить параметры газового потока по граничным условиям. Для получения качественных оценок в дальнейшем будем пользоваться упрощенной моделью. Рассуждения проведем на примере магистрального газопровода, для жидкостных трубопроводов в формулах пришлось бы сделать очевидные изменения. Рассмотрим газопровод, состоящий из n линейных участков и n следующих за ними КС. Элементы газопровода занумерованы последовательно по течению газа. Давление нагнетания i -й КС P_i равно давлению в начале $(i + 1)$ -го участка. Участок с номером i описывается уравнением (1.3.6)

$$P_{i+1}^2 - p_i^2 = A_i q_i^2 \quad (i = 1, \dots, n), \quad (2.3.1)$$

а КС – упрощённым уравнением вида (1.9.24)

$$P_i^2 = a_i p_i^2 - b_i \tilde{q}_i^2 \quad (i = 1, \dots, n). \quad (2.3.2)$$

При таком выборе знаков коэффициенты a_i, b_i в уравнении (2.3.2) положительны. Вообще говоря, расходы q_i по линейному участку и \tilde{q}_i по КС не совпадают, но в ориентировочных расчетах, нацеленных на анализ основных эффектов, можно пренебречь изменением расходов по трассе, считая

$$q_i = q = \tilde{q}_i \quad (i=1, \dots, n). \quad (2.3.3)$$

Модель (2.3.1) - (2.3.3) позволяет, не вдаваясь в технологические подробности, рассмотреть особенности расчетной процедуры. В общем случае вместо (2.3.1) - (2.3.3) используются соотношения, приведенные в п. 1.3, 1.9. Здесь для них целесообразно ввести символическую запись. Назовем совокупность трех параметров: давления, температуры и расхода – вектором фазовых координат $r_j = [p_j, T_j, q_j]$. Расчет параметров потока на выходе элемента по входным параметрам можно толковать как преобразование вектора фазовых координат

$$r_j = f_j(r_{j-1}). \quad (2.3.4)$$

Обращая зависимости (2.3.4), получим формулу для вычисления фазовых координат на входе через выходные координаты

$$r_{j-1} = f_j^{-1}(r_j). \quad (2.3.5)$$

Операторная запись (2.3.4), (2.3.5) включает формулы для давления, температуры и соотношения материального баланса (все отборы и притоки по трассе должны быть заданы; точнее, из уравнений материального баланса должны определяться все значения q_i, \tilde{q}_i , если известен расход в какой-либо точке трассы).

Обсудим совокупность граничных условий. При расчете одного линейного участка достаточно задать две из трех величин P_i, p_i, q_i (если средняя температура известна); третья величина определяется из соотношения (2.3.1). В случае цепочки все промежуточные значения давления легко исключить, и система (2.3.1) – (2.3.3) дает одно уравнение связи между P_0, P_n, q . Это соотношение разрешимо, если заданы две величины P_0, q или P_n, q ; определение третьей сводится к последовательному применению формул (2.3.1), (2.3.2) или более точных соотношений (2.3.4), (2.3.5). Когда P_0 и P_n известны, определение расхода вызывает определённые трудности, если, конечно, не пользоваться предположением (2.3.3), а проводить расчет по реальным характеристикам КС. Расход не удается выразить в явном виде через известные величины. Уравнение связи приходится решать одним из численных итерационных методов. На каждом шаге итерации, как правило, требуется рассчитывать всю цепочку

ку от начала к концу или наоборот.

Итак, при любых граничных условиях приходится проводить расчет гидравлического режима газопровода по граничным условиям на одном из концов. Если число КС цепочки больше пяти, такой расчет осложняется явлениями неустойчивости. Неустойчивость состоит в том, что малые изменения граничных условий приводят к большим изменениям решения. Приведем пример, из которого ясно видна сущность явления. В табл. 2.1 сопоставлены два варианта расчета газопровода с восемью станциями. Как видно, по мере удаления от начала, различие между вариантами возрастает и становится весьма значительным, особенно по давлению.

Таблица 2.1

Сопоставление двух вариантов расчёта.

Номер КС	1-й вариант			2-й вариант		
	p , кгс/см ²	T , К	q , млн. м ³ /сут	p , кгс/см ²	T , К	q , млн. м ³ /сут
Начало	50,000	313,0	44,984	50,000	313,0	44,988
КС-1, вход выход	36,340 47,616	286,0 313,8	44,984 48,718	36,337 47,609	286,0 313,8	44,988 48,722
КС-2, вход выход	34,317 48,713	286,2 316,4	48,718 48,381	34,303 48,682	286,2 316,4	48,722 48,385
КС-3, вход выход	33,360 47,846	286,1 316,2	48,381 48,035	33,312 47,739	286,1 316,2	48,385 48,040
КС-4, вход выход	32,341 46,558	286,1 315,7	48,035 47,686	32,174 46,184	286,1 315,4	48,040 47,692
КС-5, вход выход	31,992 44,340	286,1 313,9	47,686 47,676	31,426 43,076	286,1 312,8	47,692 47,682
КС-6, вход выход	30,806 44,974	286,1 316,1	45,814 45,814	28,904 40,569	286,1 312,6	45,820 45,820

КС-7,	вход	33,370	286,0	39,211	29,963	286,0	39,217
	выход	52,853	323,4	39,201	39,768	316,6	39,207
КС-8	вход	40,860	286,0	39,201	20,459	286,0	39,207
	выход	56,000	325,7	39,201	23,094	294,8	39,207
Отвод Конец		52,632	286,0	18,738	11,675	286,0	18,744
		52,293	286,0	17,100	9,844	286,0	17,105

Неустойчивость вычислительных процедур создает помехи при практических расчетах. Это происходит в следующих ситуациях. Для определения пропускной способности газопровода по известным значениям P_0 , P_n приходится пользоваться итеративной процедурой и на каждом ее шаге проводить расчет газопровода при некотором фиксированном значении расхода q . Обычно расчет ведут в “прямом направлении”, т.е. от начала к концу газопровода с применением “прямых характеристик” КС (2.3.4). Необходимо выбрать такое значение q , чтобы при последовательном расчете КС и линейных участков цепочки от заданного давления P_0 получить в конце газопровода давление, практически равное заданному P_n . Сделать это порой очень трудно, несмотря на точность расчёта, обеспечиваемую персональными компьютерами. Минимальное изменение q (на единицу в последнем разряде) приводит к существенному изменению давления в конце газопровода.

Е. В. Шеберстов для объяснения неустойчивости воспользовался упрощенной моделью (2.3.1) – (2.3.3) и предположением об идентичности линейных участков ($A_1 = \dots = A_n = A$) и КС ($a_1 = \dots = a_n = a$, $b_1 = \dots = b_n = b$). В таком случае из уравнений (2.3.1) – (2.3.2) трудно вывести формулу для вычисления давления P_i через начальное давление P_0

$$P_i^2 = a^i P_0^2 - \frac{a^i - 1}{a - 1} (b + Aa) q^2 \quad (2.3.6)$$

Изменение P_0^2 на малую величину δP_0^2 приводит к изменению P_i^2 на $\delta P_i^2 = a^i \delta P_0^2$, изменение q^2 на δq^2 приводит к изменению

$\delta P_i^2 = - [(a^i - 1)/(a - 1)](b + Aa) \delta q^2$. Коэффициент a для всех типов нагнетателей больше 1: при одноступенчатом сжатии $a \approx 2$, при двухступенчатом $a > 3$. Поэтому малые возмущения P_0 и q вызывают многократно увеличенные возмущения P_i , если i достаточно велико.

Чтобы выполнялось условие равенства давления на выходе всех КС

$P_0 = P_1 = \dots = P_n$, достаточно считать

$$q^2 = \frac{a-1}{Aa+b} P^2. \quad (2.3.7)$$

Теперь увеличим давление P_0 на малую величину δP $P_0 = P + \delta P$ и проведем расчет в прямом направлении при расходе q , найденном по формуле (2.3.7). Возмущение δP будет “накапливаться” и приводить к все возрастающим значениям P_i (табл. 2.2). Расчет выполнен при $a = 3,202$; $b = 1,8413$; $A = 4$; $P = 50$; $\delta P = 10^{-5}$. P_i

Таблица 2.2

	P_i	i	P_i	i	P_i
	50,00	7	50,05		143,
001		255		4	6824
	50,00	8	50,16		246,
004		807		5	1690
	50,00	9	50,53		434,
015		619		6	2045
	50,00	1	51,69		773,
049	0	728		7	4206
	50,00	1	55,25		1381
160	1	119		8	,979
	50,00	1	65,34		2471
512	2	314		9	,818
	50,01	1	90,36	2	4422
641	3	958		0	,481

Важно отметить, что расчет в “обратном направлении” устойчив. Для доказательства этого достаточно проследить, к каким изменениям решения приводит малое возмущение P_n . Аналогично (2.3.6) выводим формулу для расчета P_i ($i = n-1, n-2, \dots, 1, 0$) через P_n

$$P_i^2 = a^{i-n} P_n^2 + \frac{1-a^{i-n}}{a-1} (Aa+b) q^2.$$

Вариация δP_n^2 величины P_n^2 вызывает вариацию величины P_i^2

$\delta P_i^2 = a^{i-n} \delta P_n^2$. Возмущение, как мы видим, затухает, уменьшается с увеличением количества шагов в расчете. Варьируя величину q^2 на δq^2 , получаем изменения величины P_i^2 того же порядка, что и δq^2 . Например,

$\delta P_0^2 = [(1 - a^n)/(a - 1)](b - aA) \delta q^2$, т. е. малые возмущения q^2 не могут привести к большим изменениям P_0^2 . Теперь можно отказаться от предположения об идентичности элементов газопровода. Из соотношений (2.3.1) – (2.3.2) получаем формулу, связывающую давление нагнетания на двух соседних КС

$$a_i P_{i-1}^2 - P_i^2 = a_i A_i q_i^2 + b_i \tilde{q}_i^2.$$

Вариации величин δP_{i-1}^2 и δP_i^2 связаны соотношением $\delta P_i^2 = a_i \delta P_{i-1}^2$. Следовательно, при расчете в прямом направлении ошибка в определении давления увеличивается на каждом шаге расчета в a_i раз. Неустойчивость начинает проявляться тем быстрее, чем больше a . В n -шаговом численном процессе вариация δP_0^2 приводит к изменению P_n^2 , равному

$\delta P_n^2 = a_1 a_2 \dots a_n \delta P_0^2$. При расчете в обратном направлении ошибка на каждом шаге уменьшается в a_i раз. Малое возмущение δq_0 вследствие линейности соотношений материального баланса приводит к такому же возмущению всех q_i, \tilde{q}_i . Неустойчивость по отношению к малым возмущениям q_0 нетрудно показать, применяя последовательно формулу $a_i \delta P_{i-1} - \delta P_i = (a_i A_i + b_i) \delta q_0$. Аналогично проводится анализ при любой другой форме аналитического задания напорных характеристик КС.

Таким образом, выбор крайних условий при расчёте стационарного режима следует проводить с осторожностью. Для газопроводов с большим числом КС лучше избегать задания величин P_0, q в качестве крайних условий. Вполне корректна задача определения расхода по давлениям P_0, P_n . В этом случае, строя итеративную процедуру решения, расчет желательно вести в обратном направлении. Можно, однако, ограничиться использованием “прямых” характеристик (2.3.4). Действительно, неустойчивость вычислительной процедуры не мешает определению неизвестного расхода. Значение q всегда можно определить с необходимой точностью, но для этого требуется большое число итераций. Остается найти распределение давлений $P_1, \dots, P_{n-1}, \dots, p_1, \dots, p_n$, соответствующее полученному значению q . Для этого можно воспользоваться следующим приемом, вполне пригодным для практики.

Пусть в итеративном процессе расчет в прямом направлении с расходом $q^{(1)}$ приводит к давлению $P_n^{(1)}$, которое больше заданного P_n , а расчет с расходом $q^{(2)} = q^{(1)} + \delta q$ (где δq - малая положительная величина) приводит к давлению $P_n^{(2)} < P_n$. Если хотя бы одна из разностей $P_n^{(1)} - P_n$, $P_n - P_n^{(2)}$ достаточно мала, - задача решена. В худшем случае из-за неустойчивости счета обе величины $P_n^{(1)} - P_n$, $P_n - P_n^{(2)}$ не являются малыми. Различие в распределении давлений $P_i^{(1)}$ и $P_i^{(2)}$ проявляется, начиная с достаточно большого значения индекса i . В примере (табл. 2.1) на КС в начале газопровода давление входа и выхода в 1-м и 2-м вариантах практически совпадают. Различие между вариантами начинает сказываться с КС-4, где $P_4^{(1)} - P_4^{(2)} = 0,374$. Вариация расхода δq в этом примере равна 0,004. При меньших значениях δq давление будет существенно различаться на КС с еще большими номерами. Отсюда становится ясной идея алгоритма, позволяющего в условиях неустойчивости счета найти распределение давлений.

Алгоритм.

1. Полагаем $j = 0$, $P_j = P_n$.
2. Рассчитываем часть газопровода $j - n$ по известным давлениям P_j , P_n и находим приближенные значения расхода с недостатком $q^{(1)}$ и с избытком $q^{(2)}$ такие, что $q^{(2)} - q^{(1)} < \varepsilon$.
3. Если $P_n^{(1)} - P_n < \varepsilon'$, значение $q^{(1)}$ и соответствующее распределение давлений определяют решение задачи.
4. Если $P_n - P_n^{(2)} < \varepsilon'$, значение $q^{(2)}$ и соответствующее распределение давлений дают решение задачи.
5. Если $P_n^{(1)} - P_n > \varepsilon'$ и $P_n - P_n^{(2)} > \varepsilon'$ считаем $P_{j+k} = 0,5 (P_{j+k}^{(1)} + P_{j+k}^{(2)})$ $j \rightarrow j + k$ и переходим к п.2.

Значит, на очередном этапе алгоритма начало j -го расчетного участка отодвигается на k единиц. Число k выбирается заранее. По данным табл. 2.1 при $\varepsilon = 0,004$ можно взять $k = 3$. Причем k должно быть подобрано так, чтобы $P_{j+k}^{(1)} \approx P_{j+k}^{(2)}$. Числа ε и ε' также задаются заранее и обуславливают необходимую точность.

Расчет теплового режима газопровода при реальных значениях параметров потока устойчив в направлении течения и неустойчив в направлении против течения. Расчет теплового режима часто играет вспомогательную роль, поэтому подробно не рассматривается, тем более что для этого пришлось бы говорить о законах течения газа в охлаждающих аппаратах.

Неустойчивость вычислительной процедуры имеет ту же природу, что и некорректность системы уравнений параболического типа (1.13) при двух заданных условиях на одном конце $p(0, t)$, $q(0, t)$.

Устойчивость вычислительной процедуры важна также при воспроизведении нестационарных режимов. Однако здесь на первый план выдвигается корректность разностной схемы. Неустойчивость из-за большого числа КС может проявиться при расчете начального (стационарного) распределения давления и температуры. При малой точности измерения основных параметров течения (особенно расходов) нецелесообразно моделировать нестационарные течения для оперативного диспетчерского управления большими системами газоснабжения. Наиболее актуальны задачи расчета стационарных режимов, но в некоторых исследованиях нестационарность является весьма существенным фактором. При расчете нестационарного течения по газопроводу приходится сопрягать конечно-разностную систему для участка с характеристиками КС как при определении начального состояния, так и на каждом временном слое.

2.4. Выбор оптимальных режимов эксплуатации направления перекачки

2.4.1. При нахождении оптимальных вариантов работы трубопроводов следует отличать задачи оперативного управления от планирования режимов на длительный период (неделю, месяц и т. д.). Необходимость планирования возникает из-за расхождения эксплуатационных и проектных режимов, которое возникает по ряду причин. Например,

- с открытием новых месторождений или уточнением запасов старых отклоняется от проектной подача в трубопровод;
- в зависимости от экономической конъюнктуры меняется спрос потребителей и соотношение между потреблением регионов;
- изменяется конфигурация трубопроводной сети из-за нового строительства, реконструкции и выбытия мощностей;
- режимы действующих трубопроводов изменяются в периоды проведения крупномасштабных работ по капитальному ремонту объектов системы;
- изменяется рабочее сечение трубы вследствие отложения парафинов, гидратов, песка и пр. и последующей очистки поршнями;
- из-за износа меняются показатели компрессорного оборудования;
- с увеличением возраста трубопроводов при ухудшении технического состояния приходится накладывать ограничения на рабочее давление в трубах, что особенно часто практикуется на тех фрагментах системы, загрузка которых со временем понизилась и не достигает проектных значений.

При планировании работы трубопровода течение считается стационарным. Для жидкостных трубопроводов это предположение естественно. Нестационарность течения в газопроводах безусловно сказывается на режимах эксплуатации. Эффект нестационарности особенно существенен для распределительных сетей газоснабжения из-за неравномерности потребления в суточном и недельном циклах. Однако транзитные газопроводы работают в стабильных режимах. Кроме того, система газоснабжения России уникальна по производственным мощностям своих объектов. Известно, что замеры расхода сопряжены с потерей давления (энергетическими затратами). Точность измерения больших расходов невелика, и это определяет качество информационного обеспечения при оперативном управлении газотранспортными суперсистемами. Поэтому основной эффект от реализации расчётов, выполненных с помощью математических (компьютерных) моделей, получается на уровне стационарных режимов.

2.4.2. Дальнейшие рассуждения будут привязаны к газотранспортным системам. Модели расчёта и оптимизации жидкостных трубопроводов основаны на тех же принципах, однако различие в деталях не позволяет совместить описание газо- и нефтепроводов. Поставим задачу выбора оптимального режима для выполнения определенного плана поставок. Поступление газа с месторождений, распределение по потребителям, и, следовательно, расходы по участкам считаются заданными. Известны также гидравлические параметры газопровода, состояние компрессорного оборудования и его характеристики, химический состав и температура газа, температура грунта. Кроме того, следует задать или ограничить сверху давление в начале газопровода и задать или ограничить снизу давление в конце газопровода.

В качестве функции цели φ используются суммарные затраты энергии по компрессорным станциям в стоимостном выражении. Критерием может служить также суммарная полезная мощность, когда различия в стоимости энергии на разных КС не велики. В период становления рыночных отношений в России возникла ситуация, когда для компании ОАО «Газпром», эксплуатирующей систему магистрального транспорта, стало невыгодно использование электроприводных агрегатов из-за слишком большой разницы в ценах на газ и электроэнергию. Естественно, что в этой ситуации пользоваться суммарной мощностью в качестве функции цели нельзя. Конкретные условия могут побуждать к введению в функцию цели некоторых специфических факторов, которые выявят необходимость отдать предпочтение агрегату менее экономичному, но находящемуся в лучшем состоянии и т. д.

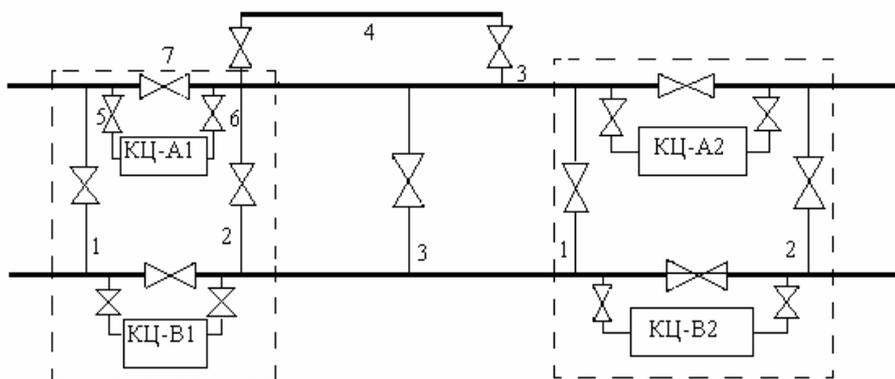


Рис. 2.4. Принципиальная схема двухниточного коридора газопроводов:

— основные трубопроводы; — перемычки; — задвижка;

1 – межцеховые перемычки на входе КС, 2- межцеховые перемычки на выходе КС, 3 – перемычки на трассе, 4 – лупинг.

В результате решения находятся управляющие воздействия на поток транспортируемого газа (управления). Управления определяются в основном апробированными практикой способами регулирования. К управлениям относятся: число параллельных групп центробежных нагнетателей или газомото-компрессоров; число машин в группе, а также другие варианты оперативного изменения технологической схемы транспорта газа. Один из способов регулирования режимов на многониточных системах состоит в отключении компрессорного цеха (КЦ) и изолированной работе нитки. На рис 2.4 изображён фрагмент двухниточного газопровода с лупингом. При открытом кране 7 и перекрытых кранах 5 и 6 цех 1А отключается. Соответствующая схема транспорта газа получила название “нитка на проход”. Межцеховые перемычки на входе и выходе КС позволяют эксплуатировать оба цеха в едином гидравлическом режиме, в частности не разделять агрегатный резерв по цехам и считать его общим для станции.

Перечисленные выше управления имеют дискретную область изменения. Каждое из них носит сугубо индивидуальный характер. Из-за качественного разноразия и небольшого числа допустимых вариантов при нахождении оптимума чаще всего приходится ограничиться перебором всех возможных значений дискретных управлений.

На КС применяют несколько видов управлений с непрерывной областью изменения. Для агрегатов с газотурбинным приводом – это частота вращения нагнетателя. На газопроводах России все агрегаты с электроприводом нерегулируемы по скорости вращения, для них управляющими воздействиями служат понижение давления на приеме КС и перепуск

газа с выхода на вход группы.

Задача состоит в том, чтобы определить технологически допустимое решение, которое удовлетворяет ограничениям типа (1.9.18) - (1.9.21) и минимизирует функцию цели.

2.4.3. Рассмотрим сначала трубопроводные системы типа цепочки. К ним относятся однониточные газопроводы и многониточные коридоры, когда все нитки работают в едином гидравлическом режиме с открытыми межцеховыми переключками на входе и выходе КС. Для газопровода-цепочки с фиксированными притоками и отборами единственной фазовой координатой, определяющей течение, можно считать давление. Грубо говоря, два режима с одинаковым распределением давления отождествляются, несмотря на неодинаковое распределение температуры и некоторое отличие расходов из-за разницы потребления на собственные нужды. Количество потребляемого газа точно вычисляется и входит в уравнения материального баланса. В полной мере учитывается также влияние температуры на законы движения по трубе и нагнетателю. Однако два варианта управления, которые приводят к одному и тому же распределению давления, могут лишь незначительно отличаться по общему количеству потребляемого газа и распределению температуры. Таким образом, в области фазовых координат задача является одномерной. Аппаратом для решения таких задач может служить целенаправленный перебор вариантов [28,26], который используется в динамическом программировании. Чтобы получить материал для дальнейших ссылок, приведем рекуррентные, соотношения, лежащие в основе метода.

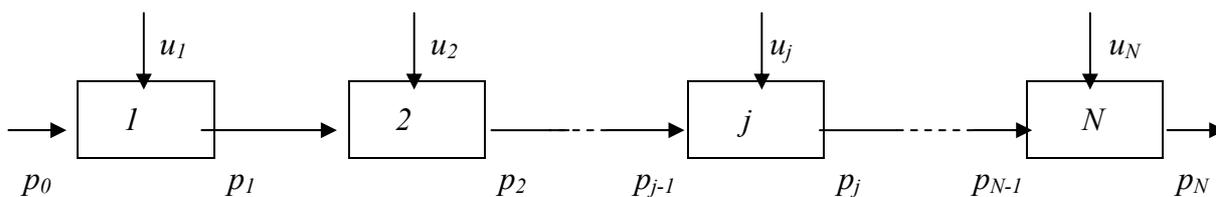


Рис. 2.5. Схема многошагового процесса.

Рассматриваемый процесс разбивается на последовательные шаги, или этапы, как это показано схематически на рис. 2.5. Каждый шаг связан с преобразованием параметров потока (фазовых координат). Разбиение процесса на шаги неоднозначно. Шагом можно считать компрессорную станцию, компрессорную станцию с примыкающим участком и т. д.

На каждом шаге применяется некоторое управляющее воздействие u_j . Компонентами вектора u_j , служат как дискретные, так и непрерывные величины. Число компонент зависит от того, как введено понятие шага.

Функция цели обладает свойством аддитивности

$$\Phi = \varphi_1(p_0, u_1) + \varphi_2(p_1, u_2) + \dots + \varphi_N(p_{N-1}, u_N). \quad (2.4.1)$$

Вектор управлений u_j и состояние в начале шага p_{j-1} однозначно определяют результирующее состояние p_j т. е. $p_j = p_j(p_{j-1}, u_j)$. Наоборот, состояния p_{j-1} и p_j позволяют найти управление, хотя необязательно однозначно. Будем считать, что мы умеем находить для фиксированных p_{j-1} и p_j такое управление u_j , при котором функция цели была бы минимальной.

$$g_j(p_{j-1}, p_j) = \min_{u_j, p_j = p_j(p_{j-1}, u_j)} \varphi_j(p_{j-1}, u_j) \quad (2.4.2)$$

Минимизация проводится по тем значениям u_j , которые приводят к данному значению p_j .

Будем обозначать $p_j - p_{j-1} = \Delta p_j$ - изменение давления на j -м шаге. Если давление в начале и в конце газопровода задано, должно быть выполнено условие

$$\sum_{j=1}^N \Delta p_j = p_N - p_0. \quad (2.4.3)$$

Задача сводится к отысканию такого распределения p_1, p_2, \dots, p_{N-1} , которое удовлетворяет уравнению (2.4.3) и обеспечивает минимум функции

$$R(p_1, \dots, p_{N-1}) = g_1(p_0, p_1) + g_N(p_{N-1}, p_N). \quad (2.4.4)$$

К многошаговому процессу можно непосредственно применить принцип оптимальности [28]. Введем последовательность функций $f_j(p_j)$ ($j = 1, \dots, N$) Функция f_j представляет собой суммарные затраты на первых j шагах при условии, что траектория p_0, p_1, \dots, p_j оптимальна.

Естественно считать $f_0(p_0) = 0$, тогда

$$f_1(p_1) = g_1(p_0, p_1). \quad (2.4.5)$$

Для функций f_j ($j > 1$) получается рекуррентное соотношение

$$f_j(p_j) = \min_{p_{j-1}} [f_{j-1}(p_{j-1}) + g_j(p_{j-1}, p_j)] \quad (2.4.6)$$

($j = 1, \dots, N$).

Минимизация проводится по тем значениям p_{j-1} , при которых осуществим переход из состояния p_{j-1} в состояние p_j . Диапазон изменения p_{j-1} меняется от шага к шагу. Можно, однако, искусственным образом расширить его:

$p_j \in [p^*, p^*]$ ($j = 0, \dots, N$), где p^* - максимальное, а p^* - минимальное значение p , положив $g_j(p_{j-1}, p_j) = \infty$, когда из-за технологических ограничений невозможно перейти из состояния p_{j-1} в состояние p_j . Этим приемом унифицируется процедура поэтапного решения.

Численное решение получается дискретизацией в области фазовых координат p_j . Интервал $[p^*, p^*]$ разбивается шкалой так, чтобы значения функций $f_j(p_j)$ в точках сетки p_j^l , давали достаточно полное представление о поведении f_j на всем интервале $[p^*, p^*]$.

Значения функций $f_j(p_j)$ табулируются в точках сетки и служат для вычисления f_j на всем интервале $[p^*, p^*]$. Функцию f_j при этом можно считать кусочно-постоянной или применять для нее линейную интерполяцию.

Исходная задача формулируется как задача с известным давлением на входе и выходе газопровода. Но в результате решения мы получаем оптимальные режимы с заданным давлением в начале и любым допустимым давлением в конце газопровода.

Метод динамического программирования позволяет легко обойти трудности, связанные с узостью допустимого диапазона и дискретностью некоторых компонент u_j . Решение уравнения (2.4.2) достигается индивидуальными путями для каждого вида управлений. Поскольку p_{j-1}, p_j фиксированы, дискретные управления определяются однозначно или их легко перебрать. Проверка технологических ограничений также осуществляется при решении уравнения (2.4.2).

Общий вид уравнения, по которому строится итеративный процесс:

$$f_j(p_j^l) = \min_i [f_{j-1}(p_{j-1}^l) + g_j(p_{j-1}^l, p_j^l)]. \quad (2.4.7)$$

Основная трудность при реализации данного метода обусловлена разнотипностью компрессорных станций. Решать функциональное уравнение (2.4.2) приходится индивидуально для каждого типа станций. Иногда эта задача сама по себе весьма громоздка.

2.4.4. Во многих случаях оптимизацию управления компрессорной станцией удастся локализовать. Оптимальное решение, как правило, будет выходить на одно из ограничений. Широко известен, например, “принцип максимального давления”, согласно которому минимум мощностных затрат будет достигаться при максимально возможных давлениях нагнетания. Этот “принцип” является прямым следствием физических законов.

Проведём качественный анализ, для чего сравним 2 режима течения по линейному участку с одним и тем же расходом. Первый характеризуется давлениями P в начале p в конце участка, а второй соответственно P_l и p_l . Если при анализе пренебречь влиянием распределения температур (что безусловно можно сделать), то эти величины будут удовлетво-

рять соотношению

$$P^2 - p^2 = P_1^2 - p_1^2. \quad (2.4.8)$$

Положим, что режимы незначительно отличаются между собой $P_1 = P + \delta p$. Тогда с точностью до малых второго порядка из (2.4.8) получим

$$\frac{\delta \varepsilon}{\varepsilon} = -\frac{\delta P}{P}(\varepsilon^2 - 1), \quad (2.4.9)$$

где $\varepsilon = P/p$ степень расширения газа на участке, а $\delta \varepsilon = \varepsilon_1 - \varepsilon = P_1/p_1 - P/p$. Из (2.4.9) следует, что при $\delta P > 0$, $\delta \varepsilon < 0$. Потери давления на трение при течении по участку восполняются сжатием газа на перекачивающей станции. Как видно из формулы (1.9.6), удельная (на единицу массы) работа, необходимая на перекачку газа, линейно зависит от $\varepsilon^{(m-1)/m}$. Следовательно, при повышении давления уменьшаются затраты энергии, требующиеся для восстановления потерь на трение. Таким образом, если стоимости *квт·ч* на различных КС совпадают (или близки друг к другу), то режим с поддержанием максимального давления нагнетания КС будет отвечать минимальным энергетическим затратам.

Предложенный выше алгоритм упорядоченного перебора вариантов в фазовом пространстве давлений (2.4.7) может быть заменён с учётом того, что функции φ_j и g_j из формул (2.4.1), (2.4.2) кусочно выпуклы по своим аргументам. Это обстоятельство позволяет использовать идеи динамического программирования при выпуклых функциях цели. Однако из-за дискретности управляющих воздействий требуется сочетать эти идеи с комбинаторным анализом, чтобы не упустить оптимальных вариантов включения агрегатов на КС.

В случае, когда конфигурация газотранспортной системы не может быть сведена к моделям газопровода-цепочки, расчётные алгоритмы усложняются. Рассмотрим, например, многониточный коридор, работающий по схеме с “нитками на проход”. Каждая “нитка на проход” приводит к появлению цикла на графе, имитирующем структуру трубопроводной системы. Это значит, что на распределение давлений накладывается ещё одно ограничение в виде равенства как следствие второго закона Кирхгофа. Формально появление этого ограничения можно обойти, введя ещё одну фазовую координату, например, поправочный расход по циклу. Поиск оптимального режима становится задачей двумерного динамического программирования [28]. Как известно, увеличение числа фазовых координат приводит к быстрому росту объёма вычислений. Практически нежелательно пользоваться схемами динамического программирования с количеством фазовых координат 4 и более. Однако даже двумерные схемы позволяют существенно расширить круг практических задач моделирования

газотранспортных систем. К таким схемам сводятся все важнейшие задачи поиска оптимальных режимов на многоиточных коридорах. Полное описание методов опускается, так как оно потребовало бы развёрнутого изложения технологических и алгоритмических деталей.

2.4.5. Опишем некоторые особенности моделирования режимов максимальной загрузки. Такие режимы были характерны для газопроводов СССР в семидесятые-восьмидесятые годы, особенно в зимний период повышенного спроса. По ряду причин ограничить потребление газа в российских условиях сложно. Технологически допускается значительное увеличение отбора газа на ГРС. Повышенный отбор возможен за счет уменьшения аккумулированного в трубе газа и приводит к снижению давления в системе. Но таким путем некоторое повышение отбора может быть достигнуто лишь на небольшом отрезке времени. При этом, чтобы поддержать подачу на должном уровне, приходится интенсифицировать работу силового оборудования, включать дополнительные агрегаты. Падает надежность системы газоснабжения. При аварийном отключении части агрегатов или нитки на одном из участков пропускная способность восстанавливается только после повышения давления в трубах.

При дефиците газа пропускная способность газопровода может оставаться почти на уровне номинальной, но фактические режимы будут далеки от оптимальных. Даже если расход задавать близким к максимально возможному, расчетный режим будет существенно отличаться от эксплуатационного. Рассмотренное выше явление неустойчивости счета показывает, что при одном и том же расходе и почти одинаковых управляющих воздействиях могут получиться варианты с совершенно различным распределением давления. Вариант с высоким давлением окажется предпочтительнее с точки зрения критерия стоимости и затрат энергии. Различие между расчетными и эксплуатационными режимами сохранится, пока математическая модель не отразит отмеченных технологических деталей. Если в модель не вводятся соответствующие факторы, расчетные варианты нельзя считать оптимальными.

К условиям зимнего сезона более подходит модель максимальной загрузки газопровода. Для газопровода-цепочки с попутными потребителями максимальная загрузка не означает максимальную подачу в газопровод. Если не ограничивать близких к источнику потребителей, то дефицит топлива для конечных потребителей может оказаться существенным. Критерий максимальной загрузки линейного газопровода следует понимать как подачу в конечный пункт максимального количества газа при заданных попутных отборах. Для разветвленных и тем более закольцованных систем критерий следует уточнить. Функцией цели

здесь может служить суммарная подача в один или несколько пунктов или взвешенная суммарная подача, где веса назначаются в соответствии со значимостью потребителя.

Режим максимальной загрузки определяется принципиально простым алгоритмом. Алгоритм дублирует итерационный метод расчета гидравлического режима при заданном давлении в начале и конце и заданных управляющих воздействиях. Но теперь в процессе последовательного расчета элементов газопровода при фиксированном расходе управляющие воздействия на каждой КС выбираются так, чтобы обеспечивалось максимальное давление нагнетания.

2.5. Оптимизация решений при проектировании трубопроводов

2.5.1. Становление и развитие больших трубопроводных систем нефте- и газоснабжения было осуществлено в СССР в очень сжатые по историческим меркам сроки: начиная со второй половины 40-х годов до конца 80-х. Нефтяные магистрали связали основные районы добычи: Поволжье, Западную Сибирь, Север Европейской части России с Центром, Украиной, Белоруссией, Северо-Западом, Восточной Сибирью. Газопроводы строились по мере освоения новых газоносных регионов. Первый из них связал Поволжье с Москвой. Затем осваивались месторождения Украины, Северного Кавказа, Коми, Средней Азии, Южного Урала и, наконец, Западной Сибири.

Развитие трубопроводной инфраструктуры сопровождалось увеличением диаметров труб и рабочего давления. Одновременно происходило совершенствование силового оборудования, рост единичных мощностей и производительности насосов и агрегатов.

В период планового ведения хозяйства системным вопросам размещения объектов нефтегазового комплекса уделялось немалое внимание. На первый план однако выдвигались технические аспекты проблемы. Поскольку с ростом диаметра труб и единичных мощностей перекачивающих машин улучшаются энергетические и экономические показатели работы трубопроводов, чаще всего проектом предусматривалось использование оборудования с максимально возможными параметрами, выпуск которого освоен предприятиями металлургии и тяжёлого машиностроения. Вопросы маркетинга практически не прорабатывались, так как производство и потребление энергоносителей было сбалансировано пятилетними и текущими (ежегодными) планами. В качестве критерия оптимальности для сопоставления вариантов проектируемого объекта использовались приведенные затраты

$$S = E + cK. \quad (2.5.1)$$

При обосновании этой формулы общие затраты разбиваются на две составляющие:

капиталовложения K и эксплуатационные издержки E . Первая из них включает затраты на трубы, оборудование, строительные работы, вторая - стоимость электроэнергии и топливного газа, расходы на обслуживание (заработная плата, смазочные материалы, ремонтные работы и др.). Сумма этих двух стоимостей, исчисленная в годовом масштабе, составляет так называемые приведенные затраты S . Коэффициент c - величина, обратная сроку окупаемости.

Наиболее спорным моментом при использовании критерия (2.5.1) является выбор коэффициента c . Одно время считалось, что для производств нефтегазового комплекса срок окупаемости составляет 7 лет и, следовательно, $c=1/7$. В дальнейшем при подготовке проектных решений коэффициент c стали варьировать и исследовать решения при его изменении в некотором диапазоне, что, конечно, позволило делать более обоснованные выводы.

Применение единственного экономического критерия (а не нескольких, как это принято при обосновании инвестиционных проектов в рыночной экономике) было вполне оправдано. При жёстком государственном регулировании экономики деньги перестают выполнять первоначально отводимые им функции универсального эквивалента, и их роль резко снижается. В частности на протяжении всего периода интенсивного трубопроводного строительства страна испытывала дефицит труб, и цены на энергоносители были существенно занижены. В результате энергоёмкость российских трубопроводов выше, чем в Северной Америке и Западной Европе.

2.5.2. Процесс принятия решений при проектировании крупного трубопровода распался на несколько этапов

- принципиальное согласование сроков начала и объёмов строительства,
- технико-экономическое обоснование (ТЭО) проекта,
- технологическое проектирование.

На первом этапе подготавливалось предложение отрасли для включения объекта в планы развития народного хозяйства. Определялись ориентировочно направление трассы и производительность трубопровода. На этапе ТЭО проводились более детальные технико-экономические расчёты, уточнялось расположение перекачивающих станций и объёмы промышленного и гражданского строительства. Заключительный этап состоял в подготовке рабочих чертежей, включая расположение трассы на местности.

Чрезвычайно быстрые темпы развития магистральных сетей нефте- и газоснабжения обусловили некоторые существенные ошибки и были одной из причин некачественного выполнения строительных работ. До начала освоения месторождений-гигантов Надым-

Пургазовского региона производственные мощности газопроводов не были сбалансированы с возможностями добычи месторождений. Так многониточная система Северный Кавказ – Центр работала в пректном режиме всего лишь около 5 лет. Затем её загрузка понизилась из-за быстрого истощения месторождений. Стремление во что бы то ни стало закончить строительство к намеченному и утверждённому государственным планом сроку привело к появлению так называемых “вставок”, то есть к использованию на некоторых участках труб меньшего диаметра, чем предусмотрено проектом.

При проектировании первых трубопроводов возможности варьирования решений были более широкими, чем в дальнейшем. Вопрос о размещении перекачивающих станций на газо- и нефтепроводах длиной в несколько тысяч километров при проектировании первых ниток решался далеко неоднозначно. В малонаселённых районах Сибири и Европейского Севера приходилось строить рабочие посёлки иногда буквально на пустом месте. Но в дальнейшем выбранный вариант расположения определял основные параметры следующих ниток. Создание многониточных коридоров было единственным разумным решением при наличии уникальных газовых и нефтяных месторождений, находящихся на значительном расстоянии от промышленных центров.

Ниже будут приведены алгоритмы выбора рациональных технологических схем при проектировании трубопроводов, отвечающие условиям первоначального освоения нефтегазовосного региона или крупного месторождения. Практическое значение этих методов сейчас, конечно, уменьшилось, но их рано списывать в архив. Во-первых, предстоит ещё промышленное освоение месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, которое безусловно будет сопровождаться строительством сверхдлинных трубопроводов. Во-вторых, значение самих методов выходит за рамки проблем, для которых эти методы разрабатывались.

Существуют две основные причины, по которым процедуры технологического проектирования систем магистрального транспорта нефти и газа претерпевают существенное изменение. Это, во-первых, изменение социально-экономического уклада и переход к рыночным отношениям и, во-вторых, предстоящие крупномасштабные работы по освоению континентального шельфа. На первый план при подготовке проектов в области трубопроводного транспорта выходят экономические вопросы, требующие глубокого анализа доходности проектируемого объекта за весь цикл его существования. При высокой рентабельности и приемлемом уровне риска можно рассчитывать на привлечение инвестиций, достаточных для реализации капиталоемкого проекта.

Освоение нефтегазовых месторождений на шельфе морей Северного Ледовитого и Тихого океанов потребует сопоставления различных вариантов переработки и транспортировки углеводородного сырья. Проекты сооружения трубопроводных систем должны выдерживать конкуренцию с вариантами транспортировки морем и смешанными сухопутно-морскими проектами. В любом случае при принятии решений акценты смещаются. Вместо проблем технических главными становятся проблемы окупаемости проекта, что упирается в прогнозы экономического развития на длительный срок вплоть до мировых цен на энергоносители. Для нашей страны, являющейся крупнейшим экспортёром углеводородов, важно правильно определить перспективные рынки для своей продукции, отслеживая динамику развития спроса и предложения на энергоносители в глобальных масштабах.

2.5.3. Перейдём к формулировке одной из типичных задач проектирования трубопровода. При этом, как и раньше, не будем пытаться достигнуть общности в изложении и сосредоточимся на газотранспортных системах.

Начнём с определения того, какие данные должны быть известны проектировщику для определения технологической схемы газопровода, затем ещё раз сформулируем цели, какими он должен руководствоваться, и, наконец, выведем рекуррентные соотношения, дающие ключ к получению численных результатов.

Пусть заданы начало и конец линейного (типа цепочки) газопровода. В процессе предварительных изысканий обычно намечают направление трассы и ряд пунктов на ней, подходящих для сооружения КС. Занумеруем эти пункты в направлении от источника питания к потребителю

$$m_1, m_2, \dots, m_n \quad (2.5.2)$$

Общее число членов в последовательности (2.5.2) может значительно превосходить число КС в окончательном варианте. Случай, когда намечено несколько вариантов трассы, ни одному из которых нельзя отдать предпочтения без точного количественного анализа, рассмотрен далее. На данном этапе проектирования расположение трубопровода на местности не имеет значения. Должны быть известны лишь расстояния между точками (2.5.2).

При гидравлическом расчете участка газопровода используют соотношения (1.3.5) [или (1.3.6)] и (1.3.8). Вследствие того, что газопровод имеет значительную протяженность, некоторые параметры могут изменяться. Вдоль трассы задаются интервалы постоянства этих параметров и их значения на интервалах. Проектировщики учитывают изменение коэффициента теплопередачи K_c и стоимостных показателей. Изменение K_c может быть весьма значительным, если применяют разные способы прокладки трубопровода (подземный, на-

земный, надземный).

Основная переменная, на которой строится расчет, - пропускная способность газопровода - также входит в число исходных данных задачи. Из-за попутных отборов, в том числе отборов на собственные нужды, обычно расход уменьшается по ходу течения газа. Так что формально пропускную способность (расход) также следует относить к поинтервально заданным величинам.

Цель проектировщика - выбрать наилучший из допустимых вариантов, обеспечивающих заданную пропускную способность. Допустимые варианты зависят от сортамента труб и типоразмеров агрегатов КС. В частности при проектировании могут рассматриваться агрегаты, еще не освоенные промышленностью. Тем не менее их характеристики должны быть известны. Критерий, по которому оцениваются варианты, как уже говорилось, - минимум затрат S из (2.5.1). Вместо него могут быть приняты и другие критерии, например, чистый дисконтированный доход (*net present value*). Для того, чтобы работал метод, изложенный ниже, важно лишь, чтобы сохранялось свойство аддитивности критерия. Выбирают тот вариант, для которого значение критерия минимально.

Каждая из компонент критерия (2.5.1) E и K состоит из затрат на линейную часть (E_L , K_L) и КС (E_S , K_S). В k -ниточном газопроводе, содержащем n участков с последующими КС,

$$K_L = \sum_{j=1}^n \left(\sum_{r=1}^k C_r L_j + C_2 l_j \right). \quad (2.5.3)$$

Здесь L_j и l_j - длина участка с номером j и длина лупинга. Стоимостные коэффициенты C_r не одинаковы. Принято, что комплекс линий связи должен обслуживать три параллельные нитки. Поэтому в коэффициенты C_1 , C_4 включают дополнительные затраты на связь. Эксплуатационные издержки по линейной части обычно считают пропорциональными капиталовложениям: $E_L = c_2 K_L$.

Аналогично и по КС: $E_S = c_4 K_S$, причем коэффициенты c_2 и c_4 , вообще говоря, не равны. Капиталовложения K_S обычно представляют формулой

$$K_S = c_3 m + f(N).$$

Здесь первый член пропорционален числу машин m , второй зависит от общей мощности. При этом функцию $f(N)$ задают в виде таблицы.

Для наших целей особое значение имеет аддитивность критерия по числу участков и КС, другими словами, по длине трубопровода

$$S = \sum_{j=1}^n S(j) = \sum_{j=1}^n [S_L(j) + S_S(j)] \quad (2.5.4)$$

Набор компонент решения на j -м участке или КС будем называть вектором u_j . В состав компонент этого вектора входят: на линейном участке число ниток и их диаметры, длина и диаметр лупинга; на КС - число и схема работы центробежных нагнетателей и частота их вращения n/n_0 . Важную роль играет выбор мест расположения КС.

В качестве фазовой координаты достаточно взять давление p . При этом температура считается параметром, т. е. каждое решение определяется лишь распределением давления, но в расчетах обязательно используются формулы типа (1.3.7) - (1.3.8) и учитывается влияние температуры на распределение давления. Расчет можно вести по шагам, применяя принципы упорядоченного перебора. Шагом процесса будет переход от одного расчетного участка к другому.

Затраты φ_j на j -м шаге определяются значением фазовой координаты p_{j-1} и набором управляющих воздействий u_j .

Если, как в р.2.4, ввести функции $g_j(p_{j-1}, p_j)$ по формуле (2.4.2), представляющие минимальные затраты на j -м шаге при значениях давления p_{j-1}, p_j в начале и конце шага, и функции $f_j(p_j)$, представляющие затраты на j шагах в оптимальном решении, получим рекуррентное соотношение, аналогичное (2.4.6). Рассматриваемая задача отличается от задачи оптимального планирования режимов спецификой управляющих воздействий u_j и решением уравнения типа (2.4.2). Этот алгоритм назовём алгоритмом I и сопоставим его с алгоритмом II, к изложению которого переходим.

Предположим сначала, что газопровод проектируется на заданное давление нагнетания. Пусть, например, оно одинаково для всех КС и равно p_{max} . Соединим каждую пару точек множества (2.5.2) дугой, направленной к точке с большим номером. Полученный граф G изображен на рис. 2.6.

Каждой дуге (j, k) , где $j < k$ сопоставим число s_{jk} , которое равно минимуму суммарной стоимости строительства [вернее приведенной стоимости s_{jk} из соотношения (2.5.1)] линейного участка, соединяющего точки j и k и КС в точке k при условии,

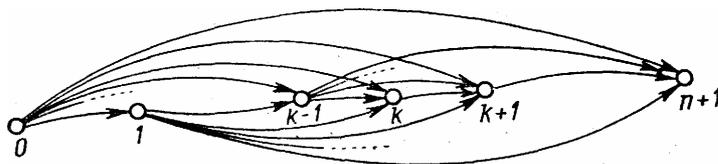


Рис. 2.6. Граф возможных путей.

что в точках i ($j < i < k$) КС не сооружаются. Величины s_{jk} определяются из функционального уравнения, аналогичного уравнению (2.4.2)

$$s_{jk} = \min_{u_{jk}, p=p(u_{jk})} S_{jk}(p, u_{jk}). \quad (2.5.5)$$

Здесь p - давление на входе КС в точке k , вектор управлений u_{jk} снабжен двумя индексами, так как выбираются параметры не только КС, но и линейного участка (j, k) . В отличие от $g_j(p_{j-1}, p_j)$ из уравнения (2.4.2) s_{jk} - число, а не функция, так как давление в точках j и k фиксировано и равно p_{max} .

Вычислим s_{jk} для каждой дуги графа G . Назовем s_{jk} “длиной” дуги (j, k) . Если на графе найти путь кратчайшей длины, соединяющий вершины l и n , то он даст оптимальное решение.

В нашем случае нет необходимости применять общий алгоритм Форда - Фалкерсона для поиска пути кратчайшей длины - можно использовать более простой алгоритм упорядоченного перебора. Пусть f_k длина кратчайшего пути из l в k . Пользуясь тем, что в произвольную точку k заходят дуги лишь из точек с меньшими номерами, можно написать рекуррентное соотношение

$$f_k = \min_{j < k} (f_j + s_{jk}), \quad k > l. \quad (2.5.6)$$

Очевидно, что ориентация дуг не имеет принципиального значения для построения алгоритма, и расчет можно было бы вести и в противоположном направлении. Объем вычислений в формуле (2.5.6) можно резко сократить, если заранее отбросить варианты, которые не могут быть оптимальными. Например, когда расстояние (в обычном смысле) L_{jk} между пунктами k и j слишком велико или слишком мало, дуга (j, k) не может быть частью оптимального пути. Каждому значению k сопоставим множество M_k , на котором следует производить поиск при решении (2.5.6). Например, в M_k можно включить лишь такие $j < k$, для которых $L^* < L_{jk} < L^*$, где L^* и L^* определяются на основании технико-экономического анализа. Таким образом, вместо соотношения (2.5.6), имеем

$$f_k = \min_{j \in M_k} (f_j + s_{jk}) \quad (2.5.7)$$

Остановимся подробнее на методе решения уравнения (2.5.5). Большинство компонент вектора u_{jk} дискретны и поэтому для решения уравнения (2.5.5) непригодны градиентные и другие методы поиска экстремума гладких функций.

Вектор u_{jk} содержит компоненты, характеризующие технологические решения по линейному участку и КС. Разделим компоненты на две группы и будем писать $u_{jk} = \|v_{jk}, w_k\|$ где v_{jk} - совокупность компонент, относящихся к линейному участку, а w_k - совокупность компонент, относящихся к КС. Приведенные затраты S_{jk} представим в виде суммы затрат по трубопроводу Φ_{jk} и по КС Ψ_k : $S_{jk} = \Phi_{jk} + \Psi_k$. Вектор v_{jk} однозначно определяет входное давление p , но к одному и тому же значению p могут приводить различные векторы v_{jk} . Аналогичное утверждение справедливо и для w_k . Будем считать, что функции Φ_{jk} (или Ψ_k) одновременно зависят от v_{jk} (или w_k) и p : подразумевая при этом, что выбор v_{jk} (или w_k) ограничен значением p : $v_{jk} = v_{jk}(p)$, $w_k = w_k(p)$. Тогда уравнение (2.5.5) запишется в виде

$$S_{jk} = \min_p \left[\min_{v_{jk}(p)} \Phi_{jk}(p, v_{jk}, x_j, y_j, x_k, y_k, q_{jk}) + \min_{w_k(p)} \Psi_k(p, w_k, x_k, y_k, q_k) \right] \quad (2.5.8)$$

В качестве аргументов функций Φ_{jk} , Ψ_k указаны расход по участку q_{jk} и КС q_k и географические координаты $(x_j, y_j), (x_k, y_k)$ точек j и k , так как стоимостные показатели часто зависят от районов прокладки трубопровода,

Специфика задачи должна быть учтена при определении функций

$$\varphi_{jk}(p) = \min_{v_{jk}(p)} \Phi_{jk}(p, v_{jk}, x_j, y_j, x_k, y_k, q_{jk}) \quad (2.5.9)$$

$$\psi_k(p) = \min_{w_k(p)} \Psi_k(p, w_k, x_k, y_k, q_k) \quad (2.5.10)$$

К таким же элементарным операциям сводится алгоритм 1, достаточно лишь указать в качестве аргумента функций Φ_{jk} , Ψ_k давление p_j в начале участка. Очевидно, формулы (2.5.9), (2.5.10) являются другой записью соотношения (2.5.5).

При решении (2.5.9) должно быть учтено соотношение (2.1.4), которое в нашем случае удобно представить в виде

$$P^2 - p^2 = aq^2 \left[\frac{l-x}{\mu^2} + \frac{x}{(\mu + \mu_l)^2} \right] \quad (2.5.11)$$

Если участок состоит из k ниток с диаметрами D_i и лупинга длиной l с диаметром D_l , то $\mu = \sum_{i=1}^k (D_i / D_0)^{2,6}$, $\mu_l = (D_l / D_0)^{2,6}$, $x = l/L$ относительная длина лупинга.

Большое достоинство алгоритма II в том, что он непосредственно приводит к технологически приемлемым решениям. В алгоритме I структура линейной части меняется на ка-

ждом шаге и решение, вообще говоря, будет содержать линейные участки, составленные из кусков разной структуры, что оправдано лишь при существенных отборах в пунктах изменения структуры. Поэтому решение, полученное в алгоритме I, нуждается в усовершенствованиях для учета всех технологических требований. Чтобы определить рациональный способ решения уравнения (2.5.9), следует предварительно провести технико-экономический анализ. Выбор труб и типоразмера КС зависит от экономических показателей, заложенных в критерий.

Удельные стоимости сооружения линейной части позволяют в зависимости от пропускной способности трубопровода найти оптимальный диаметр лупинга.

Уравнения типа (2.5.9) можно решать методом полного перебора по p , заставляя p принимать достаточно большое число значений - шкалу. При равномерной шкале можно упустить наиболее оправданные с технологической точки зрения варианты, не содержащие лупингов. Поэтому лучше сначала составлять грубую шкалу, включая в нее все значения $\mu = \mu_1 k_1 + \mu_2 k_2$, где k_1, k_2 - число ниток диаметра D_1, D_2 соответственно. А уже затем интервал между двумя смежными точками грубой шкалы разбивается на определенное число частей, пропорциональное длине интервала.

Уравнение (2.5.10) решается путем перебора возможных типоразмеров КС. Характеристики нагнетателей считаются известными, и по степени сжатия нетрудно найти число параллельных групп, общее число рабочих и резервных агрегатов и функцию цели для каждого типоразмера. При этом функция цели может быть индивидуализирована для каждого пункта, чтобы учесть не только различие стоимостных показателей, но и всевозможные конъюнктурные факторы.

2.5.4. Перейдём к вопросу о выборе трассы, имея в виду крупномасштабные задачи поиска генерального направления трубопровода. Пусть намечено несколько направлений трассы с возможными точками расположения КС на них (рис. 2.7а). Решение достигается построением графа возможных конфигураций M_k ($k = 1, \dots, n$). Как и раньше, n означает общее число точек возможного расположения КС, M_k - множество точек, которые могут быть соединены с точкой k линейным участком. Из точек множества M_k проводятся дуги, заходящие в точку k .

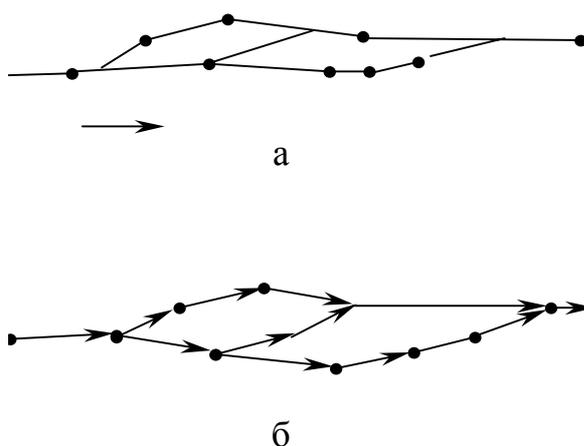


Рис. 2.7. Выбор генерального направления трассы

Введя ориентацию по направлению течения, получим граф H , изображённый на рис. (2.7б). Теперь следует занумеровать вершины графа. Стрелками, расставленными на графе H , введено упорядочение его вершин. Перенумеруем вершины так, чтобы для каждой дуги вершина исхода имела меньший номер, чем вершина захода. Это возможно, так как граф не содержит контуров. Началу трубопровода – вершине R – будет приписан номер 1, концу – номер n . Теперь ясно, что решение можно получить, пользуясь рекуррентным соотношением (2.5.7), если переходить в процессе расчёта от вершины с номером k к вершине с номером $k+1$.

Совокупность множеств M_k определяет граф возможных путей G и наоборот (естественно, что G и H разные графы). Множества M_k можно задавать в числе исходных данных, что, однако, утомительно. Лучше применять следующий алгоритм. Предположим опять, что расстояние между соседними КС ограничено числами L^* и L^*

$$L^* \leq L \leq L^* \quad (2.5.12)$$

По информации о структуре графа H находим вершины, из которых дуги заходят в вершину k , и включаем их в множество M_k , если выполнены ограничения (2.5.12). Затем рассматриваем вершины, соединённые с k путём из двух дуг, и для них проверяем неравенства (2.5.12). Так продолжаем до тех пор, пока все пути, содержащие какое-то число дуг, не окажутся длиннее L^* . Одновременно с множествами M_k вычисляются расстояния между вершиной k и вершинами из M_k . Если все M_k определяются последовательно, алгоритм может быть несколько упрощён.

Число операций в этом расчёте имеет тот же порядок, что и число операций в основном алгоритме (2.5.7). Оно пропорционально количеству точек n .

3. НАДЕЖНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

3.1. Основные понятия. Факторы, влияющие на надежность систем газо- и нефтеснабжения и их объектов

3.1.1. Ниже опишем наряду с некоторыми первоначальными понятиями характерные с точки зрения надежности особенности систем газо- и нефтеснабжения, для которых будем пользоваться также обобщающим термином - большие трубопроводные системы (БТС). Перечень особенностей не претендует на полноту и имеет целью показать многообразие условий и факторов, оказывающих влияние на решение проблем надежности БТС.

Надежность объектов систем газо- и нефтеснабжения трактуется в соответствии с терминологией [31], общей для систем энергетики. Надежность - свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования.

Применительно к системам энергетики в числе заданных функций рассматривается бесперебойное снабжение потребителей соответствующей продукцией требуемого качества и недопущение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды. Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его эксплуатации может включать ряд свойств (в отдельности или в определенном сочетании). Основными из них являются следующие: безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, устойчивоспособность, режимная управляемость, живучесть и безопасность. Первые четыре свойства определены для любых технических систем, а последние специфичны для систем энергетики.

Безотказность - свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени или некоторой наработки.

Долговечность - свойство объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонтов.

Ремонтпригодность - свойство объекта, заключающееся в приспособленности к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов, повреждений и устранению их последствий путем проведения технического обслуживания и ремонтов.

Сохраняемость - свойство объекта непрерывно сохранять исправное или только работоспособное состояние в течение и после хранения и (или) транспортирования.

Устойчивоспособность - свойство непрерывно сохранять устойчивость в течение некоторого времени.

Режимная управляемость - свойство объекта поддерживать нормальный режим посредством управления.

Живучесть - свойство объекта противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением питания потребителей.

Безопасность - свойство объекта не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

Свойство сохраняемости полезно, пожалуй, только для характеристики оборудования. Свойство устойчивоспособности не является значимым для трубопроводных систем. В преломлении к системам газо- и нефтеснабжения и их объектов все приведенные определения должны быть конкретизированы.

БТС предназначены для добычи, переработки, хранения и транспортировки углеводородного сырья потребителям. К поставляемому продукту предъявляются требования по качеству, а к технологическим процессам требования по безопасности. Надежность БТС сводится, следовательно, к надежному снабжению потребителей.

Надежность магистрального газопровода (МГ) согласно ОСТ 51.100-83 есть его свойство транспортировать газ от источников к потребителям в соответствии с заданным графиком в определенных условиях эксплуатации. Надежность КС есть свойство компримировать, очищать и охлаждать транспортируемый газ, а надежность линейной части МГ - свойство транспортировать газ в заданных объемах, сохраняя во времени герметичность и гидравлическое сопротивление в заданных пределах (ОСТ 51.80-82). Аналогично, с соответствующей заменой технологической терминологии определяется надежность объектов системы нефтеснабжения.

Для четкости формулировок и моделей требуется разграничить сам объект (систему) и внешнюю среду, то есть выделить его из других объектов системы, которые создают комплекс внешних условий. Важнейшими внешними условиями в комплексе, определяющими функционирование и развитие систем, служат прогноз изменения потребления газа, нефти и нефтепродуктов по годам и кварталам года (в масштабах страны, региона), прогнозные графики потребления, обеспеченность запасами, прогнозирование реакции пласта на режим разработки месторождения и другие.

Надежность как свойство, характеризующее функционирование объектов, привязывается к некоторому промежутку времени, длительность которого зависит от заблаговременности принимаемых решений и подразделяет задачи надежности на ряд временных уровней. Согласно принятой для систем энергетики иерархии [32] выделяются два уровня развития:

прогнозирование (заблаговременность 10-20 лет) и проектирование (2-10 лет) - и три уровня эксплуатации: длительный цикл регулирования (1-2 года), краткосрочный цикл регулирования (до 1 мес.), суточный цикл (до 1 сут). Разграничиваются также уровни территориальной иерархии: общесистемный и районный. Иногда полезно рассматривать надежность таких объектов как перекачивающая станция, участок трубопровода, промысел, установка комплексной подготовки газа (УКПГ), газоперерабатывающий завод (ГПЗ), нефтеперерабатывающий завод (НПЗ). От территориально-временного уровня иерархии зависит не только перечень задач анализа и синтеза надежности, но и факторы, влияющие на решение, средства и способы обеспечения надежности.

3.1.2. Надежность БТС определяется большим числом технических, технологических, экологических и социальных факторов. Некоторые из них (для системы газоснабжения) представлены на рис. 3.1, где они разбиты на 5 групп.

Надежность оборудования определяется качеством изделий, поставляемых смежными отраслями (машиностроение, металлургия), качеством строительства и монтажа объектов, наработкой и техническим ресурсом оборудования, а также условиями эксплуатации. Оборудование БТС чрезвычайно разнообразно по функциональному назначению и номенклатуре. Примером тому могут служить данные о газоперекачивающем оборудовании. Весьма разнообразен по диаметрам и маркам стали сортамент труб. Оборудование зачастую выпускается малыми сериями, если же модель долго не сходит с производства, то ее конструкция со временем модернизируется и качество изготовления не остается постоянным. Перекачивающие агрегаты - газовые компрессоры и жидкостные насосы - представляют собой сложные механизмы, состоят из различных функциональных блоков и сами по себе могут рассматриваться как технические системы, изучение надежности которых представляет большой интерес. Отказы агрегатов вызываются разрушением механической части, несрабатыванием автоматики, нарушением правил технической эксплуатации, а также общестанционными причинами, из которых наиболее часто встречаются перерывы в электроснабжении. Состояние перекачивающих агрегатов контролируется системами диагностики, разнообразными по конструкции и принципам действия. С совершенствованием методов контроля и появлением новых поколений диагностического оборудования улучшаются показатели надежности агрегатов. Безотказность работы оборудования во многом зависит от условий его эксплуатации. Запыленность воздуха в районах пустынь и полупустынь приводит к снижению срока службы агрегатов. Особые условия эксплуатации имеют

рис. 3.1.

место на промыслах и заводах, принимающих газ с агрессивными добавками. Линейная часть магистралей, обвязка перекачивающих станций, промысловые и распределительные сети сооружаются из металлических труб. Надежностные свойства трубопроводных плетей определяются маркой стали, качеством изготовления, в том числе наличием и качеством внутреннего и внешнего покрытия, условиями доставки, качеством проведения строительномонтажных работ. Долговечность трубопроводов во многом зависит от того, насколько своевременно введена электрохимическая защита. По некоторым данным интенсивность отказов из-за коррозии на трубопроводах с катодной защитой составляет $0,08 \text{ отк./1000 км в год}$, а без защиты $0,45 \text{ отк./1000 км в год}$. На долговечность и безотказность труб влияют разнообразные случайные факторы. Некоторые из них проявляются постоянно, другие же обусловлены причинами, повторение которых маловероятно или вообще исключено. Например, в связи с прекращением поставок импортного оборудования (по политическим мотивам) в СССР были форсированы объемы производства труб, что привело к ухудшению их качества. Поэтому неудивительно, что срок жизни трубопроводов колеблется в широких пределах. Один из первых построенных в нашей стране газопроводов - Дашава-Киев, проработав 40 лет, находился в работоспособном состоянии. В то же время некоторые газопроводы, построенные в последующие годы, полностью вышли из строя. Специфические условия Западной Сибири и Крайнего Севера накладывают отпечаток на надежность проложенных там трубопроводов. Грунты, особенно многолетнемерзлые, отличаются локальными неоднородностями, которые трудно предусмотреть при проектировании и учесть при строительстве. В результате со временем происходит смещение первоначального положения плети, увеличиваются внутренние напряжения в теле трубы, что делает вероятным появление трещин и разрывов. Переход к трубам большого диаметра сопряжен с увеличением влияния температурных факторов на продольную устойчивость, сохранность и долговечность изоляционных покрытий.

Качество технического обслуживания обусловлено как техническими, так и в меньшей степени социальными факторами. Интенсивный рост газовой отрасли привел к необходимости подготовки рабочих и инженерно-технических кадров многих, в том числе новых, профессий. Производство приходилось организовывать в районах, где промышленность не была развита и население не обладало технической культурой. В регионах с экстремальными климатическими условиями работа организуется по вахтовому методу. Все это создает

различия в условиях технического обслуживания и ремонта и по регионам страны и внутри одного региона.

Большое значение имеет организация ремонтных служб, регламентация планово-предупредительных ремонтов. Одной из форм организации ремонтов на перекачивающих станциях является блочное обслуживание. Транспортировка крупных блоков на специализированное ремонтное предприятие и обратно хотя в целом и обеспечивает качество ремонта, фактически может привести и приводит к увеличению сроков восстановления.

Улучшению показателей надежности и уменьшению аварийности на объектах БТС способствует своевременность профилактического обслуживания. Правильно выбрать сроки профилактики помогают средства и методы диагностики, которые весьма специфичны для различных видов оборудования. Особое место занимает диагностика трубопроводов подземного заложения. Из-за огромной протяженности магистральных трубопроводов и распределительных сетей практически невозможно непрерывное приборное освидетельствование напряженного состояния в теле труб, сохранности изоляционных покрытий в процессе эксплуатации. Однако появляются принципиально новые методы диагностики, совершенствуются существующие методы и приборы, поднимающие качество обслуживания на новый уровень.

Существуют различные способы для распознавания момента, когда состояние трубопровода приближается к критическому. Они основаны на изучении либо непосредственно трубопровода, либо режимов течения транспортируемого продукта, либо изменений в окружающей среде. Контроль коррозионного состояния проводится методами магнитной дефектоскопии, радиографическим, с помощью ультразвукового прослушивания или телевизионных камер, пропускаемых внутри трубы. Исследование напряжений и деформаций проводятся механическими устройствами, запускаемыми по трубопроводу по окончании строительства, тензометрическим методом и др. Для обнаружения утечек пользуются визуальным контролем при обходах или облетах трассы, газоаналитическим, акустико-эмиссионным и другими методами.

Под *структурой системы* подразумевается взаимное расположение объектов системы (ее конфигурация) в сочетании с различными видами резервирования системы в целом и ее объектов. Выбор структуры происходит на этапах перспективного планирования, проектирования и реконструкции системы. Методы теории надежности дают возможность формализовать некоторые процедуры с тем, чтобы избежать ошибок и обеспечить выбор рациональных вариантов структуры.

Уже выбором конфигурации магистральных трубопроводов, распределительных и промысловых сетей предопределяются возможности крупномасштабного маневрирования потоками или маневрирования в пределах локальной трубопроводной сети, что оказывает влияние на надежность снабжения потребителей. К способам структурного резервирования в БТС относится создание резервных трубопроводов (питание ответственных потребителей с разных направлений), трубопроводов-перемычек. Резервирование на объектах (перекачивающих станциях, промыслах и т. п.) осуществляется путем выбора технологической схемы обвязки, то есть схемы соединения оборудования и резерва оборудования (агрегатов на КС, скважин на промыслах, аппаратов в системах промышленной подготовки нефти и газа и т.д.). Стандартными способами резервирования в технических системах являются дублирование и скользящее резервирование. Содержание этих понятий определено терминологией по надежности систем энергетики [31]. Именно эти способы резервирования изучены наиболее детально. Однако они не охватывают всех возможных и даже практически применяемых вариантов резервирования оборудования в трубопроводных системах.

Обвязка агрегатов на КС бывает рассчитана на резервирование группы из нескольких последовательно работающих агрегатов, резервирование агрегатов в группе (рис.3.11) и на другие схемы включения, которые не могут быть описаны стандартными моделями дублирования и скользящего резервирования.

Характерными способами резервирования линейной части магистральных трубопроводов являются секционирование участков путем сооружения перемычек между параллельными нитками, прокладка лупинга, т. е. «неполной» нитки на некоторой части перегона между перекачивающими станциями, дублирование трубопроводов на опасных участках (например, дюкеров на переходах через реки, параллельных ниток на горных участках).

БТС расположены на огромных площадях, их структура во многом определяется географическими особенностями территории. Поэтому все мероприятия по обеспечению надежности крупномасштабных систем далеко не всегда удается стандартизировать: решение проблем надежности БТС или их региональных подсистем должно быть максимально привязано к специфике условий местоположения объекта и времени принятия решений. При выборе структуры системы в целом, средств и способов обеспечения надежности на верхнем уровне иерархии следует учитывать уникальность крупных объектов рассматриваемых систем.

В БТС получило широкое распространение так называемое временное резервирование. Эта форма резервирования проявляется в создании избыточных запасов газа или нефти

в различных частях системы. При авариях системы в периоды пикового спроса запасённый продукт позволяет БТС работать определенное время без нарушения питания потребителей. Хранение газа осуществляется преимущественно в подземных хранилищах газа (ПХГ), хранение нефти - в резервуарных парках (РП). Подземные хранилища создаются там, где имеются подходящие геологические структуры. Нередко используются истощенные газовые или нефтяные месторождения в районах, приближенных к основным потребителям. При выборе мест сооружения РП имеются обычно более широкие возможности. Для сглаживания дефицитов в системе газоснабжения практикуется также эксплуатация небольших газовых месторождений в режиме регуляторов. ПХГ и РП выполняют в БТС различные функции. Те из ПХГ, которые расположены недалеко от трассы газопровода в удалении от основных потребителей, призваны принимать газ в период аварий на хвостовой части и восполнять дефицит подачи потребителям при авариях на головной части МГ, способствуя тем самым увеличению годовой производительности МГ. Ниже они будут называться хранилищами-компенсаторами. Аналогичную роль в нефтеснабжении играют промежуточные РП. ПХГ в районе потребления предназначены для сглаживания сезонной неравномерности, покрытия аварийных дефицитов и пикового спроса. Две последние функции выполняют и концевые РП, расположенные вблизи НПЗ. Вместо хранилищ-компенсаторов в системе газоснабжения возможно также использование небольших месторождений, которые следует рассчитывать на кратковременную работу с большими нагрузками.

Средствами временного резервирования в системе газоснабжения могут служить также установки по сжижению, хранению и регазификации газов, установки для приготовления пропано-воздушных смесей. И те и другие установки получили распространение в некоторых странах с развитой индустрией. Хорошие перспективы имеет использование под хранение газа отработанных нефтяных месторождений. Отбираемый из них газ обогащен тяжелыми углеводородами и обладает большой теплотворной способностью. К числу положительных эффектов этого технического решения следует отнести увеличение коэффициента отдачи нефтяного месторождения. Возможно, что со временем будут предложены и реализованы новые средства для хранения углеводородного сырья.

В системе газоснабжения есть еще один способ временного резервирования - использование аккумулированного в трубах газа. Запас сетевого газа особенно в районах с развитой системой магистральных и распределительных газопроводов играет заметную роль в деле выполнения суточных и недельных графиков поставок. При аварийных ситуациях и пиках потребления определенная доля аккумулированного газа может быть отобрана из сис-

темы с тем, чтобы уменьшить глубину дефицита. При этом снижается давление газа в трубах, но обеспечивается спрос потребителей, если снижение не слишком велико. Изменение запаса газа в трубах традиционно используется для регулирования суточной и недельной неравномерности потребления: аккумулированный газ выполняет те же функции, что и резерв, накопленный в специальных емкостях.

Помимо перечисленных существуют также другие виды резервирования в БТС: некоторый резерв производительности магистральных трубопроводов предусматривается при проектировании, плюс к тому на перекачивающих станциях имеются резервные агрегаты. Формы резервирования многообразны и взаимосвязаны, поэтому оценка совокупных резервов БТС представляет собой непростую задачу. Если техническая система работает в режиме, далеком от предельно допустимого уровня, то это способствует обычно уменьшению интенсивности отказов и аварийных потерь. Особенно нежелательна интенсификация режимов разработки месторождений углеводородного сырья. При повышенных отборах имеет место преждевременное обводнение месторождений, разгерметизация скважин, разрушение призабойной зоны пласта и другие нежелательные явления. В месторождениях, особенно с аномально высокими давлениями и большой продуктивной толщиной, превышение предельно допустимых дебитов может привести и приводит к резкому падению пластового давления и, как следствие, к осадке земной толщи, подвижкам горных пород, что непосредственно влияет на надежность скважин, надежность производственных комплексов, ухудшает экологическую обстановку.

Резервирование производственных мощностей дает возможность компенсировать потери, вызванные отказами элементов (аварийный резерв) и случайными и непредвиденными возмущениями (нагрузочный резерв).

Большую роль в обеспечении надежности играет *управление системой*, «человеческий фактор». Ошибки эксплуатационного персонала приводят к отказам оборудования, преждевременному его изнашиванию, а иногда и к крупным авариям. Повышение квалификации персонала, производственной дисциплины и ответственности на всех уровнях управления являются эффективными средствами повышения надежности функционирования БТС. Требования к персоналу, непосредственно участвующему в оперативном управлении объектами БТС, возрастают по мере концентрации потоков, увеличения единичных мощностей агрегатов, сосредоточения производств по подготовке и переработке нефти и газа, а также в связи с освоением месторождений с агрессивными и токсичными примесями. Одним из способов повышения квалификации персонала является обучение на тренажерах,

имитирующих реакцию объекта на действия оператора в нештатных ситуациях. Технический прогресс проявляется в том, что совершенствуются и все шире внедряются средства автоматизации технологических процессов, предприятия БТС оснащаются системами сбора и обработки информации, разработаны и действуют (с разной степенью эффективности) автоматизированные системы управления процессами добычи, транспорта и распределения газа и нефти. Безотказность первичных источников информации, средств автоматизации и информатики сказывается на надежностных показателях объектов БТС. Не вызывает сомнения необходимость комплексной автоматизации процессов и создания безлюдных технологий особенно для районов с крайне неблагоприятным для человека климатом. Однако именно из-за недостаточной надежности основного и вспомогательного оборудования появление таких технологий в обозримой перспективе маловероятно. К мероприятиям, способствующим уменьшению отрицательных последствий при отказах оборудования, следует отнести разработку рациональной структуры управления, четкие должностные инструкции по поведению в нештатных ситуациях управленческого персонала во всех звеньях административной иерархии. Эффективность управления БТС в аварийных ситуациях и, в конечном счете, ущерба народному хозяйству зависят также от системы слежения за параметрами технологического процесса и своевременности передачи сигналов о нарушении режима нормального функционирования.

Условия функционирования эксплуатируемого или проектируемого объекта, оговариваемые в определении надежности, играют роль исходных данных при постановке проблем надежности. Чтобы четко сформулировать условия функционирования, следует разграничить технический объект (или систему), выделить его из других объектов, систем, внешней среды. К числу внешних условий БТС относятся графики поступления газа и нефти с промыслов (с учетом случайной составляющей из-за отказов) и подачи его агрегированным потребителям. Внешние условия во многом определяются взаимодействием со смежными отраслями промышленности как на уровне планирования (качество и своевременность поставок оборудования и запасных частей, использование энергосберегающих технологий предприятиями-потребителями и др.), так и на уровне оперативного управления (надежность электроснабжения объектов БТС, альтернативные источники снабжения и др.). Велико влияние климатических и погодных условий, которые непосредственно сказываются на интенсивности отказов оборудования и на времени ликвидации аварий. Кроме того, от погодных условий зависит производственная мощность объектов. Например, при повышенных температурах падает рабочая мощность газотурбинных установок и, следовательно, пропускная спо-

способность газопроводов; температура перекачиваемого газа влияет на энергетические затраты по его перекачке; еще более существенно влияние температуры нефти на режимы работы МН. Прямыми источниками аварий служат природные воздействия (землетрясения, наводнения, лесные пожары). Не менее опасны для трубопроводов воздействия антропогенного характера. Много аварий возникает при проведении земляных работ в особенно техногенно насыщенных районах.

Одним из свойств комплексного поднятия надежность является безопасность - способность объекта не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды. При отказах объектов БТС иногда имеют место утечки, выбросы взрывоопасного или токсичного газа. Аварийные ситуации могут не только приводить к нарушению технологических процессов, но и причинять вред здоровью людей и наносить ущерб природе. В соответствии с этим, наряду с отказами технологическими, следует рассматривать отказы по безопасности. Серьезные последствия для окружающей среды имеют постепенно развивающиеся нарушения из-за техногенного воздействия на природу при строительстве газопроводов. К таким нарушениям относятся заболачивание местности, размывание грунтов из-за повреждения растительного покрова, термоабразивное разрушение береговой линии в местах пересечения рек трубопроводами, засоление участков при нарушении режимов фильтрации почвенных вод и др. Может оказаться, что некоторые нежелательные эффекты неизвестны современной науке. При разведке и разработке месторождений, при эксплуатации газопроводов имеют место потери природного газа. Метан - газ легче воздуха - мигрирует в верхние слои атмосферы. В последние годы получила широкое признание гипотеза, что процесс накопления метана в атмосфере является одной из главных причин парникового эффекта. Необратимые изменения состава газовой оболочки Земли могут привести со временем к катастрофическим последствиям.

3.2. Влияние тенденций развития больших трубопроводных систем на их надежностные свойства

Эффективность и технологичность природного газа обусловили расширенное его применение в народном хозяйстве. В нашей стране газ стал важнейшим видом топлива. В ближайшей перспективе тенденция к усилению роли газа в топливном балансе страны сохранится, учитывая трудности в угольной отрасли, уменьшение роли мазута, как котельного топлива, и замедление темпов роста ядерной энергетики.

Нефть занимает почти монопольное положение как первичный продукт для получения моторных топлив и масел. Ограниченность запасов нефти уже неоднократно приводила к кризисным явлениям как в отдельных странах, так и в мировом масштабе. Пока не найдены приемлемые альтернативы, влияние объемов добываемой нефти на народное хозяйство будет возрастать по мере оскуднения ее запасов.

Характерными чертами внутреннего развития БТС являются концентрация источников снабжения, растущая удаленность их от потребителя, концентрация мощностей транспортных предприятий. Существование и острота проблем надежности в значительной степени определяются соответствием целей и возможностей. Для нефтяной и газовой отраслей вопрос сводится к обеспеченности ресурсами и техническими средствами, соответствием планов и производственных мощностей.

Для решения проблем перспективного планирования больших трубопроводных систем энергетики целесообразно использовать расширенное толкование понятия надежности, при котором отказы в выполнении функций системы связываются с такими факторами, как ошибки планирования и прогнозирования, невыполнение планов ввода строящихся объектов, природные явления, определяющие условия добычи нефти и газа. Имевшие место ошибки планирования всегда были связаны с несвоевременным (в сторону задержки сроков) вводом объектов, недостоверными (в сторону завышения) оценками запасов месторождений.

Форсированное потребление невозполнимых природных ископаемых неизбежно связано с растущим ограничением ресурсов. В этих условиях острота проблем может быть уменьшена за счет опережающего развития технических средств и технологий. Удельный вес долговременных факторов в проблеме надежности растет по мере истощения наиболее мощных и доступных источников питания. Существующая практика “сглаживания” последствий долговременных отказов в оперативном управлении за счет напряженности планов и ограничения неприоритетных потребителей не может скрыть суть проблемы и свести проблему надежности к близкодействующим факторам, прежде всего надежности оборудования. Наряду с непосредственной причиной отказа функционирования - неудовлетворения спроса потребителей - следует держать в виду общую картину, вызванную долговременными факторами. При напряженности режимов достаточно незначительных флуктуаций, чтобы произошел отказ. Аналогичная логика прослеживается в проблеме своевременной реконструкции объектов и реновации оборудования. Чрезмерный износ оборудования приводит к более частым отказам и увеличению длительности простоев, а в конечном счете к уменьшению надежности и эффективности функционирования.

Обострение проблемы надежности в разрезе оперативного планирования и управления происходит в силу ряда обстоятельств, из которых наиболее значимыми и очевидными являются рост масштабов систем и концентрация мощностей. Первое из них приводит к тому, что снижение надежности сказывается на условиях хозяйственной деятельности и быта огромного количества предприятий и населенных пунктов. Из-за второго возрастают последствия единичных отказов. Следует также учесть концентрацию энергетических потоков и их возможное взаимовлияние. Уже сейчас зачастую в технологическом коридоре с несколькими газопроводами эксплуатируются также нефте- и нефтепродуктопроводы, высоковольтные линии электропередачи. Проблемы возникновения крупных аварий относят обычно к области живучести, и их нельзя упускать из виду при исследовании надежности БТС.

При высоких темпах развития в нефтяной и газовой промышленности в 60-е – 80-е годы созданы огромные производственные фонды. Моральный и технологический износ оборудования, старение основных фондов требуют увеличения затрат на ремонт и реконструкцию объектов для поддержания приемлемого уровня надежности. Переход от периода преимущественно количественного роста к периоду стабильного функционирования сопряжен с переосмысливанием критериев и подходов к проблемам надежности.

В связи с разведкой и разработкой месторождений нефти и природного газа в неосвоенных хозяйственной деятельностью регионах Крайнего Севера и морских акваториях, а также месторождений с аномально высоким давлением, токсичными и агрессивными примесями проблема надежности получает новую окраску. Во-первых, приходится принимать нестандартные, иногда уникальные инженерные решения, что увеличивает неопределенность прогнозных показателей надежности оборудования. С такими решениями связан проект прокладки газопроводов через Байдарацкую губу (залив Карского моря). Причиной повреждения этого перехода могут служить движущиеся торосящиеся льды и айсберги, пропахивающие борозды по дну залива, растепление и размыв грунта у берега, всплытие нитки из-за намерзания льда на подводной части и др. Строительство промысловых сооружений и прокладка трубопроводов на Ямальских грунтах также вызывает немало вопросов.

Во-вторых, многократно возрастает “цена” аварий, сопряженных с выбросами агрессивных и токсичных жидкостей и газов, увеличиваются потери при единичной аварии на промыслах со сверхвысоким давлением и время ее ликвидации. Тем самым для указанных ситуаций проблема надежности сводится не только и не столько к безотказности, сколько к безопасности и живучести.

Итак, тенденции развития БТС обостряют проблемы надежности, требуют более тщательной проработки решений при проектировании объектов, качественного улучшения техники и технологии, создания больших производственных ресурсов для компенсации отказов различных типов.

3.3. Некоторые технологические особенности больших трубопроводных систем, влияющие на их надежность

3.3.1. Своеобразие физических процессов, протекающих в БТС, оказывает влияние на надёжностные свойства систем и математические модели. Электроэнергетические системы характеризуются значительно более быстрым протеканием процессов по сравнению с системами трубопроводными. БТС имеют широкие возможности накапливать запасы продукции в резервуарных парках и хранилищах, тогда как в электроэнергетике временное резервирование может быть реализовано пока лишь с помощью гидроаккумулирующих станций.

Существуют также различия между системой газоснабжения и трубопроводными системами, транспортирующими капельные жидкости. Из-за сжимаемости газа процессы в газопроводах более инерционны. Ударные волны в газе при имеющихся место в эксплуатации скоростях течения обычно не представляют опасности для труб, запорного и компрессорного оборудования. Возникающие скачки давления сглаживаются, и переход от одного режима к другому происходит плавно. Длительность переходных процессов в магистральных газопроводах варьируется от нескольких десятков минут до нескольких часов. Поэтому отказы оборудования, как правило, не приводят к отказам на смежных КС. Чем больше система, тем меньше сказываются последствия единичных отказов на результаты работы всей системы. Дефицит располагаемой мощности на одной из КС, может быть частично возмещен за счет интенсивной работы смежных КС. Поскольку обычно несколько параллельных газопроводов работают с открытыми перемычками, расход флюида при отказах линейной части уменьшается пропорционально на всех гидравлически связанных нитках. Лишь при наиболее значительных отказах, которые следует классифицировать как аварии, существенное отклонение режимов от номинальных происходит на нескольких последовательно расположенных КС.

В трубопроводах для транспортировки жидкостей при изменении режимов возникают ударные волны, которые могут быть причиной аварий и отказов оборудования.

Сжимаемость газа обуславливает также возможность использования внутритрубного пространства как аккумулирующей емкости. Повышение среднего давления в газопроводе имеет как положительные, так и отрицательные последствия с точки зрения надежности га-

зоснабжения. С одной стороны увеличение запасов газа в трубах обеспечивает возможность легче осуществлять маневрирование, сгладить дефицит при отказах, покрыть кратковременные пики спроса. Кроме того, с повышением среднего давления, уменьшаются энергетические затраты. Но повышение давления приводит к интенсификации утечек через неплотные соединения и сквозные отверстия в трубе (свищи). Одновременно возрастают напряжения в металле и, следовательно, вероятность нарушения целостности трубы.

Утечки газа, если они прогрессируют (например, из-за коррозионных процессов), являются примером постепенно развивающихся отказов работоспособности. Они приводят к тому, что из работоспособного состояния объект переходит в состояние частичной работоспособности. Для предотвращения тяжелых отказов (разрывов трубы) на газопроводах, находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии, производится снижение рабочего давления. Тем самым уменьшается производственная мощность объекта, что также является частичным отказом работоспособности.

Кроме того, к частичным отказам относится уменьшение проходной площади поперечного сечения трубы из-за выноса песка, накопление конденсатов или гидратов в трубопроводах и отложений парафина на стенках нефтепроводов. Частичные отказы такого рода происходят систематически, поэтому меры борьбы с ними предусмотрены правилами технической эксплуатации. Ликвидация закупорок проводится химическими (заливка метанола против образования гидратов и др.) и механическими (пропускание скребков) способами. Частичными отказами являются снижение мощности оборудования из-за износа, уменьшение производительности скважин в процессе эксплуатации.

3.3.2. К надежности БТС непосредственное отношение имеет понятие качества продукции, которое включает качество подготовки газа и нефти к транспорту, компонентный состав продукта, содержание примесей, калорийность газа. Подготовка газа заключается в удалении механических и вредных примесей, осушке и сепарации высокомолекулярных углеводородов, промысловая подготовка нефти предусматривает ее обессоливание и обезвоживание. Качество подготовки непосредственно влияет как на показатели надежности, так и на эффективность работы предприятий БТС. Агрессивные примеси активизируют процессы внутренней коррозии и снижают долговечность оборудования. Недостаточная осушка газа приводит к более интенсивному гидратообразованию. Все эти процессы классифицируются как постепенные отказы.

Природный газ различных газоносных провинций отличается по компонентному со-

ставу. Даже на одном месторождении содержание тяжелых углеводородов может меняться по площади региона и глубине залегания. От компонентного состава и содержания тяжелых углеводородов зависит теплотворная способность газа. Отклонения теплотворной способности от среднестатистической бывают как в сторону уменьшения, так и увеличения (до 6-7%). Регулирование калорийности подаваемого потребителям газа путем смешения потоков крайне затруднено. Отсюда следует, что планирование подачи должно проводиться не только в массовых, как сейчас принято, но и в тепловых единицах измерения.

Весьма неоднородны по качеству нефти, добываемые на разных месторождениях. От того, насколько стабильно качество поставляемой нефти, зависит эффективность и надежность работы НПЗ. Проблемы компаундирования (приготовления смесей требуемого состава) или отдельной транспортировки нефтей решаются в нефтеснабжении на уровне краткосрочного планирования и оперативного управления.

Качество углеводородного сырья оказывает влияние на надежность оборудования, надежность и безопасность не только самих БТС, но и отраслей, потребляющих их продукцию.

3.3.3. Исходные данные о надежности труб, силового оборудования перекачивающих станций, арматуры получаются путем статистической обработки информации об отказах. Отказы, влекущие за собой тяжелые последствия - аварии, - несмотря на масштабность БТС являются сравнительно редкими событиями. Статистическая информация о них не может быть представительной, а статистические оценки достоверными. К тому же статистические данные по отказам труб и оборудования нельзя считать однородными, трудно оценить их группировку по типу оборудования, по условиям функционирования или по каким-либо другим признакам. Таким образом, первичная информация о надежности элементов системы является “зашумленной”, и для ее обработки желательно совмещать статистические методы оценивания с эвристическими, и по мере возможности использовать параметрические методы исследования, меняя при расчетах исходные параметры моделей в пределах, выбранных на основании экспертных знаний и статистической обработки.

Построение оптимизационных моделей надежности сопряжено с необходимостью сформулировать критерий оптимизации (функцию цели). Логически наиболее естественно в качестве функции цели использовать сумму затрат на мероприятия по обеспечению надежности и ущербов от отказов трубопроводной системы. Такой подход не вызывает принципиальных возражений, однако его трудно реализовать в силу неопределенности экономической оценки

последствий от недопоставок продукции. А именно, для некоторых категорий потребителей (отопление и вентиляция бытовых и производственных помещений, коммунально-бытовой сектор, пассажирский транспорт) ущерб трудно определить в рублях. Ущерб производственных потребителей во многом зависит не только от количества недопоставленного сырья, но и от продолжительности аварийной ситуации, глубины дефицита, своевременности предупреждения об отключении питания, наличия второго топливного хозяйства и его мощности. При крупных авариях начинается “цепная реакция”: остановка одних промышленных производств сказывается на хозяйственно-экономической деятельности смежных предприятий, что еще более затрудняет оценку совокупного ущерба народному хозяйству. Фактические данные об ущербах мало достоверны и не представительны в силу многообразия технико-экономических связей между топливопоставляющими и топливопотребляющими отраслями в различных регионах страны. Отказы по безопасности влекут за собой не только производственные, но и социальные последствия, могут служить причиной ухудшения здоровья и гибели людей. Отказы, приводящие к ухудшению среды обитания, трудно оценить экономическими мерками. Именно поэтому опубликованные данные по ущербам от перерывов нефте- и газоснабжения, не находят широкого применения в оптимизационных моделях надежности. При обосновании мероприятий по обеспечению надежности обычно сравнивают различные виды резервирования. Затраты, требующиеся на реализацию предполагаемого способа, сопоставляют со стандартным альтернативным вариантом. Наряду с оценкой по количественным критериям каждое крупное мероприятие должно пройти всестороннюю экспертизу для выявления непосредственных и долговременных последствий. Таким образом, принятие решений по проблемам надежности не может быть полностью формализовано: надежность требования трудно уместить в рамки одного критерия, формализованные критерии должны отражать пространственно-временной уровень иерархии и специфику проблемы.

3.4. Показатели надежности систем газо- и нефтеснабжения, их подсистем и оборудования

3.4.1. Надёжность – понятие качественное, но её можно оценить, вводя различные количественные показатели. Показатель является характеристикой одного или нескольких свойств, составляющих надежность объекта. Выбор показателя зависит от целей исследования и объекта исследования. Показатели надежности БТС служат для оценки надежности единых, региональных и локальных трубопроводных систем, их объектов, оборудования, качества снабжения потребителей. Показатели могут иметь общетехнический характер или

применяться лишь только для трубопроводных систем. Например, показатели надежности агрегатов регламентируются государственными стандартами независимо от вида оборудования, тогда как необходимость охарактеризовать надежность снабжения потребителей возникает именно при изучении систем энергетики, а специфика самих потребителей требует дифференцировать подход к нефте- и газоснабжающим системам. Большая часть приводимых показателей пригодна для любых систем энергетики [32], но есть и такие показатели, которые введены специально для БТС.

Поскольку надежность - сложное, многозначное понятие, объединяющее несколько единичных свойств, то среди совокупности показателей существуют такие, которые предназначены для оценки единичных свойств надежности, в первую очередь безотказности, ремонтнопригодности и долговечности. Ряд показателей имеет комплексный характер и содержит информацию сразу о нескольких единичных свойствах. С математической точки зрения функционирование объектов БТС описывается случайными процессами. Некоторые важнейшие особенности случайных процессов могут быть охарактеризованы случайными величинами. Показатели надежности являются числовыми характеристиками этих процессов и этих величин.

Начнем с показателей, нашедших наибольшее распространение в теории надежности технических систем. Технические системы подразделяют на восстанавливаемые и невосстанавливаемые и для каждого из этих классов применяют соответствующие показатели.

Вероятность безотказной работы характеризует восстанавливаемые и невосстанавливаемые элементы и системы. Если ξ - время жизни или время нормального функционирования отремонтированного объекта, а $F(t)$ - функция распределения случайной величины (с.в.) ξ , то вероятность безотказной работы

$$P(t) = P\{\xi \geq t\} = 1 - F(t). \quad (3.4.1)$$

Переменная t может означать наработку или календарное время. Среднее время безотказной работы или средняя наработка до отказа определяется как

$$T = M\xi = \int_0^{\infty} t dF(t) \quad (3.4.2)$$

и применяется для невосстанавливаемых объектов ($M\xi$ - математическое ожидание с.в. ξ). Если объект восстанавливаемый, то следует говорить о среднем времени до первого отказа

T_1 , до второго T_2 и т. д. Если все величины T_1, T_2, \dots равны, то показатель (3.4.2) применим и к восстанавливаемым объектам.

Интенсивность отказов - плотность вероятности отказов в момент t при условии, что до момента t отказа не было

$$\Lambda(t) = \lim_{h \rightarrow 0} \frac{F(t+h) - F(t)}{P(t)h} = -\frac{1}{P(t)} \frac{dP(t)}{dt} = -\frac{d \ln P(t)}{dt} = \frac{f(t)}{P(t)} \quad (3.4.3)$$

Здесь $f(t) = F'(t)$ плотность распределения величины ξ . Интенсивность отказов может применяться и для восстанавливаемых объектов, если среднее время ремонта мало по сравнению со средней наработкой, и им можно пренебречь, считая восстановление мгновенным.

Параметр потока отказов $\Lambda(t)$ - плотность вероятностей возникновения отказа восстанавливаемого элемента, определяемая для момента времени t . Обозначив ξ_i наработку после $(i - 1)$ -го восстановления, а η_j - время j -го восстановления, получим

$$\Lambda(t) = \lim_{h \rightarrow 0} \sum_{k=0}^{\infty} P \left\{ t \leq \sum_{i=0}^k (\xi_i + \eta_i) + \xi_{k+1} \leq t+h < \sum_{i=0}^{k+1} (\xi_i + \eta_i) \right\} \quad (3.4.4)$$

Функция (3.4.4) совпадает с функцией (3.4.3), если восстановление можно считать практически мгновенным.

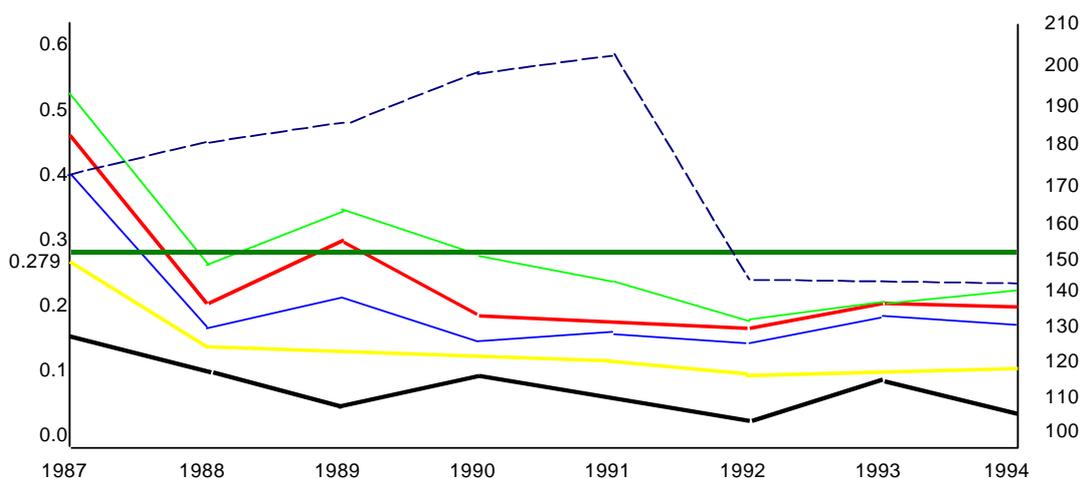


Рис.3.2. Динамика изменения параметра потока отказов за 1987-1994г.г.

Для линейной части трубопровода пользуются удельным (на километр длины) параметром потока отказов (ω), который называют также интенсивностью или частотой отказов. Оценку ω получают, разделив общее количество отказов за год на суммарную длину трубопроводов (в тыс. км). По значениям ω судят об общем положении в отрасли или на предприятии. На рис. 3.2 приведены сведения о динамике ω на магистральных газопроводах с 1987 г. по 1994 г., а также составляющие этого параметра по причинам, вызывавшим отказы. Выделены 5 составляющих: внутренняя и внешняя коррозия, дефекты сварки и строительства, антропогенные воздействия, дефекты труб и прочие (вклад каждой причины определяется “шириной полосы”: нижняя “полоса” соответствует коррозии, следующая – дефектам сварки и строительства и т.д.)

Как видно из рис. 3.2, интенсивность аварий снизилась за 8 лет более, чем вдвое. Если рассмотреть данные за больший промежуток времени, отступая в прошлое, то успехи будут ещё заметнее: в первой половине 70-х годов параметр ω был близок к значению $1 \text{ ав/} 1000 \text{ км}\cdot\text{год}$. В последующий за 1994 г. пятилетний период значения ω менялись незначительно.

По показателю ω можно сравнивать надёжность трубопроводных систем в различных промышленных регионах мира. Данные о параметре ω для систем газоснабжения Северной Америки и Западной Европы близки к уровню, достигнутому Россией. Разница только в том, что там обычно рассматриваются все газопроводы – магистральные и распределительные, – а статистика, отражённая на рис. 3.2, относится к ОАО “Газпром”, в ведении которого находятся только магистральные и промышленные газопроводы. Параметр ω для распределительных сетей, где используются трубы меньших диаметров, обычно выше, чем для магистральных газопроводов.

3.4.2. Продолжим перечисление показателей надёжности. Среднее время восстановления

$$T_g = \int_0^{\infty} t dG(t), \quad (3.4.5)$$

где $G(t)$ - функция распределения времени восстановления η . Показатель (3.4.5) используется в том случае, когда время любого ремонта (1-го, 2-го и т.д.) распределено по одному и тому же закону $G(t)$. Время восстановления, называемое также временем вынужденного про-

стоя, складывается из простоя в ожидании запчастей, собственно ремонта, простоя по организационным причинам и пр.

Коэффициент готовности - вероятность того, что в момент t объект находится в работоспособном состоянии

$$K(t) = \sum_{k=0}^{\infty} P \left\{ \sum_{i=0}^k (\xi_i + \eta_i) < t < \sum_{i=0}^k (\xi_i + \eta_i) + \xi_{k+1} \right\}. \quad (3.4.6)$$

Чаще, чем $K(t)$ находит применение стационарный коэффициент готовности

$$K = \lim_{t \rightarrow \infty} K(t) = \lim_{t \rightarrow \infty} \frac{1}{t} \int_0^t K(u) du. \quad (3.4.7)$$

Стационарный коэффициент готовности характеризует систему, находящуюся в длительной эксплуатации, в условиях, когда состояние в момент времени $t = 0$ уже практически «забыто». Предельное соотношение (3.4.7) позволяет выразить K через показатели (3.4.2) и (3.4.5):

$$K = \frac{T}{T + T_g}. \quad (3.4.8)$$

При обработке данных об эксплуатации восстанавливаемых установок (или систем) календарное время отчетного периода T_k , делят на суммарное время работы установки под нагрузкой T , время простоя в резерве (в работоспособном состоянии) $T_{рез}$, время простоя в планово-предупредительных ремонтах $T_{нпр}$ и время вынужденного простоя T_g . Наряду с показателем (3.4.8) в статистической отчетности часто применяют коэффициент технического использования

$$K_{ми} = \frac{T}{T + T_g + T_{нпр}} \quad (3.4.9)$$

и коэффициент оперативной готовности

$$K_{ог} = \frac{T + T_{рез}}{T_k}. \quad (3.4.10)$$

3.4.3. Надежность таких объектов как магистральные трубопроводы, системы добычи нефти или газа, газораспределительные сети можно характеризовать эффективностью их работы. Обозначим через q производственную мощность объекта, а через x его загрузку. Производственную мощность магистрального газопровода принято называть пропускной способностью. Обе величины q , x являются случайными. Мощность объекта может снижаться по сравнению с номинальным значением q_0 из-за отказов его элементов. Загрузка отлича-

ется от мощности, будучи зависимой от внешних по отношению к объекту причин. Например, трубопровод может быть загружен не полностью из-за отказов других трубопроводов, промыслов или из-за неприема продукции потребителем. Производственная мощность промысла используется не в полной мере при общем пониженном спросе или отказах системы магистрального транспорта.

Эффективность и использование мощностей объектов в системах нефте- и газоснабжения характеризуют следующие показатели:

средняя располагаемая мощность

$$Mq = \int_0^q u dF(u) \quad (3.4.11)$$

($F(u)$ - функция распределения с.в. q);

средняя загрузка

$$Mx = \int_0^q u dH(u) \quad (3.4.12)$$

($H(u)$ - функция распределения с.в. x);

коэффициент надежности объекта

$$K_n = Mq/q_0; \quad (3.4.13)$$

коэффициент использования мощности

$$K_u = Mx/Mq; \quad (3.4.14)$$

средний резерв мощности $M(x - q)$;

коэффициент напряженности режима (вероятность предельной загрузки)

$$K_{np} = P\{x = q\}. \quad (3.4.15)$$

Средняя частота включений оборудования (объекта) $M\iota(t)$ применяется как показатель, имеющий непосредственное отношение к долговечности. Для некоторых видов оборудования, например газотурбинных установок, степень износа зависит не только от наработки, но и от числа включений и выключений. Среднее число включений агрегата за год указывается в статистической отчетности.

Существенной характеристикой, влияющей на функционирование ПХГ, является стабильность режимов. Показателем стабильности служит среднее число обращений к хранилищу за сезон.

3.4.4. Показатели надежности снабжения потребителей должны характеризовать случайные процессы, поскольку и поставка продукта и его потребление изменяются во времени и случайны.

Обозначим ζ_t - величину случайного спроса, а η_t - возможные поставки по трубопроводной системе. Показателями удовлетворения спроса будут:

средняя величина неудовлетворенного спроса за период T

$$\delta_T = \frac{1}{T} \int_0^T M[\max(0, \zeta_t - \eta_t)] dt, \quad (3.4.16)$$

средняя вероятность дефицита продукта

$$P_T = \frac{1}{T} \int_0^T P\{\eta_t < \zeta_t\} dt, \quad (3.4.17)$$

коэффициент обеспеченности продуктом за период T

$$\Pi_T = (D_T - \delta_T)/D_T, \quad (3.4.18)$$

где $D_T = \int_0^T M\zeta_t dt$

Наряду с показателем P_T или эквивалентным ему показателем - средней вероятностью удовлетворения спроса $q_T = 1 - P_T$ - используется также вероятность дефицита \tilde{P}_T (или вероятность удовлетворения спроса $1 - \tilde{P}_T$ за период T

$$\tilde{P}_T = P\left\{\max_{t \in [0, T]} (\zeta_t - \eta_t) > 0\right\}. \quad (3.4.19)$$

В некоторых случаях величина ζ_t имеет неслучайный, детерминированный характер. Так обстоит дело со спросом на газ крупных промышленных предприятий и электростанций. Надежность снабжения таких потребителей определяется показателями выполнения плановых заданий, договорных обязательств. Показатели (3.4.16) - (3.4.19) могут употребляться и в этом случае. Достаточно лишь случайную функцию ζ_t считать детерминированной, определяющей, например, план потребления в момент t .

Вместо моделей случайных процессов ζ_t , η_t для характеристики спроса и предложения используются также более простые модели с.в. ζ и η . Обозначим через $F_\zeta(x)$, $F_\eta(x)$ функции распределения этих величин, а через $f_\zeta(x)$, $f_\eta(x)$ их плотности. Роль характеристик (3.4.16)-(3.4.18), осредненных за период T , теперь будут играть следующие показатели:

- средняя величина неудовлетворенного спроса

$$\delta = M[\max(0, \zeta - \eta)] = \int_0^{\infty} dx \int_0^x (x - y) f_{\zeta}(x) \cdot f_{\eta}(y) dy \quad (3.4.20)$$

- вероятность дефицита продукта

$$p = P\{\eta < \zeta\} = \int_0^{\infty} F_{\zeta}(y) dF_{\eta}(y) = \int_0^{\infty} [1 - F_{\eta}(x)] dF_{\zeta}(x) \quad (3.4.21)$$

- коэффициент обеспеченности продуктом

$$П = (D - \delta) / D \quad (3.4.22)$$

где $D = M\zeta$.

3.4.5. Перечисленные средние показатели не дают полного представления, о частоте перебоев в снабжении и глубине отказов. Устанавливая требования по надежности снабжения потребителей, необходимо вводить комплекс показателей, дающих характеристику качества снабжения.

Опишем систему показателей, использованную в методике, которая предназначена для регулирования взаимоотношений между поставщиками и потребителями газа. Надежность поставок заключается в регулярном отслеживании спроса. Чем более резко выражена неравномерность поставок, тем больше подача определяется требованиями потребителя. Единичными характеристиками, для нахождения результирующего показателя служат:

- выполнение договорных обязательств по поставкам газа за квартал, месяц, декаду и сутки;
- коэффициент месячной неравномерности поставок в пределах квартала

$$K_t = \max_j [(V_j / V) - 1], \quad (3.4.23)$$

где V - среднемесячное потребление за квартал; V_j - потребление за месяц j ($j = 1, 2, 3$);

- аналогичные (3.4.23) коэффициенты, характеризующие неравномерность поставок за декаду и за сутки;

- частоты предельно допустимых снижений давления у потребителя.

Единичные показатели служат для вычисления показателя комплексного, который выражается в баллах. Результирующая оценка получается как сумма баллов по 8 позициям. К примеру, первый член этой суммы характеризует выполнение квартального плана поставок газа. Начисляется 5 баллов, если при установлении договорных обязательств предусматривается выполнение плана не менее, чем на 99,3%; 3 балла, - если процент выполнения находит-

ся в пределах от 98,5 до 99,3%; 1 балл, если от 96 до 98,5% и 9 баллов, если этот показатель не оговаривается в соглашении.

Следующие три члена аналогичным образом характеризуют обязательства по выполнению месячного, декадного и суточного плана поставок.

Пятая позиция определяется неравномерностью подачи по месяцам в пределах квартала. Начисляется 5 баллов, если предусматривается значение коэффициента K_t из формулы (3.4.23) не менее 0,15; 3 балла при условии

$0,1 < K_t < 0,15$; 1 балл при условии $0,05 < K_t < 0,1$ и 0 баллов, если этот показатель не оговаривается в соглашении. Точно также следующие две позиции характеризуют неравномерность подачи в пределах месяца и в пределах суток. Последний, 8-й член суммы характеризует условия по поддержанию договорного давления: 5 баллов начисляется, если предусматривается снижение не более, чем на 10%, не чаще 3 раз в месяц с продолжительностью не свыше 6 ч; 3 баллам отвечают, соответственно, 15%, 5 раз, 12 ч; 1 баллу 30%, 5 раз, 48 ч; 0 баллам, если этот показатель не оговаривается в соглашении.

Суммарная балльная оценка используется при установлении дополнительной платы за более надежное снабжение, что рассматривается как услуга поставщика потребителю.

При разработке договорных отношений между предприятиями по транспорту и распределению газа может быть применен аналогичный подход. В проекте методики, регламентирующей установление таких отношений наряду с единичными, названными выше показателями, вводятся также балльные оценки для характеристики: стабильности одоризации природного газа; отклонений от требований ГОСТ 5542-87 по содержанию меркаптановой серы.

3.4.6. Показатели надежности должны удовлетворять, по крайней мере, двум требованиям:

легко поддаваться интерпретации и быть понятными инженерно-техническому персоналу научных, проектных и производственных организаций (свойство интерпретируемости);

поддаваться оцениванию по натурным измерениям, статистическим данным или путем экспертизы (свойство оцениваемости).

Легкость интерпретации может оказаться обманчивой и объясняться механическим перенесением на БТС понятий и показателей, принятых в других областях техники. Например, часто можно встретить выражение: “надежность системы (объекта) равна 0,999”. Иногда пишут и говорят о «повышении надежности с 0,999 до 0,9999», не разъясняя, что стоит за этими высказываниями. Коэффициент готовности (3.4.7) является естественной и понятной

характеристикой надежности восстанавливаемого элемента, который может находиться либо в работоспособном состоянии, либо в состоянии отказа. Если коэффициент готовности элемента $K = 0,999$, то это значит, что в среднем 0,1 % времени элемент будет пребывать в простое, а 99,9% в работоспособном состоянии. Даже для характеристики функционирования силового оборудования на перекачивающих станциях коэффициент готовности употребляется редко. Более информативными показателями являются в этом случае коэффициенты K_{mi} K_{oz} из формул (3.4.9), (3.4.10). Применение же коэффициента готовности K к более сложным объектам (компрессорным станциям, ПХГ, распределительным, региональным, а тем более, к единым трубопроводным системам) требует детальной расшифровки. Надо, прежде всего, ввести понятие отказа и предположить, что объект (система) может находиться только в состояниях отказа или работы. Для сложных многофункциональных систем формализация понятия отказа является весьма трудной задачей. Например, если рассматривается крупная БТС, то практически не бывает моментов, когда все элементы ее находятся в работоспособном состоянии (даже если элементами системы считать агрегаты или секции трубопровода). Тем не менее, из-за наличия резервных элементов система может быть в работоспособном состоянии при неработоспособности некоторых элементов. Однако состояние полной работоспособности для системы менее вероятно, чем совокупность состояний частичной работоспособности. Причем, меру неработоспособности можно характеризовать одним показателем только после того, как принят ряд условий и соглашений. В частности, надо ответить на вопрос: какое снижение подачи потребителю следует считать отказом его снабжения и сколько потребителей должно “выйти из строя”, чтобы можно было говорить об отказе системы.

Далее, весьма трудно, если и вообще возможно, интерпретировать изменение показателя надежности с уровня 0,999 до 0,9999 в случае, когда этим показателем характеризуется надежность системы. Столь незначительное изменение должно ассоциироваться с некоторыми мероприятиями по увеличению надежности, с изменениями условий функционирования и т.п., тогда оно может быть осознано.

3.4.7. Оценка традиционных показателей надежности по статистическим данным регламентируется ГОСТ 27503-87. Более широкий набор методов можно найти в справочных изданиях [34, 35] и руководствах по статистической обработке измерений. При введении новых показателей следует определить также и методы их оценки.

Достоверность методов оценки осложняется по многим причинам, первая из которых состоит в следующем. В крупномасштабной системе (единой или региональной) возможны

разнообразные виды отказов, причем последствия (ущербы) от этих отказов отличаются друг от друга на несколько порядков. Наиболее тяжелые отказы – аварии – должны исследоваться в первую очередь. Однако такие отказы случаются редко и, следовательно, для оценки их вероятностей нет представительной статистики.

В условиях дефицита информации наибольшие трудности вызывает оценка функций (например, вероятности безотказной работы $P(t)$ (3.4.1)). Один из путей преодоления этих трудностей состоит в следующем: выдвигается гипотеза о виде распределения, которая обосновывается эвристическими соображениями, натурными измерениями, наблюдениями, экспертными заключениями и т.д., а по статистической информации оцениваются лишь параметры выбранного вида распределения.

Оборудование трубопроводных систем ремонтнопригодно, следовательно, функционирование объектов (в крупномасштабных моделях) целесообразно характеризовать показателями надежности восстанавливаемых элементов и систем. Однако, имея дело с высоконадежными объектами, можно условиться и о других подходах. Если показатели имеют вероятностный характер и весьма близки к 1 или 0, то по ним трудно ощутить различие между системами или оценить целесообразность осуществления мероприятий по повышению надежности. Для того, чтобы получить возможность оперировать с величинами, более чувствительными к изменению реальных параметров, иногда для характеристики надежности БТС пользуются показателями невосстанавливаемых элементов. Например, в газораспределительной сети города, системообразующие трубопроводы среднего давления имеют относительно небольшую протяженность и отказывают сравнительно редко. Коэффициент готовности сети среднего давления близок к 1. В качестве показателя надежности выбирают вероятность безотказной работы за довольно большой промежуток времени. Хотя такой показатель более подходит для невосстанавливаемых элементов, однако, он приемлем также в рассматриваемом нами случае. Вероятность безотказной работы распределительной сети за 20 лет, является показателем легко интерпретируемым и пригодным для сопоставления двух или нескольких вариантов конфигурации сети.

Приведенные выше показатели характеризуют лишь некоторые единичные свойства комплексного понятия надежности, главным образом, безотказность и ремонтнопригодность. Но такие свойства как живучесть, режимная управляемость, безопасность также являются существенными для характеристики надежности БТС и их подсистем. Эти свойства, специфические для систем энергетики, активно изучаются, однако представления о необходимых для их характеристики показателях еще не сложились окончательно. Особенно важное место

должно занять свойство безопасности. Само понятие безопасности иногда не включают в понятие надежности, а ставят рядом с ним. В какой-то мере это оправдано: безопасность - свойство не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды, а перечень возможных ситуаций такого рода очень широк и разнообразен.

Ввести показатели безопасности можно, воспользовавшись балльными оценками различных ее составляющих. Для этого необходимо провести экспертный выбор составляющих и весовых коэффициентов в формуле для вычисления результирующего показателя. Примером балльной оценки безопасности служит градация участков трубопроводов [33] в зависимости от их состояния, проектных и эксплуатационных параметров, условий местности и многих других факторов. Аналогичные системы комплексных показателей используются также и за рубежом.

3.5. Методические аспекты построения математических моделей надежности

3.5.1. Целью моделирования технической системы является получение количественных показателей. Модель должна адекватно отражать особенности функционирования системы. В модели целесообразно учитывать только те факторы, которые сопоставимы между собой по степени влияния на результаты расчета. И при формировании модели, и при анализе получаемых с ее помощью результатов следует принимать во внимание точность исходной информации. Перечисленные принципы являются основополагающими при построении любых моделей, при моделировании и анализе надежности они должны соблюдаться пунктуально по следующим причинам. В число расчетных показателей надежности входят вероятности некоторых событий. Эти вероятности зачастую изменяются в сравнительно узком диапазоне (вблизи нуля или единицы) при варьировании исходной информации в широких пределах. Малым изменениям вероятностей могут соответствовать существенные различия других показателей, Проиллюстрируем это положение на простом примере.

Рассмотрим систему, содержащую 1 рабочий элемент и $n - 1$ резервных. Будем считать резервирование ненагруженным, а элементы не восстанавливаемыми. Если p - вероятность безотказной работы элемента за контрольный период времени, то вероятность безотказной работы системы равна

$P_n = 1 - (1 - p)^n$, при $p = 0,9$ получаем $P_4 = 0,9999$, $P_5 = 0,99999$. Очень трудно интуитивно интерпретировать различие между P_4 и P_5 . В то же время, если стоимость системы пропорциональна числу элементов, вариант $n = 5$ на 25% дороже варианта $n = 4$. Предположим теперь, что исходная величина p известна недостоверно. Как это скажется на определении чис-

ла резервных элементов? Пусть, например, истинное значение p равно 0,92, а не 0,9, как считалось первоначально. Тогда вероятность безотказной работы системы, близкая к 0,99999, получится уже при $n = 4$.

Таким образом, в моделях надежности зачастую приходится сталкиваться с малой чувствительностью показателей при существенном изменении объемов резервирования. Или, говоря точнее, ответ на вопрос о том, какие изменения показателей можно, а какие нельзя считать малыми, можно дать лишь после расчетов с конкретными значениями числовых параметров.

3.5.2. При изучении сложных трубопроводных систем приходится пользоваться моделями разных уровней и разных масштабов. Структурирование модели, выбор ее элементов должны определяться основными задачами исследования и масштабностью объекта. Агрегат на перекачивающей станции сам по себе является непростой конструкцией, состоит из узлов различного функционального назначения и может рассматриваться как техническая система. Однако в модели магистрального трубопровода агрегат целесообразно выбрать в качестве неделимой единицы, т.е. считать элементом модели. При изучении единых или региональных систем элементом модели может быть перекачивающая станция или даже подсистема с несколькими ПС.

Одной из краеугольных гипотез при моделировании систем, функционирование которых подвержено случайным воздействиям, является предположение о независимости отказов элементов. Оно чаще всего представляется приемлемым с технологической точки зрения. Если отказы элементов зависимы, то в модель должны быть введены количественные характеристики, отражающие эту зависимость. Получить оценки характеристик такого рода обычно бывает очень трудно из-за недостаточности или недостоверности исходной информации. Зависимые отказы могут быть учтены в модели с помощью специальных приемов. Если элементом на ПС обычно служит агрегат, то на многониточных трубопроводных участках в качестве элементов обычно выбираются однопунктные трубопроводы между перемычками. Отсекающие задвижки на концах такого трубопровода позволяют выводить его в ремонт без отключения элементов участка.

Исходной информацией в моделях служат показатели надежности элементов. Их можно оценить по статистическим данным об отказах или же получить с помощью специальных моделей, моделей низшего уровня иерархии, в которых элемент подразделяется на части и рассматривается уже как система. Показатели надежности линейных участков и ПС служат

исходной информацией в моделях единых или региональных трубопроводных систем.

3.5.3. Обсудим вопрос об адекватности традиционных для теории надежности моделей восстанавливаемых и невосстанавливаемых систем в применении к объектам БТС. Для многих технологических ситуаций оказывается полезной следующая постановка задачи. Система заданной структуры состоит из элементов, для каждого из которых известны вероятности безотказной работы за контрольный промежуток времени T . Система может находиться только в двух состояниях: работоспособном и состоянии отказа. Показателем надежности служит вероятность отказа за период T . Модели такого рода полезны при изучении автономно функционирующих и эпизодически обслуживаемых производств, например, полностью автоматизированной перекачивающей станции с периодическим (скажем, раз в месяц) обслуживанием. Модель системы без восстановления позволяет оценить вероятность безотказной работы станции за месяц.

Однако безлюдные технологии практически не встречаются на объектах газовой отрасли России. В трубопроводных системах за технологическими процессами ведется постоянное наблюдение и по мере надобности производится ремонт основного технологического оборудования. Поэтому более адекватным представлением элементов и объектов БТС оказываются обычно модели систем с восстановлением.

Математический аппарат исследования систем, подверженных случайным воздействиям, дает теория случайных процессов. Функционирование системы зачастую удается представить как процесс блуждания по множеству M возможных состояний. В некоторых случаях множество M оказывается конечным или счетным, а процесс переходов марковским или сводимым к марковскому. Характеристики такого процесса выражаются через $p_k(t)$ вероятности пребывания в состоянии $k \in M$, которые удовлетворяют системе обыкновенных дифференциальных уравнений. Решение системы $p_k(t)$ зависит от начальных условий $p_k(0)$, т.е. от состояния, в котором система пребывала в начальный момент времени. Как правило, интерес представляют не столько функции $p_k(t)$, сколько их предельные значения $p_k = \lim_{t \rightarrow \infty} p_k(t)$, которые не зависят от начальных условий $p_k(0)$. Величины p_k характеризуют долю времени пребывания процесса в состоянии k , если процесс функционирования начался довольно давно. Функция $p_k(t)$ или константы p_k дают возможность вычислить достаточно информативные показатели надежности. Обоснованность использования констант p_k вместо функций $p_k(t)$ вытекает из того, что функция сравнительно быстро приближается к своему предельно-

му значению. На примере функционирования одного восстанавливаемого элемента проиллюстрируем скорость сходимости функции $p_k(t)$ к предельному значению.

Вероятность пребывания элемента в работоспособном состоянии выражается формулой

$$p_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda p - \mu(1-p)}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t}. \quad (3.5.1)$$

Формула (3.5.1) получается при следующих условиях. Элемент может находиться в двух состояниях $M = \{0, 1\}$: работоспособном ($k=0$) и неработоспособном ($k=1$). Время нормального функционирования (наработка между отказами) и время ремонта являются случайными величинами, которые независимы в совокупности и подчинены экспоненциальному закону распределения. Параметры этих распределений обозначены λ и μ соответственно. Буквой p обозначено заданное начальное значение функции $p_0(t)$ ($p=p_0(0)$). Первое слагаемое в правой части формулы (3.5.1) представляет стационарную вероятность p_0 , второе – поправку, обусловленную нестационарностью процесса и зависящую от p как от параметра. Ошибка $\Delta(t) = |p_0(t) - p_0| / p_0$ приближенного равенства $p_0(t) \approx p_0$ тем меньше, чем удачнее выбрано начальное условие p . Пусть $\lambda / \mu = 0,01$ (среднее время восстановления в 100 раз меньше средней наработки). Тогда естественным начальным условием будет $p_0(0)=1$. Величина Δ равна 0,004 при t , равном циклу функционирования $t = (\lambda + \mu)^{-1}$, а при $t = 3(\lambda + \mu)^{-1}$ $\Delta = 0,0005$. Если же $p_0(0)=0$, то при $t = 3(\lambda + \mu)^{-1}$ $\Delta = 0,4$.

В теории случайных процессов разработаны различные модели, причем в некоторых случаях аппарат исследования оказывается достаточно простым и приводит в конечном случае к реализуемым вычислительным процедурам. Укажем здесь прежде всего марковские, полумарковские и “марковизуемые” (аппроксимирующиеся марковскими) процессы.

Функционирование технической системы иногда можно представлять себе как движение системы (или точки, изображающей систему) по конечному или счетному множеству состояний. Пусть, например, система состоит из рабочего и резервного элементов, которые одинаковы и подлежат ремонту при выходе из строя. Резервирование ненагруженное. Ремонт начинается сразу после отказа элемента. Тогда системе будет отвечать диаграмма (граф переходов), изображенная на рис.3.3. Состояния системы занумерованы числами 0, 1, 2 и означают: 0 – оба элемента находятся в работоспособном состоянии, 1 – отказал один из элементов, 2 – отказали оба элемента. Стрелки символизируют возможные переходы из состояния в

состояние. Если элементы были бы разными, то пришлось бы вводить большее число состояний. Приведем пример. На рис.3.4 состояния системы занумерованы двумя цифрами, первая из них соответствует первому элементу, вторая – второму элементу. Рабочему состоянию элемента отвечает цифра 0, резерву – 1 и ремонту 2. Граф составлен для случая, при котором два отказавших элемента ремонтируются одновременно.



Рис.3.3. Граф переходов системы, состоящей из двух одинаковых элементов

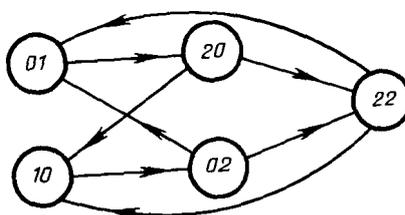


Рис. 3.4. Граф переходов системы, состоящей из двух различных элементов

Процесс будет марковским тогда и только тогда, когда время пребывания системы в состоянии i при условии перехода в состояние j для любых i и j подчиняется экспоненциальному распределению. Этот факт заставляет при исследовании надежности технических систем всегда, где это возможно, пользоваться экспоненциальным распределением. Во многих задачах модель марковского процесса оказывается адекватной, если наработка на отказ и время восстановления каждого элемента системы хорошо аппроксимируются экспоненциальным распределением. Возможность такой *аппроксимации* следует обосновать, а не постулировать, ссылаясь на простоту математического аппарата.

Существует несколько способов, позволяющих убедиться в правомерности использования экспоненциальных распределений.

1) Стандартный прием дает теория проверки статистических гипотез. Если имеется достаточно представительная выборка x_1, \dots, x_n случайной величины ξ , то гипотеза о принадлежности ξ экспоненциальному распределению проверяется с помощью критерия Пирсона или с помощью других критериев согласия [27]. Прежде чем формально применять технику проверки статистических гипотез, нелишне построить гистограмму распределений и дальнейшие выкладки производить только в том случае, если гистограмма по форме напоминает плотность экспоненциального распределения.

2) Для экспоненциального распределения имеет место равенство $M\xi = \sqrt{D\xi}$, или, другими словами, коэффициент вариации $V = (\sqrt{D\xi})/M\xi = 1$ ($D\xi$ - стандартное обозначение дисперсии с.в. ξ). Гипотеза об экспоненциальном распределении на практике будет, как правило, неплохо согласовываться с экспериментальными данными, если выборочный коэффициент вариации s/\bar{x} не очень далек от 1. Здесь

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i, s^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n \left(x_i - \bar{x} \right)^2.$$

3) Если наработка между отказами подчиняется экспоненциальному распределению, то параметр потока отказов ω не меняется во времени. Стабильность оценки параметра потока отказов $\omega^*(t) \approx const$ служит косвенным признаком того, что распределение экспоненциально.

4) Если функция $R(x) = 1 - F(x)$, где $F(x)$ функция распределения случайной величины ξ , удовлетворяет функциональному уравнению

$$R(x+t) = R(x)R(t), \quad (3.5.2)$$

то ξ распределена экспоненциально. Выполнение равенства (3.5.2) иногда удается подтвердить физическими законами.

5) Отказ случайного элемента часто можно интерпретировать как выход эргодического случайного процесса за высокий уровень. В теории случайных процессов доказывается, что при некоторых общих и довольно слабых условиях момент первого пересечения линии высокого уровня будет иметь асимптотически экспоненциальное распределение. Отсюда следует, что есть основание для систем, редко выходящих из строя, считать наработку между отказами экспоненциально распределенной случайной величиной.

6) Пусть имеется сложная система, состоящая из большого числа мгновенно заменяемых элементов. Поток отказов системы является суперпозицией потоков отказов отдельных элементов. Сумма большого числа независимых случайных потоков будет асимптотически пуассоновским процессом, т.е. распределение промежутков времени между отказами хорошо согласуется с экспоненциальным. Так, например, поскольку газоперекачивающий агрегат (ГПА) является сложной системой из функционально различающихся блоков, то предположение об экспоненциальном распределении наработки ГПА скорее всего будет оправданным.

3.5.4. Для того, чтобы полностью охарактеризовать марковский процесс с конечным множеством состояний, достаточно задать матрицу интенсивностей Λ (ее называют также инфинитезимальной матрицей или инфинитезимальным оператором) и начальные условия. Элементы λ_{ij} ($i \neq j$) матрицы Λ означают интенсивность перехода из состояния i в состояние j ; λ_{ij} есть параметр экспоненциального распределения времени пребывания системы в состоянии i при условии перехода в состояние j . Диагональные элементы матрицы Λ отрицательны и равны

$$\lambda_{jj} = -\sum_{i \neq j} \lambda_{ji}. \quad (3.5.3)$$

Функционирование системы может быть описано с помощью матрицы $P(t) = \| | P_{ij}(t) | \|$, где $P_{ij}(t)$ – вероятность попадания в состояние j в момент t , если в момент 0 система пребывает в состоянии i . Матрица $P(t)$ удовлетворяет системам уравнений

$$\underline{P}'(t) = \underline{\Lambda}(t)\underline{P}(t); \underline{P}'(t) = \underline{P}(t) \underline{\Lambda}(t), \quad (3.5.4)$$

первая из которых называется прямой системой Колмогорова, а вторая – обратной. Каждая из систем является следствием другой.

Если число возможных состояний марковского процесса равно n то система Колмогорова (3.5.4) содержит n^2 неизвестных функций $P_{ij}(t)$. Вместо них в большинстве задач достаточно рассмотреть лишь n функций $p_j(t)$, которые представляют собой вероятности пребывания в состоянии j в момент t . По формуле полной вероятности получается связь между $p_j(t)$ и $P_{ij}(t)$:

$$p_j(t) = \sum_i p_{i0} P_{ij}(t), \quad (3.5.5)$$

где $p_{i0} = p_i(0)$ – заданные начальные условия.

Пользуясь системой Колмогорова, для функций $p_j(t)$ получаем уравнение

$$p_j'(t) = \sum_k p_k(t) \lambda_{kj}. \quad (3.5.6)$$

Для стационарных вероятностей $p_j = \lim_{t \rightarrow \infty} p_j(t)$ из соотношений (3.5.6) получа-

ем уравнения $\sum_k p_k \lambda_{kj} = 0$, которые с учетом равенства (3.5.3) можно переписать в виде

$$-p_j \sum_{i \neq j} \lambda_{ji} + \sum_{k \neq j} p_k \lambda_{kj} = 0. \quad (3.5.7)$$

Кроме того, должно выполняться нормирующее условие

$$\sum_k p_k = 1. \quad (3.5.8.)$$

3.6. Модели надежности линейных участков и перекачивающих станций

3.6.1. Характерными объектами БТС являются перекачивающие станции и многониточные трубопроводные участки. Модели надежности их функционирования оказываются полезными как в автономном использовании для обоснования технических решений собственно по объекту, так и для подготовки информации к моделям верхнего иерархического уровня. Приведем модели, базирующиеся на аппарате марковских процессов.

Многониточный участок без перемычек

Рассмотрим n -ниточный участок между двумя перекачивающими станциями. Процесс функционирования участка является марковским, если наработка на отказ и время восстановления каждой нитки распределены экспоненциально. Для случая одинаковых ниток граф переходов имеет вид, изображенный на рис. 3.4. Состояние с номером i соответствует отказу i ниток. Интенсивность λ_i перехода из состояния i в состояние $i+1$ равна $\lambda_i = (n-i)\lambda$, где λ - параметр потока отказов одной нитки (λ^{-1} - средняя наработка между отказами). Для того, чтобы получить интенсивности перехода в состояние с большим номером, надо сложить параметры потоков отказов действующих ниток. При составлении диаграммы учитываются лишь такие переходы, вероятность которых за малый промежуток времени h имеет порядок h . Мы предполагаем, что нитки отказывают независимо друг от друга.

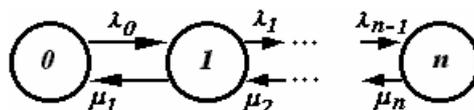


Рис. 3.5. Граф переходов, описывающий надежность функционирования многониточного участка (схема гибели-размножения)

Поэтому переход, например, из состояния 0 в состояние 2 за промежуток h отвечает наложению двух независимых событий, вероятность каждого из которых имеет порядок h . Следовательно, вероятность такого перехода $o(h)$, и он не обозначен на диаграмме. Интенсивности μ_i перехода из состояния i в состояние $i-1$ зависят от возможностей ремонтных подразделений. Если нитки восстанавливаются поочередно (одна ремонтная бригада), то $\mu_1 = \mu_2 = \dots = \mu_n = \mu$, где μ^{-1} - среднее время ремонта. В случае же, когда на ликвидацию каждой

аварии направляется по ремонтной бригаде, то $\mu_i = i\mu$.

Рассматриваемый вариант функционирования участка описывается схемой гибели-размножения (см. рис. 3.5). Уравнения (3.5.7), (3.5.8), в которых надо положить $\lambda_{ij} = 0$ ($i \neq j$) кроме $\lambda_{i,i+1} = \lambda_i$ ($i = 0, 1, \dots, k-1$),

$\lambda_{i,i-1} = \mu_i$ ($i = 1, \dots, k$), позволяют найти вероятности p_k

$$p_k = \frac{\lambda_0 \lambda_1 \dots \lambda_{k-1}}{\mu_1 \mu_2 \dots \mu_k} p_0 = \gamma_0 \gamma_1 \dots \gamma_{k-1} p_0, (k = 1, \dots, n);$$

$$p_0 = \left(1 + \sum_{k=1}^n \gamma_0 \gamma_1 \dots \gamma_{k-1}\right)^{-1}, \quad (3.6.1)$$

где $\lambda_k = (n-k)\lambda$, $\gamma_k = \lambda_k/\mu_{k+1}$. Например, для двухниточного участка длиной 120 км при удельной интенсивности отказов $\nu = 0,8 \cdot 10^{-3}$ (км \times год) $^{-1}$, среднем времени восстановления $\mu^{-1} = 71$ ч и одной ремонтной единице ($\lambda_0 = 0,219 \cdot 10^{-4}$ ч $^{-1}$, $\lambda_1 = 0,11 \cdot 10^{-4}$, $\gamma_0 = 0,156 \cdot 10^{-3}$), получим $p_0 = 0,98844$, $p_1 = 0,00156$, $p_2 \approx 10^{-6}$. Отсюда видно, что одновременный отказ двух ниток - маловероятное событие. Применение этой схемы для реальных значений исходных параметров всегда приводит к выводу, что одновременный отказ двух и более ниток фактически невозможен. Следовательно, заменив (3.6.1) формулами

$$p_0 = (1 - \gamma_0)^{-1}, p_1 = \gamma_0, \quad (3.6.2)$$

получим хорошее приближение.

Двухниточный трубопровод с зависимыми отказами.

В приведенной модели полностью игнорируются зависимые (двойные) отказы, которые хоть редко, но случаются. Отказы ниток могут быть зависимыми событиями. Разрыв трубопровода нередко сопровождается взрывом большой мощности, который приводит к повреждению соседних ниток. Стихийные бедствия могут явиться причиной одновременного отказа нескольких ниток. Например, при землетрясениях или сильных паводках все трубопроводы многониточного коридора попадают в условия чрезмерных нагрузок. И, наконец, в нештатных ситуациях, встречающихся при возникновении и локализации аварии, из-за повышенных нагрузок на работоспособные объекты и ошибок обслуживающего персонала, увеличивается риск отказа параллельных ниток.

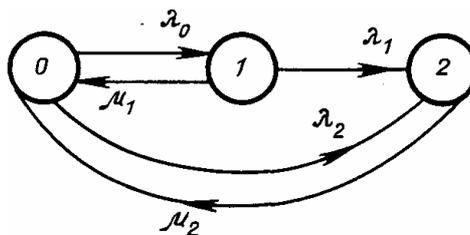


Рис. 3.6. Граф переходов для двухниточного трубопровода с зависимыми отказами

На рис. 3.6 изображен граф переходов марковского процесса, учитывающего возможность зависимых отказов двухниточного трубопровода. Переход из состояния 2 (одновременный отказ двух ниток) в состояние 1 (отказ одной нитки) не предусмотрен по той причине, что при одновременном отказе расположенных рядом объектов, их ремонт производится одновременно, так же, как и пуск в эксплуатацию по завершении ремонта. Решение стационарной системы (3.5.7), (3.5.8) имеет вид

$$\begin{aligned}
 p_1 &= \frac{\lambda_0}{\lambda_1 + \mu_1} p_0; p_2 = \frac{\lambda_0 \lambda_1 + \lambda_1 \lambda_2 + \lambda_2 \mu_2}{\mu_2 (\lambda_1 + \mu_1)} p_0; \\
 p_0 &= \left[1 + \frac{\lambda_0}{\lambda_1 + \mu_1} + \frac{\lambda_0 \lambda_1 + \lambda_1 \lambda_2 + \lambda_2 \mu_2}{\mu_2 (\lambda_1 + \mu_1)} \right]^{-1}.
 \end{aligned}
 \tag{3.6.3}$$

Очевидно, что по аналогии можно было бы построить граф переходов для участка, содержащего произвольное число ниток, учитывая при этом одновременный отказ двух, трех ниток и т.д.

Обратим внимание на следующую немаловажную деталь. Для того, чтобы воспользоваться формулами (3.6.3), надо знать величины λ_i , μ_i . Кратные отказы являются редкими событиями, поэтому возможность оценки величины λ_2 по реальной статистике отказов весьма проблематична. Разрабатывая модель реальной производственной системы, следует заботиться о подготовке первичной информации и определении с ее помощью параметров модели.

Однониточный трубопровод с частичными отказами

Для трубопроводных систем характерны частичные отказы. Наряду с разрывами трубы (полный отказ) иногда требуется рассмотреть ситуации, в которых пропускная способность понижается до некоторого (неравного нулю) значения. Частичный отказ может быть обусловлен отложениями (песка, конденсата, гидратов, парафина) в полости трубы или неудовлетворительным техническим состоянием трубопровода, при котором понижение рабо-

чего давления является вынужденным.

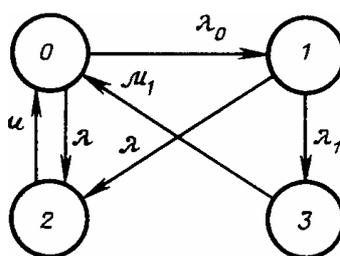


Рис. 3.7. Граф переходов для однониточного трубопровода с частичными отказами

Функционирование такого объекта может быть охарактеризовано марковскими процессами, графы переходов которых изображены на рис.3.6 или 3.7. Состояние 1 на рис. 3.6 следует интерпретировать как частичный отказ объекта, а состояние 2 как полный отказ. Стратегия обслуживания, отвечающая диаграмме 3.6, состоит в том, что при частичном отказе трубопровод сразу переводится на текущий ремонт. Та же диаграмма соответствует следующей технологической ситуации. В состоянии частичного отказа трубопровод находится некоторое случайное время, а затем практически мгновенно переводится в номинальное состояние. Такое предположение является естественным для трубопровода, оборудованного очистными устройствами, если в качестве частичных отказов рассматривается засорение внутренней полости трубы.

Обратимся теперь к случаю, когда для ликвидации частичного отказа надо останавливать трубопровод и проводить специальные работы. К этому случаю более подходит диаграмма переходов рис. 3.7. Состояние 1 соответствует функционированию при частичном отказе, а состояние 3 ликвидации частичного отказа. Решение системы уравнений для стационарного случая имеет вид

$$\begin{aligned}
 p_0 &= \frac{\lambda + \lambda_1}{\lambda_0} p_1; p_2 = \frac{\lambda(\lambda + \lambda_0 + \lambda)_1}{\lambda_0 \mu} p_1; p_3 = \frac{\lambda_1}{\mu_2} p_1; \\
 p_1 &= \frac{\lambda_0 \mu \mu_1}{(\lambda + \mu)(\lambda + \lambda_0 + \lambda_1) \mu_1 + \lambda_0 \lambda_1 \mu}.
 \end{aligned}
 \tag{3.6.4}$$

Раздельный учет отказов различного вида

Диаграмма, изображенная на рис. 3.8, предусматривает лишь переходы из номинального состояния в одно из состояний отказа и обратно, игнорируя переходы между состояниями отказа. Такая модель является естественной в тех случаях, когда вероятность каждого из состояний отказа много меньше вероятности состояния 0. Для участков трубопроводов

обычно это условие выполняется. Проводя дифференциацию видов отказов, можно руководствоваться различными принципами. Например, рассматривать отдельно отказы из-за коррозии, дефектов при изготовлении труб, дефектов сварки, изоляции, из-за

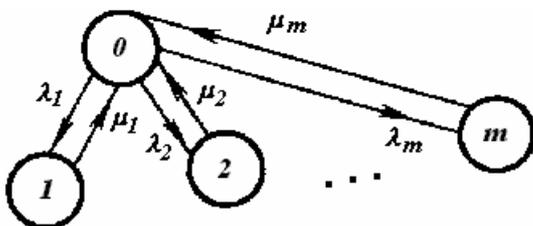


Рис. 3.8. Граф переходов для участка с отказами различных видов

антропогенных воздействий и т.д. Другой принцип дифференциации отказов состоит в том, что с состоянием 1 связывают отказы лишь одной нитки, с состоянием 2 одновременный отказ двух ниток и т.д.

Стационарные вероятности состояний вычисляются по формулам

$$p_0 = \left(1 + \sum_{k=1}^m \gamma_k\right)^{-1}; p_k = \gamma_k p_0, (k = 1, \dots, m), \quad (3.6.5)$$

где $\gamma_k = \lambda_k / \mu_k$.

Многониточные участки с перемычками

Модели надежности произвольных многониточных участков с перемычками представляют собой комбинации предложенных выше моделей. Универсальная модель, пригодная для любых случаев, содержала бы много обозначений и выражалась громоздкими формулами. Вместо шаблонного применения формул лучше понять принципы построения моделей, что позволит в каждом конкретном случае получить результат, максимально учитывающий технологическую специфику.

Рассмотрим двухниточный трубопровод, разбитый перемычками на три части одинаковой длины (рис. 3.9). При аварии отключается отказавшая секция нитки, а поврежденные ее секции позволяют увеличить пропускную способность участка. Построим модель функционирования участка, пренебрегая одновременными отказами трех и более элементов. Элементом в данном случае следует считать секцию. Поскольку все 6 элементов модели одинаковы, состояния системы целесообразно сгруппировать, связывая с укрупненным состоянием определенную пропускную способность участка. Граф переходов изображен на

рис. 3.10. Здесь 0 - номинальное состояние; 1 - состояние с одним отказавшим элементом, 2 - с двумя отказавшими на разных секциях, 3 - с двумя отказами на одной секции. Интенсивности переходов, указанные на рис. 3.10, отвечают наличию двух ремонтных бригад. Стационарные вероятности имеют вид

$$p_0 = [1 + 6\gamma + 15\gamma^2]^{-1}; \quad p_1 = 6\gamma p_0; \quad p_2 = 12\gamma^2 p_0; \quad p_3 = 3\gamma^2 p_0; \quad \gamma = \lambda/\mu. \quad \text{Аналогично}$$

получим для r ремонтных бригад и n -ниточного трубопровода, разбитого на m одинаковых секций

$$\begin{aligned} p_0 &= [1 + mn\gamma + mn(mn - 1)r^{-1}\gamma^2]^{-1}; & p_1 &= mn\gamma p_0; \\ p_2 &= (m - 1)mn^2 r^{-1} \gamma p_0; & p_3 &= mn(n - 1)r^{-1} \gamma p_0. \end{aligned} \quad (3.6.6)$$

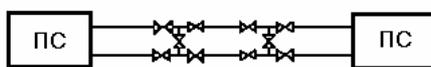


Рис. 3.9. Принципиальная схема двухниточного участка с перемычками

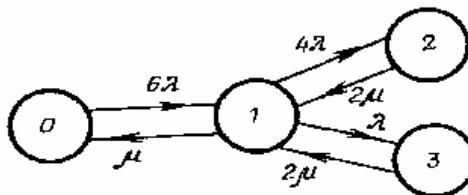


Рис. 3.10. Граф переходов для двухниточного участка с перемычками

3.6.2. Модели надежности перекачивающих станций строятся по тем же принципам, что и модели надежности линейных участков. Отличие заключается в большем разнообразии структуры технических связей между элементами. Для вычисления показателей надежности станции обычно требуется специальное исследование. Общие же формулы можно предложить для расчета станций с параллельным включением агрегатов. Технологическая специфика станций на нефте- и газопроводах фактически не сказывается при формировании моделей их надежности. Рассмотрим модели перекачивающих станций, содержащие одинаковые элементы. Элементом станции на газопроводе считается агрегат, на нефтепроводе – насос. При параллельно-последовательном включении приходится учитывать возможность работы агрегатов в соответствии со схемой обвязки.

Каждый агрегат может находиться в исправном состоянии, либо в состоянии полного отказа, либо частичного отказа. В последнем случае использование агрегата возможно, но его характеристики отличаются от номинальных. Например, частичным отказом агрегата является снижение его рабочей мощности.

Различают следующие технологические состояния агрегатов: рабочее, простой в резерве, аварийное и профилактическое обслуживание. Предполагается, что аварийный простой возникает лишь при полном отказе элемента, который может возникнуть только в рабочем состоянии.

Система обслуживания характеризуется числом ремонтных единиц, интенсивностью и стратегией обслуживания. Ремонтная единица – условная часть системы обслуживания (один ремонтник, ремонтно-эксплуатационная бригада, выездная бригада ремонтного предприятия), способная обеспечить аварийный или профилактический ремонт одного элемента. Стратегией обслуживания называют план или правила, которые определяют периодичность проведения ремонтов.

Модели надежности станций используют марковские процессы. Это возможно лишь в случае, когда наработка между отказами и время ремонта (обслуживания) агрегата является экспоненциально распределенными величинами. Параметр распределения времени ремонта (μ) характеризует интенсивность обслуживания, обратная величина μ^{-1} есть среднее время обслуживания. Предполагается, что после ремонта происходит полное восстановление характеристик агрегата.

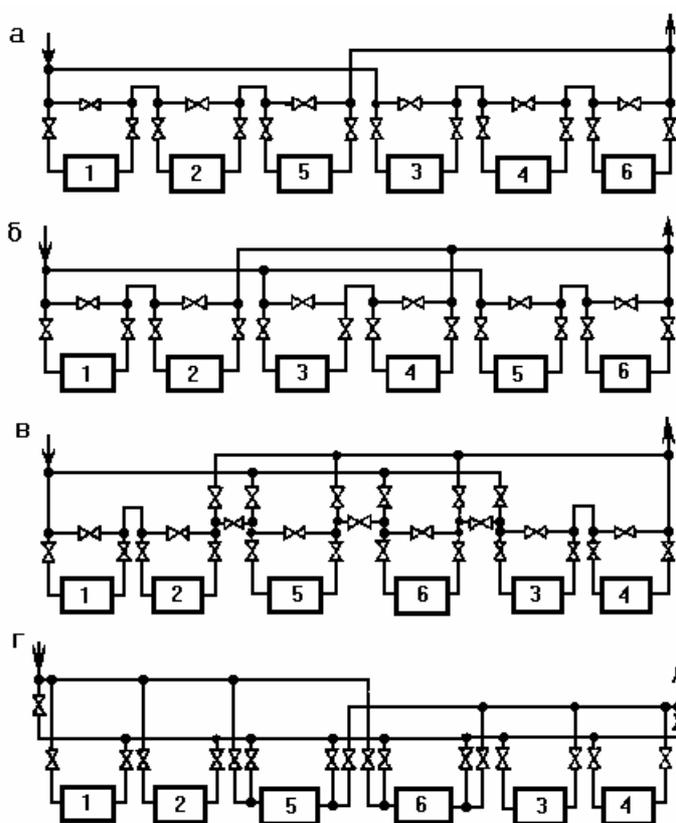


Рис. 3.11. Варианты технологических схем станции с 6 агрегатами

При замещении отказавшего элемента резервным обычно различают фиксированный и скользящий способы резервирования. При первом способе резервный элемент заменяет лишь один основной, а при втором - любой элемент из группы основных. На перекачивающих станциях применяют разные способы резервирования, в том числе и скользящий. Например, при параллельной работе агрегатов одного цеха резервный агрегат может быть включен при отказе любого из рабочих. Существуют, однако, более сложные технологические схемы, допускающие несколько вариантов последовательно-параллельной работы агрегатов (рис. 3.11). Номинальный режим перекачивающей станции для каждой из схем состоит в том, что работают 2 параллельные группы из двух последовательно включенных агрегатов. На рис. 3.11, а показана групповая схема с резервными агрегатами в группе (агрегат 5 может замещать агрегаты 1 и 2, а агрегат 6 - агрегаты 3 и 4), на рис. 3.11,б - групповая схема с резервной группой из агрегатов 5, 6, которая может замещать группы 1, 2 и 3, 4. В схеме рис. 3.11, в осуществлено скользящее резервирование агрегатов всей станции: резервные агрегаты 5 и 6 могут замещать любой основной агрегат. Схема, представленная на рис. 3.11, г, допускает работу в 2 ступени. После I ступени имеется общий коллектор, который является входным для агрегатов II ступени. Агрегаты 3 и 4 могут работать на I и II ступенях. Схемы обладают различными возможностями маневрирования. При двух отказавших агрегатах (если считать, что вероятность пребывания в ремонте для каждого агрегата одна и та же) вероятности осуществимости двухступенчатой работы в две параллельные группы для схем, приведенных на рис. 3.11, а-г, равны соответственно 0,6; 0,2; 1; 1.

На перекачивающих станциях практикуется иногда и нагрузочное резервирование, при котором под нагрузкой находится большее число агрегатов, чем минимально необходимо по технологическим условиям. При отказе элемента нагрузка перераспределяется между оставшимися. Приведем несколько примеров расчета показателей надежности перекачивающих станций, где используется резервирование замещением. Аналогично можно было бы строить модели станций с нагрузочным резервированием.

Станция со скользящим резервированием

Предположим, что все элементы станции однотипны, имеют одинаковые характеристики, а технологическая схема допускает замещение любого отказавшего агрегата любым исправным. Тогда функционирование станции можно описать, используя схему гибели-размножения и граф переходов, изображенный на рис. 3.5.

Номер состояния k означает число отказавших элементов. Вероятности p_k вычисляются по формулам (3.6.1), в которых надо положить

$$\lambda_k = \begin{cases} n_1 \lambda & \text{при } 0 \leq k \leq n_2; \\ (n-k) \lambda & \text{при } n_2 < k \leq n; \end{cases} \quad \mu_k = \begin{cases} k \mu & \text{при } k \leq r; \\ r \mu & \text{при } k > r; \end{cases} \quad \gamma_k = \frac{\lambda_k}{\mu_{k+1}}. \quad (3.6.7)$$

Здесь n_1, n_2 – общее число рабочих и резервных агрегатов, а $n = n_1 + n_2$ – общее число агрегатов; r – число ремонтных единиц; λ, μ – интенсивности отказов и восстановления элементов.

Перекачивающая станция является объектом, для которого вычисление показателей надежности представляет самостоятельный интерес. Стационарные вероятности p_k позволяют вычислить следующие важные показатели надежности:

коэффициент готовности $K_r = \sum_{k=0}^{n_2} p_k$ – вероятность обеспечения номинального режима работы станции;

среднюю располагаемую мощность $\bar{N} = N_a \sum_{k=0}^n (n-k) p_k$, где N_a – мощность агрегата;

коэффициент использования резерва $K_{рез} = n_{рез}/n_2$, где $n_{рез}$ – среднее число работоспособных агрегатов, находящихся в резерве,

коэффициент использования ремонтных единиц

$$K_{рем} = \left(\sum_{k=1}^r k p_k + r \sum_{k=r+1}^n p_k \right) / r.$$

Коэффициент использования резерва указывает, сколько времени (в долях рассматриваемого периода T) станция располагает исправными резервными агрегатами. Величина $n_{рез}T/n$ равна среднему времени простоя в резерве каждого агрегата. Аналогично $K_{рем}T$ – среднее время использования каждой ремонтной единицы. В дальнейших примерах формулы для вычисления показателей надежности K_r, \bar{N} не приводятся.

Двухступенчатое сжатие с резервной группой

Если технологическая обвязка не позволяет осуществить скользящее резервирование, то выбор состояний и связей между ними при построении диаграммы переходов должен отражать возможности взаимного замещения агрегатов. Возьмем в качестве примера двухсту-

пенчатую станцию с резервным агрегатом в группе, технологическая схема которой изображена на рис. 3.11,а. В граф переходов (рис. 3.12) включены следующие состояния: 0-все агрегаты станции находятся в работоспособном состоянии, 1 – отказ одного агрегата,

2 - отказ двух агрегатов в разных группах, 3 - отказ двух агрегатов в одной группе, 4 - отказ трех агрегатов.

Считается, что все агрегаты однотипны и выходят из строя независимо друг от друга. Станция отключается (работает на проход), как только оставшиеся в работоспособном состоянии элементы не способны обеспечить номинальную схему соединения (по 2 последовательных агрегата в каждой из двух групп); соответствующие состояния заштрихованы на рис. 3.12. Интенсивности восстановления на диаграмме отвечают наличию достаточного количества ремонтных единиц. Из системы (3.5.7), (3.5.8) находятся стационарные вероятности $p_0 = 3f(\gamma)$; $p_1 = 12 \gamma / f(\gamma)$; $p_2 = p_3 = 12 \gamma^2 / f(\gamma)$; $p_4 = 16\gamma^3 / f(\gamma)$; где $\gamma = \lambda/\mu$; $f(\gamma) = 3 + 12\gamma + 24\gamma^2 + 16\gamma^3$.

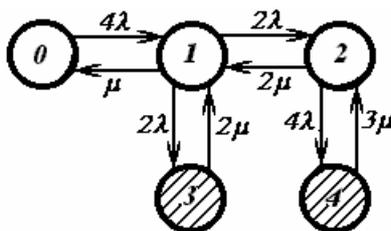


Рис. 3.12. Граф переходов для станции с резервной группой при двухступенчатом сжатии

Двухцеховая станция с разнотипным оборудованием

В приведенных примерах число состояний на диаграммах весьма мало, так как в моделях не учитываются индивидуальные особенности агрегатов. Рассмотрим несколько более сложную технологическую структуру - двухцеховую станцию, в каждом цехе которой установлено по два рабочих и одному резервному агрегату с параллельной схемой обвязки. В пределах одного цеха агрегаты одинаковые. Две ремонтные единицы осуществляют обслуживание оборудования обоих цехов. Будем считать одновременный отказ более трех агрегатов невозможным.

Состояние объекта определяется числом отказавших элементов в каждом цехе, а также указанием, какие агрегаты ремонтируются, если число отказавших элементов больше числа ремонтных единиц. Перенумеруем состояния с помощью двух индексов: первый ука-

зывает число отказавших элементов в первом цехе, второй - во втором. Состояния с тремя отказавшими агрегатами (при условии, что не все они из одного цеха) приходится продублировать. Будем считать, что в состояниях 21, 12 ремонтируется по одному агрегату каждого типа, а в состояниях 21', 12' - два агрегата одного типа. Граф переходов изображен на рис. 3.13, где λ_j, μ_j - интенсивности отказов и восстановления агрегата j -го цеха. Формулы для расчета не приводятся из-за их громоздкости. Некоторое представление об особенностях задачи позволяют получить результаты расчета при следующих исходных данных: $\lambda_1 = 0,0012 \text{ ч}^{-1}$, $\mu_1 = 0,0129 \text{ ч}^{-1}$, $\lambda_2 = 0,0007 \text{ ч}^{-1}$, $\mu_2 = 0,0117 \text{ ч}^{-1}$. Решив систему (3.5.7), (3.5.8), получим с точностью до 10^{-4} : $p_{00} = 0,7342$, $p_{10} = 0,1369$; $p_{01} = 0,0880$; $p_{20} = 0,0133$; $p_{11} = 0,0168$; $p_{02} = 0,0057$; $p_{30} = 0,0006$; $p_{21'} = 0,0007$; $p_{21} = 0,0016$; $p_{12} = 0,0009$; $p_{12'} = 0,0006$; $p_{03} = 0,0002$. Коэффициент готовности станции - 0,9761, цехов - 0,9836, и 0,9924. Сравним эти результаты с расчетом по упрощенной схеме. Игнорируем возможность использования ремонтной бригады одного цеха для обслуживания отказавших агрегатов другого цеха. Тогда можно, вычислив распределения

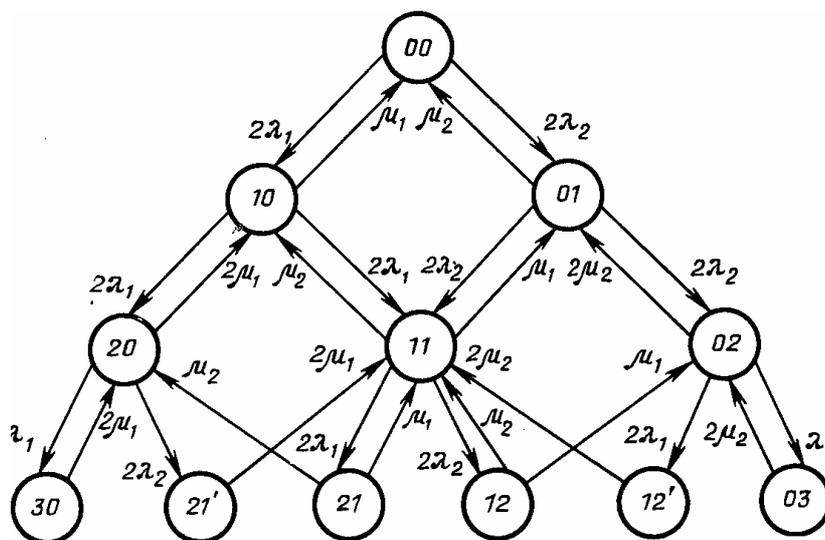


Рис. 3.13. Граф переходов для двухцеховой станции с разнотипным оборудованием цехов

вероятностей каждого цеха по формулам (3.6.1), (3.6.7) при $r = 1$, найти вероятности состояний как композицию двух независимых распределений. Решение с точностью до 10^{-4} имеет вид: $p_{00} = 0,7200$; $p_{10} = 0,1339$; $p_{01} = 0,0861$; $p_{20} = 0,0249$; $p_{11} = 0,0160$; $p_{02} = 0,0013$; $p_{30} = 0,0025$; $p_{21} = 0,0033$; $p_{12} = 0,0021$; $p_{03} = 0,0003$. Коэффициенты готовности станции - 0,9561, цехов - 0,9691; 0,9866. Разница в коэффициентах готовности составляет 2,1%. В оценках вероятностей состояний погрешность более значительна. Пример показывает, что

можно, пользуясь моделями надежности, оценивать эффективность изменения стратегии обслуживания.

Раздельный учет механических поломок агрегатов и отказов системы электроснабжения

Аппарат марковских процессов дает широкие возможности для того, чтобы учитывать в моделях различные особенности функционирования перекачивающих станций. Продемонстрируем на примерах, как это делается.

Граф переходов (рис. 3.14) отражает процесс функционирования ПС, когда, наряду с отказами агрегатов из-за разрушения узлов и деталей, требуется учесть и общестанционные отказы, вызванные перерывами в электроснабжении станции. Состояния kI соответствуют отключению электроэнергии в то время, когда станция находилась в состоянии k , т. е. было k отказавших агрегатов. Символами $\lambda_{\text{э}}$ и $\mu_{\text{э}}$ обозначены интенсивности отказов и восстановления системы электроснабжения.

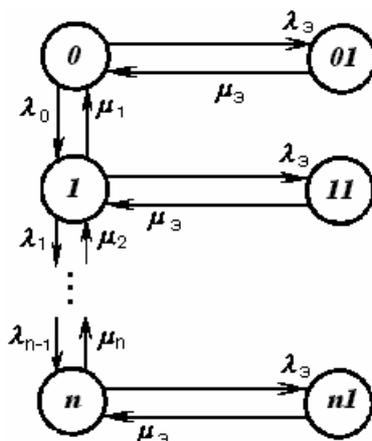


Рис. 3.14. Граф переходов для раздельного учета отказов механических устройств и системы электроснабжения

Стационарные вероятности состояний вычисляются по формулам

$$p_0 = (1 - \gamma_{\text{э}})^{-1} \left(1 + \sum_{k=1}^n \gamma_0 \gamma_1 \dots \gamma_k \right); p_k = \gamma_0 \dots \gamma_{k-1} p_0; p_{kI} = \gamma_{\text{э}} p_k, \quad (3.6.8)$$

где $\gamma_{\text{э}} = \lambda_{\text{э}} / \mu_{\text{э}}$, $\gamma_k = \lambda_k / \mu_{k+1}$. Величина $(1 + \gamma_{\text{э}})^{-1}$ равна коэффициенту готовности системы электроснабжения.

Учет правил вывода агрегатов в профилактическое обслуживание

Анализ фактической организации ремонтов на магистральных трубопроводах показывает, что остановку агрегатов на планово-предупредительный ремонт (ППР) можно считать случайным событием так же, как и аварийное отключение. В равной степени, несмотря на то, что нормированы сроки ППР, фактическое пребывание на профилактическом обслуживании длится случайный промежуток времени. Главный методический недостаток такого подхода состоит в том, что отключение агрегата для профилактического ремонта происходит независимо от состояния станции. Исключим этот недостаток, положив, что отключение для проведения ППР возможно лишь в случае, когда все агрегаты на станции находятся в исправном состоянии. Граф переходов, воспроизводящий особенности такой ситуации, изображен на рис. 3.15. В состоянии k_i , ($k = 0, \dots, n$; $i = 0, 1$) k агрегатов на станции находится в ремонте после аварийного отключения и i агрегатов выведено в ППР. Величины λ_{-i} и μ_{-i} означают соответственно среднюю наработку до выхода в ППР и среднее время профилактического обслуживания. Если предположить, что за время ликвидации аварии не может произойти восстановление агрегата, находящегося в ППР, то вероятности состояний отыскиваются по формулам

$$p_{k0} = g_k p_{00}; p_{k1} = h_k p_{01}; p_{00} = \left[1 + \sum_{k=1}^n g_k + \sum_{k=0}^{n-1} h_k \right]^{-1} \quad (3.6.9)$$

где $g_k = \frac{\lambda_0 \dots \lambda_{k-1}}{\mu_1 \dots \mu_k}$; $h_k = \frac{\lambda_n \lambda_1 \dots \lambda_k}{\mu_n \mu_1 \dots \mu_k}$.

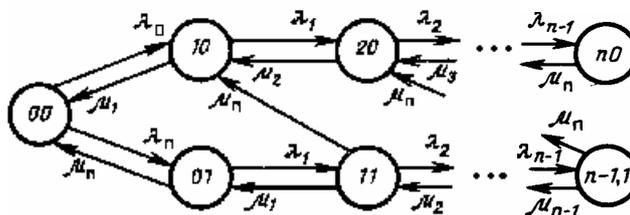


Рис. 3.15. Граф переходов, позволяющий учесть правила вывода агрегата на профилактику

3.7. Модели перекачивающих станций и линейных участков при произвольном распределении времени ремонта

3.7.1. Марковские модели могут использоваться для имитации работы объектов трубопроводных систем в том случае, когда наработка на отказ и время восстановления каждого элемента системы распределены по показательному закону. Если же статистические данные опровергают гипотезу о показательном распределении, то приходится прибегать к более сложным моделям.

Один из возможных путей заключается в сведении моделей к марковским. Обычно предположение о том, что наработка на отказ подчиняется показательному закону, не противоречит опытным данным. Ставя перед собой цель продемонстрировать основные идеи метода, будем считать наработку на отказ ξ показательно распределенной случайной величиной (с.в.), не делая предположения о распределении времени восстановления η .

При формировании моделей реальных процессов мы должны опираться на фактические данные. Судить о виде распределения с.в. η можно по гистограмме, построенной по эмпирической выборке. Форма гистограммы подсказывает возможный вид аппроксимирующего распределения. Кроме того, выбирая аппроксимацию, пользуются такими классами функций, которые приводят к наиболее простым аналитическим результатам. Модель оказывается марковской, если аппроксимации проводятся с помощью распределений вероятностей, которые называются эрланговским, обобщенной эрланговским, гиперэрланговским. Каждая из них сосредоточена на положительной полуоси, что и естественно для неотрицательных с.в. ξ и η .

Технику “марковизации” процессов продемонстрируем на конкретных простых примерах. Рассмотрим компрессорный цех, в котором находятся три одинаковых агрегата. В нормальном режиме 2 из них работают, а оставшийся, либо ремонтируется, либо пребывает в ненагруженном резерве. При выходе из строя более одного агрегата цех останавливается, так как по технологическим нормам возможность работы одного агрегата не предусмотрена.

3.7.2. Приближение распределением Эрланга. Распределение Эрланга имеет плотность

$$f(t) = \mu^k \frac{t^{k-1}}{(k-1)!} e^{-\mu t}, \quad \mu > 0, \quad k = 0, 1, \dots \quad (3.7.1)$$

Закону Эрланга подчиняется сумма k независимых случайных величин, каждая из которых имеет показательное распределение с параметром μ . Если время восстановления η имеет

плотность (3.7.1), то процесс ремонта можно представлять состоящим из k одинаковых фаз, не вкладывая в понятие фазы технологического содержания. Среднее время прохождения каждой фазы равно μ^{-1} .

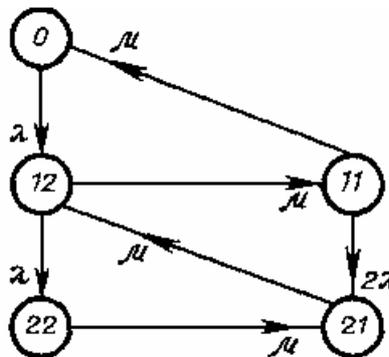


Рис. 3.16. Граф переходов в случае приближения времени восстановления распределением Эрланга при $k = 2$ (ремонт проводится в 2 «фазы»)

При $k = 2$ и одной ремонтной единице получим марковский процесс, граф переходов которого изображен на рис. 3.16. В состоянии 0 два агрегата работают, один находится в резерве. Состояния 12 , 11 соответствуют одному ремонтирующемуся агрегату, 22 , 21 - двум ремонтирующимся агрегатам. Второй индекс означает фазу ремонта; здесь и далее предполагается, что ремонт начинается фазой с наибольшим номером. Работающие агрегаты могут отказать в течение всего ремонта (на каждой фазе). Переходы, соответствующие выходу из строя второго агрегата, обозначены вертикальными стрелками, исходящими из состояний 12 и 11 . Интенсивность μ выражается через среднее время T_e ремонта $2\mu^{-1} = T_e$. Если ввести, как и раньше, параметр $\gamma = T_e/T = 2\lambda/\mu$, где T - средняя наработка, то решение системы уравнений Колмогорова для стационарного случая будет иметь вид

$$\begin{aligned} p_0 &= \left[1 + 2\gamma(1 + \gamma)^2 \right]^{-1}; & p_{11} &= \gamma p_0; \\ p_{12} &= \gamma(1 + \gamma)p_0; & p_{21} &= \gamma^2(2 + \gamma)p_0; \\ p_{21} &= \gamma^2(2 + \gamma)p_0; & p_{22} &= \gamma^2(1 + \gamma)p_0. \end{aligned} \quad (3.7.2)$$

При показательном распределении времени восстановления вероятности состояний p_0, p_1, p_2 (с 0, 1 и 2 ремонтируемыми агрегатами) получаются по формулам (3.6.1), (3.6.7). В табл. 3.1 решение (3.7.2) сопоставлено с решением (3.6.1), (3.6.7) (компоненты последнего помечены штрихом). Следовательно, каждый столбец табл. 3.1 отвечает одному и тому же среднему времени ремонта $M\eta = M\eta'$. Однако дисперсия времени ремонта $D\eta$ для верхней части таблицы в 2 раза меньше дисперсии величины η' , которая использована при получении решения, помещенного в нижней части таблицы.

Как видно из таблицы, различие решений особенно при малых значениях γ , характерных для систем газо- и нефтеснабжения, невелико. Стационарный коэффициент готовности K_r выражается через γ и, значит, зависит только от средних значений с.в. ξ и η . Было бы ошибкой считать, что через стационарные вероятности состояний p_k можно вычислить все показатели надежности, представляющие интерес для приложений. Решения (3.7.2), (3.6.7) можно было сопоставлять и по другим показателям, например, по характеристикам суммарного времени ремонта Y , затраченного за период T . Если по средним MU сопоставляемые решения будут близки, то дисперсия в первом случае окажется примерно в 2 раза меньше. Знание числовых характеристик с.в. Y в какой-то степени позволяет прогнозировать загрузку ремонтных бригад.

Таблица 3.1

Сопоставление решений, отличающихся значениями дисперсии времени
ремонта

Номер формулы	Показатель	γ			
		0,2	0,1	0,05	0,02
(3.7.2)	p_0	0,635	0,805	0,901	0,960
	$p_{11} + p_{12}$	0,279	0,169	0,092	0,039
	$p_{21} + p_{22}$	0,086	0,026	0,007	0,001
	K_r	0,914	0,974	0,993	0,999
(3.6.1), (3.6.7)	p_0'	0,641	0,806	0,901	0,960
	p_1'	0,256	0,161	0,090	0,038
	p_2'	0,103	0,032	0,099	0,001 5
	K_r'	0,897	0,968	0,991	0,998 5
	$K_r - K_r'$	0,017	0,006	0,002	0,000 5

Если время распределения приближено распределением Эрланга с параметром k , то при решении системы уравнений Колмогорова для стационарного режима, получим следующие вероятности состояний p_0, p_1, p_2 :

$$\begin{aligned} p_0 &= \left[k\alpha^k(\alpha - 1) + 1 \right]^{-1}; & p_1 &= (\alpha^k - 1)p_0; \\ p_2 &= \left[k\alpha^{k+1} + (k+1)\alpha^k + 1 \right] p_0, \end{aligned} \quad (3.7.3)$$

где $\alpha = 2k^{-1}\gamma + 1$. В табл. 3.2 сопоставлены решения (3.7.3) для различных значений k при $\gamma = 0,1$.

Последняя графа в табл. 3.2 получена предельным переходом при $k \rightarrow \infty$. Из формул (3.7.3) получим при $k \rightarrow \infty, \mu \rightarrow \infty, k\mu^{-1} \rightarrow T_e$

$$p_0 \rightarrow (1 + 2\gamma e^{2\gamma})^{-1}; \quad p_1 \rightarrow (e^{2\gamma} - 1)p_0; \quad p_2 \rightarrow (1 + \gamma e^\gamma - e^\gamma)p_0.$$

Увеличение k соответствует уменьшению дисперсии. В пределе $k \rightarrow \infty$ получаем случай детерминированного времени восстановления. Из табл. 3.2 видно, что с уменьшением дисперсии возрастает коэффициент готовности, хотя вероятность безотказного состояния всех агрегатов (p_0) несколько снижается.

Распределение (3.7.1) имеет дисперсию $(\mu^2 k)^{-1}$, т.е. коэффициент вариации $1/\sqrt{k}$. Пользоваться плотностью (3.7.1) следует в том случае, когда эмпирическое распределение (гистограмма) по форме напоминает график плотности $f(t)$, при этом параметр k подбирается из условия близости математического ожидания и дисперсии теоретического и эмпирического распределений. Если m и s^2 выборочные среднее и дисперсия, то параметры распределения (3.7.1) рекомендуется определять из условия $\mu = m, 1/\sqrt{k} \approx s/m$. Качество приближения будет лучше, если выборочный коэффициент вариации недалеко отстоит от значений $1/\sqrt{k}, k=1,2, \dots$.

Таблица 3.2

Зависимость решения от параметра k

Показатель	k					
	1	2	3	4	10	∞
p_0	0,806	0,805	0,805	0,805	0,804	0,804
p_1	0,161	0,169	0,172	0,173	0,176	0,178
p_2	0,032	0,026	0,023	0,022	0,02	0,018
K_r	0,968	0,974	0,977	0,978	0,98	0,982

3.7.3. Приближение обобщенным распределением Эрланга. Обобщенным распределением Эрланга называется смесь показательных распределений, т. е. распределение с плотностью

$$f(t) = \sum_{k=1}^m c_k \mu_k \exp(-\mu_k t), c_k \geq 0, \sum_{k=1}^m c_k = 1. \quad (3.7.4)$$

Продемонстрируем технику расчетов с использованием (3.7.4) на примере, положив $m=2$. Коэффициент вариации V случайной величины η с распределением (3.7.4) выражается формулой

$$V^2 = 2 \frac{c_1 \mu_2^2 + c_2 \mu_1^2}{(c_1 \mu_2 + c_2 \mu_1)^2} - 1.$$

Три независимых параметра μ_1, μ_2, c_1 можно подобрать так, чтобы получить распределение с произвольным значением $V \geq 1$. Однако следует учесть, что плотность (3.7.4) является монотонно убывающей функцией и ее целесообразно применять при аппроксимации эмпирических распределений, для которых это свойство не кажется неестественным.

Процесс восстановления в случае, когда η имеет плотность (3.7.4) при $m=2$

$$f(t) = c_1 \mu_1 \exp(-\mu_1 t) + c_2 \mu_2 \exp(-\mu_2 t), \quad (3.7.5)$$

удобно представлять следующим образом. Ремонт агрегата осуществляется одним из двух возможных способов: первый имеет вероятность c_1 и характеризуется средним временем μ_1^{-1} , второй имеет вероятность c_2 и среднее время μ_2^{-1} . На графе переходов (рис. 3.17) каждое состояние нумеруется двумя индексами, указывающими число агрегатов, ремонтирующихся первым и вторым способами соответственно. Поскольку ремонтная единица одна, следовало сделать различие между состояниями, когда два отказавших агрегата ремонтируются разными способами. На графе введено два состояния: 11 – агрегат ремонтируется первым способом, а агрегат, ждущий восстановления, подлежит ремонту вторым способом, 11' – агрегат ремонтируется вторым способом, а агрегат на очереди подлежит ремонту вторым способом.

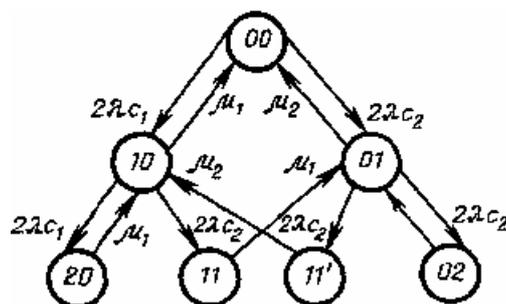


Рис. 3.17. Граф переходов в случае приближения времени восстановления смесью показательных распределений (обобщенным распределением Эрланга)

Таблица 3.3

Изменение решения при варьировании параметров в формуле (3.7.4)

Исходные данные							Результаты расчета		
c_1	c_2	μ_1/μ_2	μ_1/λ	μ_2/λ	V^2	M_3	p_{00}	p_1	p_2
0,5	0,5	1	10	10	1	0,006	0,806	0,161	0,032
0,5	0,5	2	15	7,5	1,22	8,00	0,807	0,158	0,035
0,5	0,5	4	25	6,25	1,72	12,48	0,808	0,152	0,040
0,5	0,5	10	55	5,5	2,34	18,05	0,809	0,144	0,047
0,5	0,5	100	505	5,05	2,92	23,29	0,811	0,136	0,053
0,75	0,25	0,01	7,525	752,5	1,65	10,56	0,806	0,154	0,041
0,75	0,25	0,1	7,25	77,5	1,51	9,67	0,807	0,154	0,038
0,75	0,25	10	32,5	3,25	3,88	48,83	0,812	0,131	0,058
0,75	0,25	100	257,5	2,575	6,54	87,85	0,816	0,106	0,078

Подбором параметров c_i , μ_i можно в довольно широком диапазоне изменять моменты распределения (3.7.5). В табл. 3.3 приводятся результаты расчетов при фиксированном значении $\gamma = T_g/T = 0,1$. Используются следующие обозначения $p_1 = p_{10} + p_{01}$; $p_2 = p_{20} + p_{11} + p_{11'} + p_{02}$; M_3 – третий начальный момент распределения (3.7.5); $\lambda^{-1} = T$ – средняя наработка; $T_g = c_1/\mu_1 + c_2/\mu_2$ – среднее время восстановления.

Таблица показывает, что в широком диапазоне изменения параметров вероятность номинального состояния оказывается довольно стабильной величиной. Вероятность отказа p_2 значительно чувствительнее к вариации параметров, т.е. сильнее зависит от дисперсии распределения (3.7.5).

3.7.4. Приближение гиперэрланговским и обобщенным гиперэрланговским распределениями. Гиперэрланговским распределением называют смесь распределений (3.7.1) при одном и том же значении μ и различных значениях k

$$f(t) = \sum_{k=1}^{\infty} c_k \frac{\mu^k t^{k-1}}{(k-1)!} \exp(-\mu t); c_k \geq 0; \sum_{k=1}^{\infty} c_k = 1. \quad (3.7.6)$$

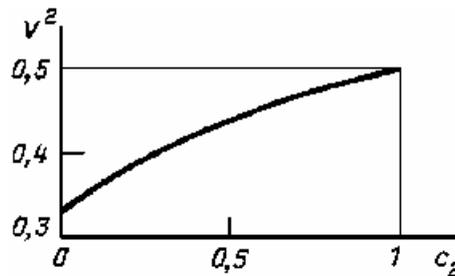


Рис. 3.18. График функции $V^2(c_2)$

Если в правой части формулы (3.7.6) n членов ряда отличны от нуля, то плотность $f(t)$ зависит от $(n+1)$ -го параметра, из которых n независимых. При $n=2$ плотность (3.7.6) позволяет приблизить эмпирическое распределение так, чтобы сохранить равенство двух основных моментов: математического ожидания и дисперсии. Однако это возможно лишь в случае, когда выборочный коэффициент вариации эмпирического распределения не превышает единицу $\tilde{V} = s/m \leq 1$.

Положим $c_2 + c_3 = 1, c_i = 0, i \neq 2, 3$, т.е.

$$f(t) = c_2 \mu^2 t \exp(-\mu t) + c_3 \frac{\mu^3 t^2}{2!} \exp(-\mu t). \quad (3.7.7)$$

На рис. 3.18 построена функция $V^2(c_2)$, где V - коэффициент вариации распределения (3.7.7). Функция V^2 монотонно возрастает от значения $V^2(0) = 0,33$ до значения $V^2(1) = 0,5$. Если заданы эмпирические среднее m и дисперсия s^2 , то параметры распределения (3.7.7) μ и c_2 можно найти по методу моментов. Для этого следует решить уравнения

$$\frac{2c_2 + 3(1-c_2)}{\mu} = m; \quad \frac{6c_2 + 12(1-c_2) - [2c_2 + 3(1-c_2)]^2}{\mu^2} = s^2.$$

Уравнения имеют решение в области $\mu \geq 0; 1 \geq c_2 \geq 0$ при условии $1/3 \leq s^2/m^2 \leq 1/2$.

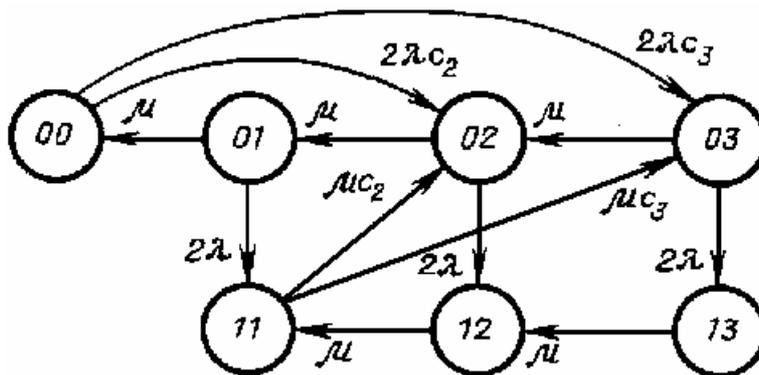


Рис. 3.19. Граф переходов в случае приближения времени восстановления гиперэрланговским распределением с плотностью (3.7.7)

Граф переходов, характеризующий работу компрессорного цеха с тремя агрегатами в случае, когда время восстановления имеет распределение (3.7.7), изображен на рис. 3.19. Первый индекс при нумерации состояний означает число агрегатов в очереди на ремонт, второй – фазу ремонта, если есть ремонтируемые агрегаты.

Обобщенным гиперэрланговским распределением называется распределение с плотностью

$$f(t) = \sum_{k=1}^{\infty} \sum_{r=1}^m c_{kr} \frac{\mu_r^k t^{k-1}}{(k-1)!} e^{-\mu_r t}; \quad c_{kr} \geq 0, \quad (3.7.8)$$

$$\sum_{k=1}^{\infty} \sum_{r=1}^m c_{kr} = 1.$$

Функции (3.7.4), (3.7.6) являются частными случаями (3.7.8). Подобрав рациональным образом коэффициенты c_{kr} , можно составить граф переходов, комбинируя при этом описанные приемы.

В рассматриваемом технологическом примере до сих пор предполагалось, что наработка на отказ ξ есть экспоненциально распределенная величина. Если отказаться от этого предположения, приближая обе величины ξ и η распределениями вида (3.7.1), (3.7.4), (3.7.6) или (3.7.8), то диаграмма переходов весьма усложнится. Более трудоемким станет также решение соответствующей системы уравнений для определения вероятностей p_k . Как показывают числовые расчеты, в частности, приведенные в табл. 3.1 – 3.3, решения обладают определенной стабильностью, мало меняясь при модификации модели. Из-за неточности исходной информации следует избегать громоздких приближений для распределений с.в. ξ и η . Если в качестве исходных данных принимать эмпирические распределения (гистограммы), то при подборе теоретической плотности $f(t)$ достаточно лишь проследить, чтобы функция $f(t)$ правильно передавала особенности гистограммы, а основные теоретические моменты

были равны их эмпирическим аналогам.

Подбирая способ аппроксимации функционирования системы марковским процессом, следует помнить, что модель заведомо не может передать всех особенностей реального объекта. Например, режимы функционирования и обслуживания трубопроводов меняются со временем, они зависят от множества факторов, причем факторов, которые очень трудно, если и вообще возможно, отразить в модели. Например, ликвидация последствий наиболее крупных аварий проводится чрезвычайными методами, вывод оборудования в ремонт зависит от технического состояния соседних перекачивающих станций, на качество и темпы ремонта влияют квалификация персонала, укомплектованность ремонтных бригад и т.д. Модели организационно-технологических процессов в больших человеко-машинных системах не могут не быть приближенными. Следовательно, для их аппроксимации надо искать простые формы, а если и вносить уточнения, то лишь для того, чтобы количественно отразить влияние какого-либо фактора или технологического нововведения.

3.7.5. Применение полумарковских и регенерирующих процессов для моделирования перекачивающих станций. Применение полумарковских и регенерирующих процессов требует более сложной техники расчетов и понимания более глубокого математического аппарата.

Для того, чтобы показать, как применять регенерирующие процессы для решения прикладных задач, воспользуемся сначала прежним примером: рассмотрим цех с 2 рабочими агрегатами и 1 резервным, ремонт которых производится 1 бригадой. Предположим, что наработка на отказ ξ распределена по экспоненциальному закону, а время ремонта η имеет произвольное распределение. На рис. 3.20 изображена одна из реализаций случайного процесса $v(t)$, где $v(t)$ означает число работоспособных агрегатов в момент t . Процесс характеризуется наличием моментов, обладающих марковским свойством: дальнейшее развитие процесса не зависит от предыстории. Состояния, в которые попадает система после этих моментов, называются марковскими. Марковским свойством обладают моменты восстановления агрегатов и такие моменты возникновения отказов, когда нет находящихся в ремонте агрегатов. Момент выхода из строя агрегата не будет обладать марковским свойством, если при этом другой агрегат ремонтируется: дальнейшее поведение системы зависит от того, сколько времени уже длится ремонт.

Рассмотрим задачу об определении вероятности безотказного функционирования рассматриваемой нами технологической системы. Для ее решения разобьем все марковские

состояния на две группы S^+ и S^- , отвечающие ре-

жимам нормального функционирования и отказу системы соответственно.

Будем пользоваться следующими обозначениями. $\Phi_i(t)$ – функция распределения времени до первого попадания в S^- из начального состояния $i \in S^+$, $Q_{ij}(t)$ – вероятность перехода из i в j ($i, j \in S^+$) за время, меньше чем t , при условии, что система ни разу не перейдет в состояние из S^- , $Q_i(t)$ – вероятность перейти из i в S^- за время, меньше чем t , не попадая до этого ни в одно состояние из S^+ . Введенные функции связаны формулой полной вероятности, из которой вытекает соотношение

$$\Phi_i(s) = \sum_{j \in S^+} s Q_{ij}(s) \Phi_j(s) + Q_i(s), \quad i \in S^+. \quad (3.7.9)$$

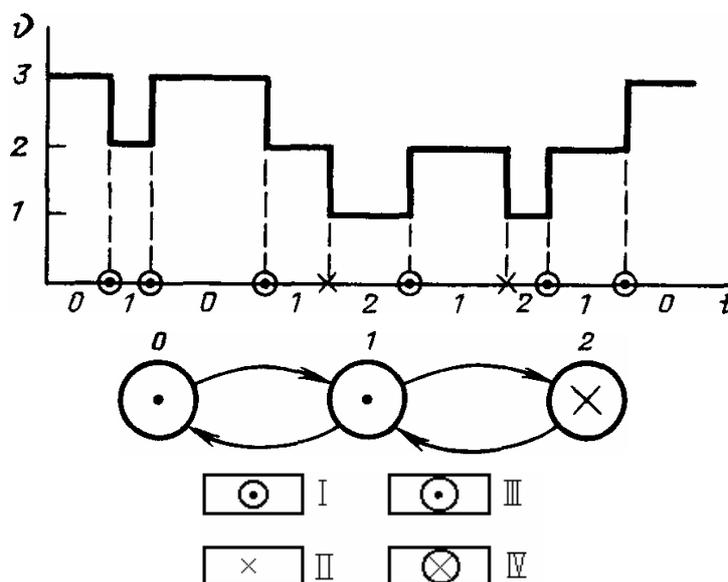


Рис. 3.20. Реализация случайного процесса $v(t)$:

I, II – моменты, соответственно обладающие и не обладающие марковским свойством; III,

IV – состояния соответственно марковские и немарковские

Здесь “крышкой” обозначено преобразование Лапласа от соответствующей функции.

Обращаясь к примеру, зададимся целью найти функции $\Phi_i(t)$ – вероятности попадания в состояние 2 из состояния i ($i=0,1$) при произвольной плотности времени восстановления $\varphi(t)$. Имеем

$$Q_{00}(t) = 0, \quad Q_{01}(t) = P\{\xi < t\} = 1 - e^{-2\lambda t};$$

$$Q_{10}(t) = P\{\eta < t, \xi > \eta\} = \int_0^t e^{-2\lambda u} \varphi(u) du.$$

С использованием формулы полной вероятности получаем

$$\hat{\Phi}_0(s) = s \hat{Q}_{01}(s) \hat{\Phi}_1(s), \hat{\Phi}_1(s) = s \hat{Q}_{10}(s) \hat{\Phi}_0(s) + \hat{Q}_1(s),$$

где $Q_1(t) = P\{\xi < t, \eta > \xi\} = \int_0^t 2\lambda e^{-2\lambda u} [1 - \Phi(u)] du.$

Решение получившейся системы для изображений по Лапласу имеет вид

$$\hat{\Phi}_1(s) = \frac{2\lambda [1 - \hat{\varphi}(s + 2\lambda)]}{s [s + 2\lambda - 2\lambda \hat{\varphi}(s + 2\lambda)]}; \quad \hat{\Phi}_0(s) = \frac{2\lambda}{s + 2\lambda} \hat{\Phi}_1(s).$$

Для того, чтобы найти функцию $\Phi_1(t)$ необходимо перейти от изображений к оригиналам, что в общем случае требует применения методов численного анализа. Аналогичные проблемы возникают практически в любых задачах подобного типа. Заметим также, что далеко не во всех технологических ситуациях удается четко определить понятие отказа и разделить состояния системы на множества S^+ и S^- .

3.7.6. Надежность станции с резервным источником питания. Метод предыдущего пункта может быть применен ко многим техническим задачам. Однако, чтобы получить правильное решение и довести его до окончательного результата, необходимо выполнить 2 нестандартные процедуры. Во-первых, для вывода формул $Q_{ij}(t)$, $Q_i(t)$ требуется безошибочно провести вероятностный анализ ситуации. Во вторых, определение оригиналов $\Phi_i(t)$ по их изображениям $\hat{\Phi}_i(s)$ может потребовать либо углубленного знакомства с аналитическими методами, либо численных расчетов с помощью пакетов прикладных программ.

В настоящее время для полумарковских и регенерирующих процессов не существует регулярных алгоритмов и стандартного программного обеспечения, которое позволило бы свести решение задач к чисто техническим процедурам. Единственная возможность для специалистов, работающих в прикладных областях, состоит в том, чтобы на примерах познакомиться с полезными приемами и овладеть математическим аппаратом решения.



Рис.3.21. Граф переходов ПМП функционирования станции:

0 - работоспособное состояние; 1 - состояние отказа

Рассмотрим еще одну задачу, решение которой может быть получено с помощью системы (3.7.9). Однако используем несколько измененный способ решения, но вероятност-

ный анализ и асимптотическое исследование изложим более обстоятельно.

Поставим целью, найти показатели надежности перекачивающей станции, которая снабжается энергией от электросети и имеет резервный источник питания. Отказы электросети происходят через случайные промежутки времени ξ , распределенные по экспоненциальному закону, с параметром λ . Резервный источник вступает в действие сразу же после отказа электросети и может обеспечить работоспособность станции в течение промежутка T . Время восстановления электроснабжения η является случайной величиной с функцией распределения $G(t)$.

Охарактеризуем функционирование системы диаграммой переходов, изображенной на рис. 3.21. Моменты выхода системы из состояния 0 являются марковскими моментами, а процесс функционирования полумарковским (ПМП). ПМП характеризуется функциями $P_{ij}(t)$, которые представляют собой вероятность следующего события: система переходит из состояния i в состояние j , и переход осуществляется к моменту времени t . В рассматриваемом случае

$$P_{00}(t) = P\{\xi + \eta < t, \eta < T\}, \quad P_{01}(t) = P\{\xi + \eta < t, \eta \geq T\}.$$

Совместная плотность распределения с.в. ξ и η выражается формулой

$$f(u, v) = \lambda e^{-\lambda u} g(v),$$

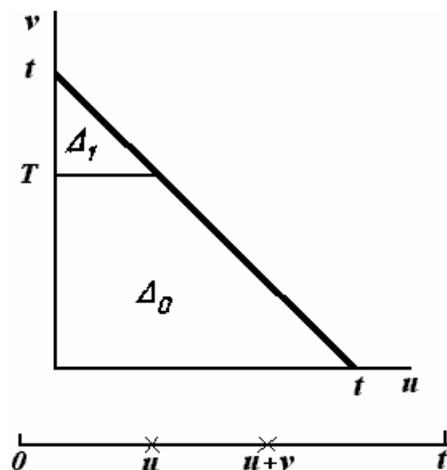


Рис. 3.22. Области интегрирования Δ_0 и Δ_1 :

u - момент отказа электросети; $u + v$ - момент восстановления

где $g(v)$ - плотность распределения η : $g(v) = G'(v)$. Функции $P_{00}(t)$, $P_{01}(t)$ могут быть получены путем интегрирования $f(u, v)$

$$P_{0i}(t) = \iint_{\Delta_i} f(u, v) du dv \quad (i = 0, 1).$$

Области интегрирования Δ_0, Δ_1 изображены на рис. 3.22. Переходя от двойного интеграла к повторному, получим окончательно следующие выражения:

$$P_{00}(t) = \begin{cases} \int_0^t [1 - e^{-\lambda(t-v)}] g(v) dv & \text{при } t \leq T, \\ 0 & \\ \int_0^T [1 - e^{-\lambda(t-v)}] g(v) dv & \text{при } t > T; \end{cases} \quad (3.7.10)$$

$$P_{01}(t) = \begin{cases} 0 & \text{при } t \leq T, \\ \int_T^t [1 - e^{-\lambda(t-v)}] g(v) dv & \text{при } t > T. \end{cases}$$

Пользуясь формулами (3.7.10), несложно вывести другие характеристики процесса.

Вероятности перехода вложенной цепи ПМП

$$p_{00} = \lim_{t \rightarrow \infty} P_{00}(t) = G(T), \quad p_{01} = \lim_{t \rightarrow \infty} P_{01}(t) = 1 - G(T).$$

Функции распределения времени пребывания в состоянии 0 при условии перехода в состояние i суть $T_{0i}(t) = P_{0i}(t)/p_{0i}$ ($i = 0, 1$).

Среднее время однократного пребывания в состоянии 0

$$m_{00} = \int_0^{\infty} t dT_{00}(t) = \frac{1}{G(T)} \int_0^T \left(v + \frac{1}{\lambda} \right) g(v) dv;$$

$$m_{01} = \int_T^{\infty} \frac{v g(v)}{1 - G(T)} dv + \frac{1}{\lambda}.$$

Среднее время до отказа станции по формулам полной вероятности выражается в виде

$$m_0 = \sum_{k=0}^{\infty} p_{01} p_{00}^k (m_{00} k + m_{01}) = \frac{p_{01}}{1 - p_{00}} \left(m_{01} + \frac{p_{00}}{1 - p_{00}} m_{00} \right).$$

Для реальных систем отказы являются сравнительно редкими событиями. Положим, что среднее время между отказами электросети λ^{-1} много больше среднего времени ремонта и резерва времени T

$$\lambda^{-1} \gg T_{рем} = \int_0^{\infty} t g(t) dt, \quad \lambda^{-1} \gg T.$$

Тогда, если величины $G(T)$ и $1 - G(T)$ не очень малы, m_{00} и m_{01} имеют порядок λ^{-1} , среднее время до отказа станции можно оценить по формуле

$$m_0 \approx \frac{\lambda^{-1}}{1 - G(T)}. \quad (3.7.11)$$

Поскольку отказы станции – редкие события, вероятность безотказной работы станции выражается приближенной формулой

$$P(t) \approx 1 - e^{-t/m_0} = 1 - e^{-\lambda[1-G(T)]t}.$$

3.8. Модели надежности магистрального трубопровода

3.8.1. Модели перекачивающих станций позволяют получить исходную информацию для более сложных моделей, в первую очередь для линейного газопровода, т.е. следующих друг за другом по цепочке трубопроводных участков и перекачивающих станций. Последовательное соединение большого числа одинаковых или почти одинаковых звеньев – это особенность магистральных трубопроводов, которая и определяет специфику их моделей.

Из-за разнообразия отраслевых проблем математические модели должны быть специфицированы по сравнительно узкому кругу задач каждая. Степень агрегированности модели зависит от масштабов системы и от периода упреждения, т.е. от того, на какой срок прогнозирования рассчитана модель. Рассмотрим модели разной детализации с тем, чтобы в каждой конкретной ситуации получить возможность для выбора.

Модель надежности должна базироваться на информации о том, а) как возникают и устраняются отказы, б) как следует вычислять пропускную способность трубопровода в условиях нормального функционирования и при отказах. В соответствии с этим будем говорить о вероятностной и гидравлической составляющих модели. Вероятностная составляющая содержит определение элементарных единиц (элементов) расчетной схемы, структуру их взаимосвязи, перечень состояний каждого элемента и законы, по которым элемент переходит из одного состояния в другое. Элементами трубопровода целесообразно считать агрегаты (насосы) на перекачивающей станции и одноточный трубопровод между двумя задвижками, который, как и агрегат, может быть отключен от системы при аварии или выводе в ремонт. Возможны и другие подходы с иной разбивкой на элементы. Важно лишь, чтобы по существующей информации (прямой или косвенной) можно было выбрать законы соответствующих распределений и оценить их параметры. Мы не будем включать в число элементов запорную арматуру, переключки между нитками, трубопроводы обвязки станций, аппараты охлаждения, энергоблоки, системы автоматизации и т.д., хотя принципиально это сделать не трудно. Вряд ли целесообразно учитывать детали «второго порядка малости» в

моделях крупномасштабных систем. Если какой-либо из неучтенных факторов по некоторым причинам начнет проявляться в большей степени, модели надо модифицировать.

Каждый элемент может находиться в двух состояниях: работоспособном и неработоспособном. Агрегаты (насосы), будучи в работоспособном состоянии, находятся в работе или в резерве, трубопроводный участок в работоспособном состоянии не отключается. Неисправный элемент ремонтируется или ожидает очереди на ремонт.

Информационное обеспечение вероятностной составляющей модели исчерпывается законами распределения времени безотказной работы и восстановления каждого элемента. В задачах эксплуатационного уровня эти законы аппроксимируются по статистической информации, в задачах перспективного и долгосрочного планирования подключаются методы экспертного анализа, экстраполяции и др.

Число элементов магистрального трубопровода обычно очень велико. Идеи декомпозиции задачи в приложении к рассматриваемому объекту приводят к его разбиению на части, которые будем называть звеньями. Далее чаще всего звеном будем считать линейный участок с последующей (или предшествующей) станцией.

Состояние звена определяется комбинацией состояний его элементов. Перенумеруем состояния каждого звена. Трубопровод с N звеньями описывается вектором $k = (k_1, \dots, k_N)$, где k_j – номер состояния j -го звена. Процесс функционирования характеризуется многомерной случайной функцией $k(t)$. Чтобы избежать влияния начальных условий $k(0)$ обычно рассматривают установившийся случайный процесс, т.е. поведение системы при больших значениях времени. Тогда пропускная способность становится функцией случайного вектора k : $q = q(k)$. Выявление закона распределения случайной величины q является одной из основных, а то и единственной целью исследования. Более того, иногда достаточно найти числовые характеристики этой величины Mq , Dq или некоторые ее квантили для того, чтобы сделать вполне определенные технологические выводы. Многие показатели надежности, естественные для других объектов, для трубопровода не имеют простой интерпретации. К числу таких показателей относится коэффициент готовности.

Случайная величина $q(k)$ является дискретной, так как число возможных значений вектора k конечно. Аппроксимацию распределения q можно проводить разными способами, но мы воспользуемся группировкой недалеко отстоящих друг от друга значений величины q . Заменяя несколько таких значений их средним и приписывая этому объединенному значению суммарную вероятность составляющих, получим аппроксимирующую величину \tilde{q} , моменты которой будут близки к моментам исходной (в частности $Mq = M\tilde{q}$). В то же время

ее ряд распределения будет содержать меньше значений и, следовательно, представляемая им информация оказывается сравнительно легко обозримой. Такой способ аппроксимации подсказан спецификой величины q . Дело в том, что многочисленные комбинации отказавших элементов приводят примерно к одинаковым потерям производительности вследствие того, что звенья сбалансированы и незначительно отличаются друг от друга по пропускной способности.

Покажем, как метод группировки позволяет вычислить математическое ожидание Mq . Можно предложить 2 различных формулы

$$Mq = \sum_k q(\bar{k})\pi(\bar{k}), \quad Mq = \sum_{j=0}^m \Pi_j q_j. \quad (3.8.1)$$

В первой из них $\pi(k)$ вероятность состояния k и суммирование проводится по возможным состояниям. Во второй Π_j – вероятность пропускной способности q_j , а m – общее число различных значений пропускной способности. Поскольку обычно к одному и тому же значению q_j приводит большое число различных состояний, вторая формула будет значительно экономичней по объему вычислений.

Возможность группировки состояний возникает на двух этапах вычислительного процесса: как в локальной задаче при расчете звена, так и при окончательном расчете цепочки. На первом этапе эта возможность обусловлена однотипностью агрегатов. Если в модели не делается различия между агрегатами, то состояние звена зависит лишь от схемы работы станции, которая может быть обеспечена работоспособными агрегатами. Или же, если секции многониточного трубопровода имеют одинаковую длину, то отключение любой из них приводит к одной и той же потере пропускной способности.

3.8.2. Переходя к расчету цепочки звеньев, будем рассматривать не любые трубопроводы для транспорта жидкостей и газов, а только газопроводы, анализ которых является более сложным делом. Сложность состоит в том, что потери при течении газа пропорциональны перепаду квадрата давления, а не перепаду давления, как в случае течения капельной жидкости. Функционирование звена газопровода можно в определенном смысле локализовать, если обеспечить максимальное давление нагнетания на компрессорных станциях. Режимы с максимальным давлением нагнетания являются наиболее экономичными для магистральных газопроводов.

Примем в первом приближении предложение об однотипности звеньев. Тогда несложно перечислить возможные значения пропускной способности газопровода. Упорядо-

чим эти значения по убыванию, начав с величины q_0 – пропускной способности при безаварийном режиме:

$$q_0 > q_1 > \dots > q_m. \quad (3.8.2)$$

Фактическое вычисление q_i проводится исходя из того, что пропускная способность цепочки определяется «узким» местом. При двух и более одновременных отказах следует различать случаи близкого и удаленного расположения отказавших элементов. Одновременные отказы удаленных, гидравлически несвязанных элементов, один из которых приводит к пропускной способности \bar{q}_1 , а другой - к \bar{q}_2 , позволяют обеспечить пропускную способность

$$\bar{q} = \min(\bar{q}_1, \bar{q}_2). \quad (3.8.3)$$

Для трубопровода с большим числом элементов вероятность одновременного отказа гидравлически связанных элементов мала по сравнению с вероятностью одновременного отказа несвязанных элементов. Если при любых отказах пользоваться соотношением (3.8.3), то будет допущена незначительная ошибка в сторону увеличения пропускной способности. Погрешности такого рода могут не приниматься во внимание, потому что ситуации с одновременными гидравлически связанными отказами имеют малую вероятность по сравнению с отказами гидравлически независимыми и ошибки почти не скажутся на вычислении числовых характеристик с.в. q .

Предположение (3.8.3) позволяет находить пропускные способности q_j из (3.8.2) с помощью локального расчета по «узкому месту». При отказе участка «узкое место» составят этот участок с последующей станцией, при отказе станции – станция с последующими участками. Это прием позволяет многократно сократить объем вычислений, необходимых для построения функции распределения с.в. q .

Величины Π_j в формуле (3.8.1) вычисляются через вероятности состояний звена π_i . Последние заранее находятся с помощью описанных в р.3.6 моделей и служат исходными данными для построения функции распределения с.в. q .

Трубопровод с N одинаковыми звеньями имеет пропускную способность q_0 , если каждое его звено обеспечивает эту пропускную способность. Отсюда следует $\Pi_0 = \pi_0^N$. Пропускная способность q_j будет иметь место в том случае, если каждое из звеньев находится в состоянии, обеспечивающем эту пропускную способность

$$\Pi_0 + \Pi_1 + \dots + \Pi_j = (\pi_0 + \pi_1 + \dots + \pi_j)^N.$$

Отсюда следует формула для функции распределения $F(x)$

$$1 - F(x) = \begin{cases} 1 & \text{при } x \leq q_m, \\ (\pi_0 + \pi_1 + \dots + \pi_j)^N & \text{при } q_{j+1} < x \leq q_j, \\ 0 & \text{при } x > q_0. \end{cases} \quad (3.8.4)$$

Если звенья трубопровода неодинаковы, то подход к вычислению $F(x)$ вытекает из следующего рассуждения. Рассмотрим 3 состояния k_i, k_j, k_{ij} . В состоянии k_i (k_j) в звене i (соответственно в звене j) имеются один или несколько отказавших сверх резерва элементов, в остальных же звеньях число отказавших элементов не превышает резерва. В состоянии k_{ij} отказавшие сверх резерва элементы получаются путем объединения отказавших элементов в состояниях k_i и k_j . Тогда для соответствующих пропускных способностей имеет место неравенство

$$q_{ij} \leq \min(q_i, q_j).$$

Если, слегка завышая расход для состояния \bar{k}_{ij} , вычислить пропускную способность по формуле $q'_{ij} = \min(q_i, q_j)$, то отказы на одном из звеньев будут приводить к последствиям, не зависящим от того, в каких состояниях находятся другие звенья. Тогда функция распределения $F(x)$ пропускной способности трубопровода вычислится через функции распределения $F_j(x)$ пропускной способности звеньев

$$1 - F(x) = [1 - F_1(x)] \cdot \dots \cdot [1 - F_N(x)]. \quad (3.8.5)$$

Расчеты показывают, что ошибка при замене величины q_{ij} величиной q'_{ij} не превышает долей процента.

В заключении этого раздела, который показывает, как можно вычислять числовые характеристики пропускной способности q , нелишне предостеречь о возможных ошибках, к которым могут привести другие приближенные методы расчетов. Так, например, пользуясь первой из формул (3.8.1), нельзя пренебрегать состояниями, соответствующими двум и более одновременным отказам. Несмотря на очень малую вероятность каждого такого состояния их общая мера в случае протяженного трубопровода может оказаться и оказывается весьма значимой. Для трубопровода протяженностью 2 - 4 тыс. км вероятность номинального состояния становится сравнимой с вероятностью одновременного ремонта нескольких звеньев. В то же время, рассчитывая показатели надежности линейного участка, кратными отказами можно пренебрегать. Итак, любые упрощающие предположения в вероятностных моделях должны быть корректно обоснованы.

3.9. Расчеты резервов магистральных газопроводов

3.9.1. Обоснование рациональных уровней резервирования БТС – преимущественно проектная задача, однако, в процессе эксплуатации возникают ситуации, когда приходится намечать мероприятия по повышению надежности системы и оценивать их эффективность. Рассмотрим примеры конкретного технико-экономического анализа магистральных газопроводов. Числовые данные получены для вполне определенных технологических схем газопроводов, показателей надежности и типов оборудования.

Рациональные уровни резервирования во многом зависят от исходной информации. Информация со временем устаревает полностью или частично, поэтому мы не ставим перед собой задачи дать универсальные постоянно действующие рекомендации, так как считаем такую постановку неправильной. Материал данного раздела следует рассматривать как ряд иллюстраций, показывающих возможности использования методов в практических задачах. Сами же числовые данные можно считать лишь ориентировочными.

На стадии разработки проектного задания одним из важнейших показателей является коэффициент надежности K_n (3.4.13). Он позволяет оценить недоподачу газа из-за аварийных и плановых ремонтов и вычислить годовую производительность, которая входит в критерий удельных затрат. По этому критерию производится предварительный выбор оборудования и технологической схемы магистрального газопровода. Коэффициент K_n используется также при планировании загрузки газопроводов и является показателем, по которому судят о качестве эксплуатации газопровода в целом.

Рассмотрим результаты расчетов коэффициента K_n для наиболее характерных вариантов проектируемых газопроводов, состоящих их однотипных КС и линейных участков. Расчет коэффициентов K_n проводился для газопроводов длиной 500, 1000, 1500, 2000 км из труб диаметром 820, 1020, 1220 мм при рабочем давлении 5,5 МПа и труб диаметром 1220, 1420 мм при рабочем давлении 7,45 МПа. Толщина стенки трубы равна 9-17,5 мм. Перечень рассматриваемых типов ГПА приведен в табл.3.4. Напорная характеристика, связывающая параметры на входе в КС и выходе из нее, описывалась двучленным соотношением вида $p_n^2 = ap_k^2 - bq^2$, где p_n , p_k – давление соответственно на входе и выходе, q – расход через КС. Для каждого типа ГПА были найдены коэффициенты a , b и максимальная относительная ошибка аппроксимации $\Delta_{отн}$.

Параметры надежности и обслуживания линейной части газопровода следующие: удельная интенсивность отказов 0,001 отк/(км·год) для всех рассматриваемых диаметров;

среднее время восстановления T_e равно 22,7; 34; 47,5 и 71 ч для труб диаметром соответственно 820, 1020, 1220 и 1420 мм.

Проведены две серии расчетов. В первой из них не делалось различия между остановками агрегатов: выход в аварийный или профилактический ремонт считался случайным. Вторая серия отвечала детерминированному графику планово предупредительных ремонтов. Формально отличие этих подходов проявляется в способах оценки параметра надежности и обслуживания γ . Параметр γ представляет собой отношение среднего времени восстановления к средней наработке. Оценки параметра γ получают путем обработки статистических данных об эксплуатации агрегатов определенного типа. Первый приводит к оценке.

Таблица 3.4

Характеристика основных типов ГПА

Тип привода	Тип нагнетателя	Номинальная степень сжатия	Характеристика ГПА		
			A	b	$\Delta_{отн}$

Максимальное рабочее давление 5,5 МПа

СТМ(СТД)-4000-2	280-11-6(7)	1,23	1,8860	2,1472	0,0315
ГТ-750-6	370-17-1	1,25	1,7964	0,8337	0,0198
ГТ-6-750	Н-300-1,23	1,23	1,7855	0,9485	0,0277
ГПА-Ц-6,3	НК-12СТ	1,45	2,6661	5,5851	0,0260
ГТК-10-2	520-12-1	1,27	1,9307	0,5293	0,0189
ГТК-16	Н-16-56/1,25	1,25	1,7995	0,1305	0,0059
ГТК-16	2Н-16-56/1,37	1,37	2,2959	0,5020	0,0323
ГТК-16	2Н-16-56/1,5	1,5	2,5748	0,5971	0,0343

Максимальное рабочее давление 7,45 МПа

ГТН-6	Н-6-76	1,23	1,7023	1,0974	0,0114
ГТК-10-4	370-18-1	1,23	1,7683	0,5449	0,0809
ГТК-10И	РС-802/24	1,52	2,8511	4,2002	0,0362
СТД-12500-2	370-18-2	1,23	1,7683	0,5449	0,0809
ГТК-16	Н-16-76/1,37	1,37	2,2959	0,8556	0,0323

ГТК-16	Н-16-76/1,45	1,45	2,5956	1,0673	0,0417
ГТК-25	650-21-1	1,37	2,5420	0,5766	0,0437
ГТК-25И	РС-1002/40	1,51	2,8995	0,7346	0,0095

$$\hat{\gamma}' = (T_{\text{в}} + T_{\text{нпр}}) / T_p, \quad (3.9.1)$$

где $T_{\text{в}}$, $T_{\text{нпр}}$ - суммарное время простоев соответственно вынужденных и при профилактическом ремонте; T_p - суммарная наработка.

При втором подходе оценкой интенсивности восстановления будет величина $T_{\text{в}}^{-1}$, а оценкой параметра γ -величина

$$\hat{\gamma} = T_{\text{в}} / T_p. \quad (3.9.2)$$

Объединять профилактические ремонты с аварийными побуждает эксплуатационная практика с присущими ей противоречиями. Агрегаты, остановившиеся в результате аварии, зачастую выводятся в ППР, а сроки, затрачиваемые на ППР, нестабильны и, по сути дела, являются случайными величинами.

В расчетах параметр $\hat{\gamma}'$ принимал значения в диапазоне 0,05-0,35 с шагом 0,05, а параметр $\hat{\gamma}$ диапазоне 0,02-0,12 с шагом 0,02.

На коэффициент K_n оказывает влияние число ремонтных единиц r . При детерминированном графике ППР считается $r = 1$. В этом случае ППР проводятся централизованно и ремонтная единица используется для устранения вынужденных остановок. В период проведения ППР число резервных ГПА уменьшается на единицу. При неизвестном графике ППР выход в ремонт приравнивается случайному отказу. Тогда в расчетах число r принимается равным 2.

Были рассмотрены следующие значения величины шага КС: 83, 100, 125, 167 км, что соответствует 5, 4, 3 и 2 КС для газопровода длиной 500 км. Дискретность изменения шага КС связана с тем, что длина газопровода фиксировалась. Кратность резервирования изменялась в диапазоне 0 - 100%.

При расчетах проведен фактически полный перебор всех возможных сочетаний труб и типоразмеров КС. Число рабочих агрегатов и шаг КС выбирались такими, чтобы на КС обеспечивался режим работы ГПА, близкий к номинальному.

Были проведены расчеты около 8000 вариантов технологических схем и составлены таблицы показателей надежности для типовых схем оборудования КС и линейных участков. Результаты расчетов некоторых вариантов газопроводов, наиболее широко используемые

при проектировании, приведены в табл. 3.5 и 3.6. Таблицы содержат значения K_n однониточных газопроводов из труб различных диаметров и ГПА наиболее употребительных типов (газотурбинные и электроприводные) мощностью от 4 до 25 *MВт* в табл. 3.5 - при случайном выходе в ППР, в табл. 2.6 - при детерминированном графике ППР. Для КС, оборудованных высоконапорными ГПА с номинальной степенью сжатия

1,37-1,52, рассматривалась одноступенчатая схема сжатия, а для КС с низконапорными ГПА с номинальной степенью сжатия 1,23-1,27 - двухступенчатая. Отношение длительности ППР T_{np} к наработке T принято равным 0,14 для газотурбинных ГПА и 0,08 - для электроприводных ГПА.

Для формирования таблиц значение резерва мощности на КС фиксировалось. Число резервных агрегатов $n_{рез}$ выбиралось в зависимости от числа рабочих агрегатов $n_{раб}$ и типа привода ГПА: $n_{рез}$ равно 1 и 2 при $n_{раб}$ равном соответственно 2 - 3 и 4 - 6 (газотурбинный привод); $n_{рез} = 1$ при $n_{раб} = 2 - 6$ (привод от электродвигателя).

При проектировании приходится иметь дело с реальными газопроводами, которые могут состоять из КС и линейных участков с разнотипным оборудованием, характеризующимся разными показателями надёжности. Поэтому полученные оценки K_n могут быть использованы для ориентировочных расчётов на стадии выбора вариантов проектируемого газопровода и их сравнения по критерию надёжности. На стадии разработки технического проекта необходимо детально исследовать надёжность выбранного варианта газопровода и режимы газопроводов в различных аварийных ситуациях. Тип привода сказывается на значениях параметра γ . Для газотурбинных агрегатов оценки $\hat{\gamma}'$, $\hat{\gamma}$ оказываются обычно больше, чем для электроприводных.

3.9.2. Из рис. 3.23, 3.24 видно, что зависимость $K_n(L)$ близка к линейной, а $K_n(\gamma)$ может быть аппроксимирована квадратичной функцией. Действительно, для оценки надёжности в ориентировочных расчётах вместо табл. 3.5, 3.6 могут быть использованы простые аналитические выражения. По определению

$$K_n = (q_0 - \Delta q)/q_0, \quad (3.9.3)$$

где q_0 – номинальная пропускная способность; Δq – средние потери из-за отказов оборудования.

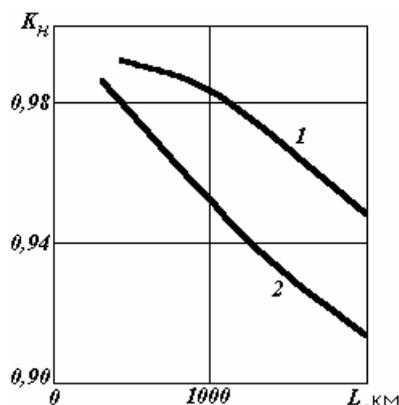


Рис. 3.23. Зависимость коэффициента K_n от длины газопровода L с электроприводными ($\gamma' = 0,104$) и газотурбинными ($\gamma' = 0,205$) КС (шаг равен 100 км); 1 - СТД-12500; 2 - ГТК-10-4

При аппроксимации удобнее пользоваться не коэффициентом K_n , а величиной $\varepsilon = 1 - K_n = \Delta q / q_0$. Относительное изменение величины ε значительно больше относительного изменения K_n , если учесть, что $K_n \leq 1$ и для реальных газопроводов практически не бывает меньше $0,8$ (чаще всего $K_n > 0,9$).

Величину ε будем представлять в виде суммы двух составляющих,

$$\varepsilon = \varepsilon_1 + \varepsilon_2, \quad (3.9.4)$$

Таблица 3.5

Коэффициенты надежности однониточных магистральных газопроводов в зависимости от параметра $\hat{\gamma}'$ при случайном выходе в ППР

Длина газопровода, км	Показатель $\hat{\gamma}'$	Диаметр газопровода, мм								
		820	1020		1220		1420			
		Мощность ГПА, МВт								
		4-6	4-6	10	6	10	16	10	16	25
500	0,1	0,993	0,993	0,990	0,995	0,996	0,992	0,993	0,990	0,988
	0,15	0,987	0,987	0,982	0,991	0,992	0,985	0,986	0,982	0,980
	0,2	0,979	0,978	0,971	0,982	0,986	0,977	0,972	0,971	0,970
	0,25	0,969	0,967	0,959	0,969	0,975	0,968	0,953	0,958	0,958
1000	0,05	0,994	0,994	0,991	0,994	0,994	0,991	0,991	0,989	0,987
	0,1	0,986	0,986	0,987	0,990	0,991	0,982	0,985	0,978	0,975

	0,15	0,973	0,972	0,961	0,980	0,084	0,968	0,970	0,962	0,957
	0,2	0,957	0,954	0,940	0,962	0,970	0,952	0,945	0,941	0,937
	0,25	0,941	0,933	0,919	0,938	0,948	0,935	0,912	0,918	0,917
1500	0,05	0,991	0,990	0,987	0,991	0,991	0,987	0,987	0,983	0,983
	0,1	0,979	0,979	0,967	0,985	0,987	0,972	0,977	0,967	0,962
	0,15	0,961	0,959	0,942	0,970	0,976	0,953	0,956	0,945	0,937
	0,2	0,940	0,935	0,915	0,945	0,955	0,931	0,923	0,917	0,911
	0,25	0,919	0,907	0,889	0,913	0,927	0,909	0,883	0,887	0,885
2000	0,05	0,988	0,987	0,982	0,988	0,988	0,982	0,982	0,977	0,974
	0,1	0,972	0,972	0,957	0,980	0,983	0,963	0,970	0,957	0,950
	0,15	0,950	0,948	0,925	0,961	0,968	0,939	0,943	0,929	0,919
	0,2	0,926	0,918	0,894	0,931	0,942	0,913	0,905	0,897	0,889
	0,25	0,901	0,886	0,866	0,893	0,908	0,889	0,860	0,863	0,861

Таблица 3.6

Коэффициент надёжности однониточных магистральных газопроводов в зависимости от параметра $\hat{\gamma}$ при детерминированном графике ППР

Длина газопровода, км	Показатель $\hat{\gamma}$	Диаметр газопровода, мм								
		820	1020		1220		1420			
		Мощность ГПА, МВт								
		4-6	4-6	10	6	10	16	10	16	25
500	0,04	0,991	0,992	0,992	0,992	0,992	0,987	0,992	0,987	0,983
	0,06	0,986	0,984	0,988	0,984	0,988	0,981	0,988	0,980	0,976
	0,08	0,980	0,979	0,981	0,979	0,981	0,974	0,978	0,973	0,969
	0,1	0,973	0,970	0,972	0,970	0,972	0,967	0,966	0,964	0,961
1000	0,02	0,990	0,990	0,991	0,990	0,991	0,984	0,990	0,984	0,979
	0,04	0,982	0,983	0,984	0,983	0,984	0,974	0,984	0,974	0,966
	0,06	0,973	0,973	0,974	0,973	0,974	0,963	0,973	0,961	0,953
	0,08	0,962	0,959	0,962	0,959	0,962	0,952	0,956	0,947	0,940
	0,1	0,945	0,942	0,945	0,942	0,945	0,935	0,935	0,931	0,927

1500	0,02	0,986	0,986	0,987	0,986	0,987	0,977	0,985	0,976	0,969
	0,04	0,975	0,975	0,978	0,975	0,978	0,964	0,976	0,962	0,952
	0,06	0,963	0,962	0,963	0,962	0,964	0,950	0,960	0,946	0,936
	0,08	0,950	0,943	0,945	0,943	0,946	0,936	0,938	0,927	0,919
	0,1	0,935	0,921	0,919	0,921	0,924	0,921	0,911	0,906	0,903
2000	0,02	0,982	0,981	0,982	0,981	0,982	0,970	0,980	0,969	0,960
	0,04	0,973	0,969	0,972	0,969	0,972	0,955	0,969	0,953	0,940
	0,06	0,954	0,952	0,953	0,952	0,954	0,939	0,950	0,933	0,921
	0,08	0,938	0,930	0,924	0,930	0,933	0,922	0,924	0,910	0,903
	0,1	0,920	0,904	0,894	0,904	0,907	0,904	0,892	0,885	0,884

из которых первая обусловлена потерями пропускной способности из-за отказов линейной части, а вторая - потерями из-за отказов КС. С методической точки зрения, может быть, вместо выражения (3.9.4) лучше пользоваться мультипликативной формой $\varepsilon = \varepsilon_1 \cdot \varepsilon_2$. Но зависимость (3.9.4) наиболее проста в употреблении.

Составляющая ε_1 пропорциональна длине газопровода L , удельному значению параметра потока отказов ν и среднему времени восстановления T_6 :

$$\varepsilon_1 = \nu T_6 L / (365 \cdot 24),$$

где $[T_6] = \text{ч}$, $[\nu] = \text{тыс. км} \cdot \text{год}$, $[L] = \text{тыс. км}$.

Составляющая ε_2 зависит от технологической схемы газопровода, параметра γ , агрегатного резерва на КС. Расчеты проведены по программам, которые использовались при компоновке табл. 3.5 и 3.6. Выходными переменными были взяты L , γ и число линейных участков M , которое определяет шаг КС: $l = L/M$. Приближения выполнены особо для каждого типа агрегатов и числа резервных агрегатов на КС. Во всех расчетах сохранялись неизменными диаметр трубопровода 1400 мм, рабочее давление 7,5 МПа, число ремонтных единиц - одна, аппроксимация напорных характеристик, типичная для привода ГГК-16 с нагнетателями Н-16-76 при номинальной степени сжатия 1,45 (см. табл. 3.4). Изучены следующие варианты резервирования агрегатов на КС: 2 + 1 (2 рабочих и 1 резервный); 2 + 2; 3 + 1; 3 + 2; 4 + 1; 4 + 2; 4 + 3.

Функция $\varepsilon_2(\gamma)$ приближается формулой $\varepsilon_2 = c_0 \gamma^2$. О качестве аппроксимации можно судить по типичному примеру. При схеме 3+1 и длине

$L = 1000$ км максимальная относительная ошибка приближения составляет 6,7%, что дает относительную ошибку коэффициента K_n , равную 0,06%. Зависимость $c_0 = c_0(L, M)$ оты-

скивалась в виде $c_0(L, M) = c(m)L$, где вместо величины M , зависящей от L , используется величина m - число КС на каждые 500 км

($l = 500/m$). Такое приближение оказалось удовлетворительным, за исключением нескольких вариантов, например, для варианта схемы 3+1 $l = 83,3$ км. На за-

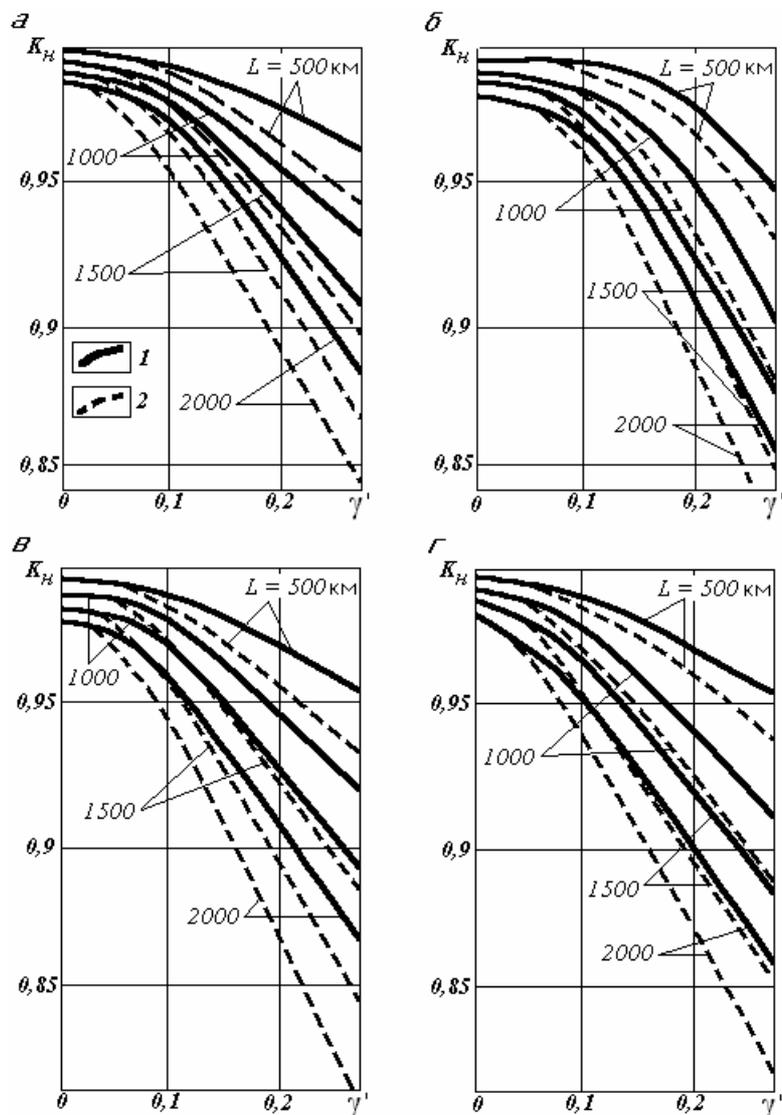


Рис.3.24. Зависимость K_n от γ' при разных шагах l компрессорных станций и длине газопровода L :

a - 1020 x 11 (5,49) ГПА-Ц-6,3/1,45 (3 + 1); $б$ - 1420 x 17,5 (7,45); ГТК-10И/1,52 (5 + 2);
 $в$ - 1420 x 17,5 (7,45) ГТК-16/1,45 (3 + 1); $г$ - 1420 x 17,5 (7,45) ГТК-25И 1,51 x (2 + 1); 1 - $l = 125$ км; 2 - $l = 100$ км [пример расшифровки кода 1420 x 17,5 (7,45) ГТК-10И/1,52 (5 + 2) - диаметр 1420 мм. толщина стенки трубы 17,5 мм, рабочее давление 7,45 МПа; на КС установлено пять рабочих и два резервных агрегата ГТК-10И, номинальная степень сжатия 1,52]ключительном этапе $c(m)$ приближалась как линейная функция аргумента m .

Объединяя все результаты, получим окончательную формулу

$$K_n = 1 - \frac{vT_g}{365 \cdot 24} L - c(m)L\gamma^2. \quad (3.9.5)$$

Здесь аппроксимация функции $c(m)$ для каждой схемы резервирования КС дается особо:

$$10^3 \cdot c(m) = \begin{cases} 1,508m - 1,512 \text{ (схема } 2 + 1); \\ 0,3305m - 0,4452 \text{ (схема } 2 + 2); \\ 1,717m - 3,470 \text{ (схема } 3 + 1); \\ 0,582m - 1,303 \text{ (схема } 3 + 2); \\ 1,0732m - 2,650 \text{ (схема } 4 + 1); \\ 0,443m - 1,163 \text{ (схема } 4 + 2); \\ 0,165m - 0,443 \text{ (схема } 4 + 3); \end{cases} \quad (3.9.6)$$

Наибольшее влияние на K_n оказывает агрегатный резерв. Числовые коэффициенты в формулах (3.9.6) определены применительно к характеристикам полнонапорного агрегата ГТК-16. Близкие результаты будут и для других типов ГПА при совпадении кратности резервирования. Аппроксимация выражения (3.9.5) применима в оценочных расчетах, предназначенных для получения качественных результатов.

3.9.3. Расчеты коэффициента K_n позволяют сделать рекомендации по выбору рациональных уровней резервирования ГПА. Сопоставляя варианты резервирования, следует оценивать потери производительности от отказов оборудования и затраты на дополнительное резервирование в каждом варианте. В табл. 3.7 представлен фрагмент работы, цель которой состояла в выяснении целесообразности установки дополнительно одного резервного агрегата. Проанализированы четыре технологические схемы КС. Запись 2 + 1(П) - 25 означает два рабочих и один резервный полнонапорный агрегат единичной мощности 25МВт. Данные по эксплуатационной надежности (параметры γ и $\tau = T_{np}/T_p$) варьировались. Надежность линейной части определялась удельной интенсивностью отказов $\nu = 0,8$ отк/тыс.км·год и средним временем восстановления 71ч. Шаг КС принят равным 125 км.

При расчете экономической эффективности учитывалось, что прирост производительности достигается только за счет увеличения времени работы газопровода с максимальной пропускной способностью. Капиталовложения подсчитывались по двум составляющим: на установку дополнительного агрегата и на развитие производственных мощностей сопряженных отраслей народного хозяйства. Мероприятие считается обоснованным, если срок его окупаемости будет меньше 6,7 года. Судя по данным табл. 3.7, установка дополнительных

агрегатов оказывается целесообразной в схемах 3+1, 6+2. В двух других случаях (схемы 2+1, 5+2) необходимо более тщательное исследование с привлечением, может быть не учтенных пока факторов. Альтернативой к установке дополнительных резервных агрегатов является улучшение показателей надежности и обслуживания ГПА.

Обобщенными показателями служат параметры γ и τ . В табл. 3.7 указано снижение показателя γ , которое обеспечит то же уменьшение потерь, что и при установке дополнительных агрегатов. Из табл. 3.7 следует, что для эквивалентного снижения потерь подачи газа необходимо улучшить показатели надежности агрегатов ГТК-25 примерно на 80%, ГТК-16 - на 65%, ГТК-10 - на 30%.

Улучшения показателя γ можно достичь за счет уменьшения числа отказов ГПА или за счет сокращения среднего времени простоя в аварийных и плановых ремонтах. Уменьшения числа отказов можно добиться главным образом путем улучшения конструкции и качества изготовления основных узлов ГПА. Среднее время ремонтов можно сократить за счет улучшения организации и устранения простоев из-за отсутствия запасных частей и деталей.

Таблица 3.7

Сравнение показателей надежности КС при добавлении одного резервного агрегата

Длина газопровода, км	Типоразмер	K_n	Эффективность, достигаемая при добавлении одного резервного ГПА			Эквивалентное снижение параметра γ , %
			Прирост производительности, млрд. м ³	Срок окупаемости, годы	K_n	
1	2	3	4	5	6	7
1000	2+1 (П) =25	<u>0,975</u>	<u>0,48</u>	<u>5,6</u>	<u>0,991</u>	<u>84</u>
		0,964	0,72	3,4	0,988	78
	3+1 (П) =16	<u>0,977</u>	<u>0,39</u>	<u>4,1</u>	<u>0,98</u>	<u>73</u>
		0,967	0,57	2,6	0,986	65
6+2 (Н) = 10	<u>0,977</u>	<u>0,31</u>	<u>2,9</u>	<u>0,987</u>	<u>49</u>	
	0,964	0,5	1,7	0,980	33	
5+2 (П) =10	<u>0,985</u>	<u>0,15</u>	<u>6,9</u>	<u>0,990</u>	<u>38</u>	
	0,976	0,31	2,9	0,986	28	
2000	2+1 (П) =25	<u>0,953</u>	<u>0,81</u>	<u>7,9</u>	<u>0,981</u>	<u>89</u>
		0,937	1,13	5	0,976	77
3+1 (П) =16	<u>0,958</u>	<u>0,6</u>	<u>6,4</u>	<u>0,979</u>	<u>69</u>	
	0,941	0,92	3,6	0,973	63	

6+2 (Н) = 10	$\frac{0,958}{0,94}$	$\frac{0,51}{0,65}$	$\frac{4,1}{3}$	$\frac{0,975}{0,962}$	$\frac{49}{32}$
5+2 (П) = 10	$\frac{0,97}{0,955}$	$\frac{0,3}{0,5}$	$\frac{8,3}{4,1}$	$\frac{0,98}{0,972}$	$\frac{38}{27}$

Примечание. В графах 3-6 числитель рассчитан при $\gamma = 0,04$ (соответствует лучшим среднегодовым показателям), $\tau = 0,1$ (соответствует положению о ППР), знаменатель - при $\gamma = 0,06$, $\tau = 0,13$, характерных для периода освоения новых мощностей.

Улучшение показателей надежности агрегатов ГТК-25, ГТК-16 на 80 и 65% практически нереализуемо, так как это потребует снижения примерно в два раза времени вынужденных простоев при одновременном увеличении в два раза наработки ГПА или при той же наработке снижения примерно в четыре раза времени вынужденных простоев.

Для агрегатов типа ГТК-10 варианты улучшения показателей надежности и обслуживания ГПА вполне конкурируют с вариантами увеличения числа резервных ГПА. Вопрос о числе резервных ГПА должен решаться с учетом конкретных условий, таких как: тип нагнетателя, схема обслуживания ГПА, число ниток газопровода и т.д.

3.10. Рекомендации по повышению надежности газопровода Торжок-Белосток

3.10.1. Рассмотрим на конкретном примере, какие мероприятия включаются в проектное задание при формировании решений по структуре газотранспортной системы и средствам обеспечения надежности газоснабжения.

Проект газопровода Торжок-Белосток был подготовлен в 1993г. Газопровод рассматривался как часть системы Ямал-Европа. Его назначение состоит в подаче газа на экспорт в район границы между Белоруссией и Польшей. Были проанализированы два варианта газотранспортной схемы: первый предусматривает сооружение двух ниток диаметром $D_n = 1420\text{мм}$ и рабочим давлением 8,3 МПа, второй - трех ниток на рабочее давление 7,4 МПа. Во втором варианте одна нитка имеет диаметр 1420мм, другая - диаметр 1220мм, третья - диаметр 1220мм и две вставки в 6 и 126км из труб диаметром 1420мм.

На газопроводе запроектирована расстановка 9 КС. Расстояние от начала до КС-1 равно 6км, расстояния между КС равны последовательно 105км, 100км, 126км, 101км, 112км, 105км, 114км, 101км и от КС-9 до конца - 107км. Газопровод проходит по территории России и Белоруссии. Длина российского участка 402км, на нем расположены 4 КС. На белорусском участке длиной 575км расположены 5 КС.

Выбор мест расположения КС был фактически однозначно определен, так как газопровод проходит параллельно действующей магистрали Торжок-Минск-Ивацевичи, и строительство КС рядом с освоенными площадками дает много очевидных преимуществ.

Основным вариантом при анализе был первый из двух названных выше, так как он требует меньших капитальных и эксплуатационных затрат и более технологичен: проще схема линейной части и обвязка КС.

Проектом предусмотрено оснащение КС однотипными агрегатами с газовыми турбинами. Номинальная (максимальная) степень сжатия на КС-1 и КС-4 $\varepsilon=1,7$, на остальных КС $\varepsilon=1,5$. Первоначально предполагалось установить на газопроводе 96 агрегатов. В том числе, на КС-1 10 рабочих и 3 резервных (что будем обозначать записью 10+3). Количество агрегатов (с разбиением на рабочие и резервные) на остальных КС равно в порядке их следования 8+3=11, 7+3=10, 9+3=12, 7+3=10, 7+3=10, 7+3=10, 7+3=10, 7+3=10. К первой категории отнесены в частности переходы через реки и шлейфы подключения КС. Рассматривались также другие варианты агрегатного оснащения КС.

3.10.2. Технологические решения, направленные на обеспечение надежности, разобьем на две группы. Сначала перечислим те, которые сделаны в соответствии со строительными нормативами (СНиП) и другими руководящими документами, а затем охарактеризуем мероприятия, явившиеся результатом специальных исследований.

Ужесточившиеся требования по выбросам отработанных газов заставили сместить площадки всех 9 КС, удалив их от существующих на расстояние от 15 до 22 км.

Расстояния между нитками и от узлов подключения до КС выдержаны в соответствии с нормами для предотвращения зависимых отказов. Узлы приема и запуска очистных устройств оборудованы охранными кранами. Между проектируемыми нитками, до и после охранных и линейных кранов установлены перемычки.

В соответствии со СНиП выбраны характеристики трубы: марка металла, класс прочности (60), коэффициент безопасности по металлу (1,34). Толщина стенки определена в зависимости от категоричности участков прохождения трассы. Для наиболее опасных участков (категория "В") в первом варианте (с рабочим давлением 8,3 МПа и внешним диаметром 1420 мм) рекомендованная толщина стенки равна 27,0 мм, для участков I-II категории - 21,8 мм, для участков III категории - 18,3 мм. Расчет выполнен при температурных условиях, отвечающих среднегодовому режиму на валовую (в начале трубопровода) пропускную способность 211,53млн.м³/сутки и товарную (в конце) 204,38млн.м³/сутки. В проекте преду-

смотрено, что все трубы будут покрыты заводской изоляцией, а изоляция стыков будет производиться термоуспокаивающими манжетами.

Перед пуском в эксплуатацию линейная часть подвергается гидравлическим испытаниям. До начала испытаний полость газопровода очищается промывкой с последующим пропуском трёх очистных поршней. Величина испытательного давления соответствует стандарту завода-изготовителя. После гидравлических испытаний проводится проверка на герметичность, для чего в трубы закачивается одорированный воздух под давлением, равным рабочему давлению эксплуатации. Испытания проводятся по секциям между линейной запорной арматурой.

Для взаимосвязи газопровода с существующей ниткой Торжок-Минск-Ивацевичи предусмотрены перемычки у КС с номерами 4,6,8,9. Так как рабочее давление в нитке 5,4 МПа, перемычки идут от входа в КС проектируемого газопровода к выходу КС существующего. Для защиты от превышения давления на перемычках устанавливаются краны-регуляторы с местным и дистанционным управлением, сокращающие подачу газа, как только давление достигает 5,4 МПа.

3.10.3. Исходными данными для оценки надежности проектируемого газопровода являются значения показателей надежности линейной части и силового оборудования. При оценках параметра потока (интенсивности) отказов необходимо опираться на статистические данные, дополняя их неформальными соображениями об особенностях сооружения и эксплуатации проектируемого объекта. Как уже говорилось, средние значения параметра потока отказов на газопроводах России в 90-е годы составляют 0,2-0,3 *отк./1000км·год*. Однако параметр существенно зависит от диаметра трубопровода. Например, среднее значение параметра за период 1975-1992гг равно 0,14 *отк./1000км·год* для труб диаметром 1420мм, 0,48 для труб диаметра 1220мм и 1,03 для диаметра 1020мм; общее среднее по диаметрам 1020-1420мм составляет 0,53 *отк./1000км·год*.

Но следует также учесть, что проектируемый газопровод будет эксплуатироваться при давлении 8,3 МПа, тогда как максимальное давление в существующих магистралях равно 7,4 МПа. С повышением давления увеличивается опасность стресс-коррозионного растрескивания металла. При вычислении показателей надежности следует ориентироваться на весь срок жизни объекта. По этим и другим причинам коэффициент надежности для газопровода Торжок-Белосток так же, как и для всей системы Ямал-Запад, был выбран равным 0,6 *отк./1000км·год*. Это значение следует считать пессимистической оценкой, но его ис-

пользование оправдано двумя обстоятельствами. Во-первых, важны не столько абсолютные значения коэффициентов, сколько их сопоставление в различных вариантах технологических схем. Во-вторых, пессимистические оценки приводят к повышенным требованиям по безопасности и резервированию, что может оказаться полезным с учетом возможного ужесточения нормативов в будущем.

Наряду с параметром $0,6 \text{ отк./1000км}\cdot\text{год}$, расчеты были проведены и при других (меньших) значениях параметра.

Среднее время ремонта для проектируемого газопровода принималось равным 72ч в соответствии со средними за многолетний период данными по ОАО “Газпром”.

При оценке показателей надежности газоперекачивающих агрегатов также использованы данные официальной отчетности. По проекту все КС системы Торжок-Белосток оснащаются агрегатами 12 УРАЛ, производство которых во время подготовки проекта еще не было освоено промышленностью. Опыт показывает, что новые образцы силового оборудования обычно требуют “доводки” - доработки конструкции изготовителем. Значит, начальный период их эксплуатации характеризуется повышенными значениями параметра потока отказов. С другой стороны показатели надежности агрегатов улучшаются из-за совершенствования систем диагностики, техобслуживания и улучшения энергоснабжения КС. Исходя из этих соображений, прогнозные показатели надежности агрегатов были приняты такими же, как эксплуатационные показатели агрегатов ГПА-Ц-16А: относительное время технического обслуживания и ремонта $0,10$, наработка на отказ 2000ч . При расчетах использовались также и другие значения показателей.

3.10.4. Исследования надежности основывались на методологии системного анализа. В соответствии с этой методологией расчеты проектируемого объекта проводились при условиях

- автономного функционирования в однопиточном исполнении,
- автономного функционирования в двухпиточном исполнении,
- функционирования как части системы Ямал-Запад,
- функционирования как части единой системы газоснабжения.

На всех иерархических уровнях оценивалась эффективность использования различных средств и способов обеспечения надежности.

К примеру, значение показателя надежности K_n многопиточной системы Ямал-Запад без учета ее взаимодействия с ЕСГ и при отсутствии средств системного резервирования

оказалось равным 0,965, что отвечает снижению производительности из-за отказов оборудования эквивалентному 13 суткам простоя в год. Аналогичный показатель для первой нитки системы Ямал-Запад равен 0,910 (33 суток годового простоя). При взаимодействии однопиточной системы лишь с параллельно идущими газопроводами K_n повышается до значения 0,939, что означает увеличение на 2,9% производительности газопровода.

Наличие высокопроизводительных ПХГ, предполагаемых к сооружению на трассе Ямал-Запад, позволяет повысить производительность газотранспортной системы примерно на 2 млрд.м³ в год.

3.10.5. В качестве внутрисистемных средств обеспечения надежности рассматривались резервирование агрегатных мощностей на КС, сооружение перемычек между нитками линейной части и некоторые другие. Обоснование объемов агрегатного резерва и количества перемычек приводится ниже. Помимо этих способов рекомендованы следующие мероприятия:

- сооружение технологических связей между компрессорными цехами многониточной системы для более полного использования агрегатной рабочей и резервной мощностей цехов с учетом изменения нагрузки в годовом цикле,
- создание узлов сопряжения и межсистемных связей проектируемой системы с действующими объектами системы газоснабжения для обеспечения эффективного маневрирования потоками газа в нештатных ситуациях,
- реализация технологических и технических решений, направленных на повышение живучести системы, то есть способности предупредить и ограничить последствия крупной аварии, не допуская ее каскадного развития и остановки всей системы,
- централизация технического обслуживания оборудования КС.

Для повышения живучести рекомендуется несколько способов локализации аварии. К их числу относятся

- режимная диагностика (для оперативного распознавания разрывов линейной части по оперативным замерам режимных параметров),
- средства автоматического отключения поврежденной нитки без остановки системы,
- средства информатизации и автоматизации, позволяющие локализовать повреждения технологических коммуникаций на компрессорной станции,
- дублирование управления кранами узлов подключения и возможность перехода на ручное управление при повреждении систем автоматизации.

В целях повышения живучести системы рекомендована отдельная эксплуатация параллельных ниток, то есть при закрытых вдольтрассовых перемычках в штатных режимах. Гидравлическая взаимосвязь ниток обеспечивается открытыми межцеховыми перемычками на охранных кранах КС.

Каждый из предусмотренных способов повышения надежности имеет свою рациональную область использования. Они не заменяют, а взаимно дополняют друг друга. Наибольший прирост производительности обеспечивается агрегатным резервом, межцеховыми и вдольтрассовыми перемычками, узлами сопряжения, дающими возможность маневрирования потоками и аварийным запасом газа в подземных хранилищах.

3.10.6. Резервные агрегаты предназначены для обеспечения оперативного резерва мощности газопровода, то есть для устранения небаланса между подачей продукции и спросом на нее. “Спрос” в данном случае определяется долгосрочными соглашениями о поставках газа. На газопроводе Торжок-Белосток оперативный резерв служит для компенсации потерь производительности из-за аварийных ситуаций.

Приведенное в п.3.10.1 деление агрегатов на рабочие и резервные выполнено с учетом обеспечения оперативного резерва. При непосредственном гидравлическом расчете по среднегодовым условиям количество рабочих агрегатов на КС-1 оказывается равным 10, а на остальных 6. Следовательно, собственно агрегатный резерв составляет на КС-1 30%, на КС-2 83%, на КС-4 71%, на КС-3,6-9 67%. Объемы резервирования на КС-2-9 следует считать завышенными. Поэтому был рассмотрен альтернативный вариант с 50% резервированием на всех КС. Это означает увеличение количества агрегатов на КС-1 на 2 единицы и уменьшения количества агрегатов на остальных КС до 9. Общее количество агрегатов в альтернативном варианте на 9 единиц меньше, чем в первоначальном.

Таблица 3.8

Значения коэффициента надежности K_n (числитель) и коэффициента вариации ν пропускной способности в зависимости от числа перемычек m на участке и числа ремонтных бригад r

Вариант	Показатель	$m=0$ $r=1$	$m=1$ $r=1$	$m=2$ $r=1$	$m=3$ $r=1$	$m=2$ $r=2$
1	2	3	4	5	6	7
Исходный	K_n	0,966	0,468	0,969	0,970	0,996
	ν	0,092	0,082	0,077	0,074	0,030

Альтернативный	K_n	0,950	0,952	0,953	0,954	0,991
	ν	0,105	0,096	0,092	0,090	0,030

Исходный и альтернативный варианты можно сравнить по значениям коэффициента надежности K_n . Табл. 3.8 иллюстрирует зависимость K_n от трех факторов: агрегатного резерва, ремонтных мощностей и числа переключений на участке. Расчеты, по результатам которых построена таблица, проведены при заведомо завышенном значении параметра потока отказов, равном $10тк./1000км \cdot год$. В этом случае различие между техническими решениями видно более отчетливо. Коэффициент надежности K_n представляет собой математическое ожидание пропускной способности, деленной на ее номинальное значение [формулы (3.4.11),(3.4.13)]. В табл.3.8 приведены также коэффициенты вариации этой величины, позволяющие составить о ней более полное представление.

Результаты расчета свидетельствуют, что количество ремонтных единиц r оказывает существенное влияние на показатель K_n . Модель $r=1$ соответствует одной ремонтной единице на КС, а модель $r=2$ - ремонтной единице на каждый цех КС. Главный вывод состоит в том, что мощности по ремонту оборудования должны быть достаточно велики, в противном случае простои оборудования существенно скажутся на производительности системы.

Из сопоставления данных последнего столбца видно, что в альтернативном варианте при 50% агрегатном резерве коэффициент K_n достаточно высок и, следовательно, этот вариант является приемлемым с точки зрения выбранного критерия. Прежде чем прийти к окончательному заключению о возможности снижения резерва (по сравнению с первоначальным вариантом), были проведены многочисленные расчеты, позволяющие подойти к проблеме с разных сторон. Например, изучено влияние возможных недопоставок в район Торжка. Если с вероятностью 0,2 будет иметь место снижение подачи в начало газопровода на 25%, то коэффициент $K_n=0,923$. Если с вероятностью 0,5 будет иметь место 10%-е снижение подачи, то $K_n=0,923$. Эти данные получены для случая $r=1$, $m=2$ и исходного варианта резервирования. Сопоставляя с базовым расчетом $K_n=0,969$ (см. табл.3.8), видим, что снижение коэффициента надежности весьма существенное. Таким образом, существуют факторы (количество ремонтных единиц, стабильность поставок в начальный пункт), влияние которых более значительно, чем снижение агрегатного резерва.

Рекомендации о возможности снижения резерва подкреплены также неформальными соображениями. В ОАО "Газпром" накоплен большой опыт эксплуатации газотурбинных

установок, в том числе в менее благоприятных климатических условиях. Имеются инженерные и рабочие кадры с большим опытом работы. На период развития газопровода рекомендуется большой агрегатный резерв. При функционировании лишь одной нитки предусматривается тесное взаимодействие проектируемого газопровода с действующими объектами для покрытия возможных дефицитов. Период развития газопровода может быть использован для совершенствования конструкции агрегата и накопления опыта ремонтных и эксплуатационных служб.

3.10.7. Перемычки между нитками позволяют

- при выходе из строя одной из ниток использовать неповрежденную часть этой нитки в качестве лупинга, увеличивая тем самым пропускную способность системы во время ликвидации аварии,
- уменьшить потери газа при авариях,
- уменьшить потери пропускной способности системы и потери газа при капитальных ремонтах линейной части,
- в процессе строительства второй и последующих ниток использовать законченные строительством участки между перемычками в качестве лупингов на действующей системе.

В то же время каждая перемычка на двухниточном газопроводе требует установки не менее 4-х кранов, на трехниточном - не менее 7. Усложнение конструкции в определенной степени ухудшает качество функционирования объекта, делает его менее надежным. Табл.3.8 хотя и характеризует влияние перемычек на производительность, но не в полной мере. Более представительные данные содержатся в табл. 3.9. Рассмотрены два варианта значений параметра потока отказов, первый пессимистический $\nu=1\text{ав./1000км}\cdot\text{год}$, а второй по статистическим данным с дифференциацией по трубам разных диаметров.

Таблица 3.9

Средние потери производительности (в %) для двухниточной (8,3МПа) и трехниточной (7,4МПа) системы в зависимости от параметра потока отказов ν и числа перемычек m на участке

Значения ν <i>ав./1000км·год</i>	двухниточный				трехниточный			
	$m=0$	$m=1$	$m=2$	$m=3$	$m=0$	$m=1$	$m=2$	$m=3$
$\nu=1$	0,41	0,30	0,24	0,20	0,82	0,54	0,40	0,32
$\nu(1420)=0,21$; $\nu(1220)=0,68$	0,086	0,063	0,050	0,042	0,393	0,250	0,185	0,146

Для двухниточной структуры средние потери за год снижаются примерно на 20% при увеличении числа перемычек с 1 до 2 и еще на 16% при дальнейшем увеличении с 2 до 3. В абсолютном исчислении потери годовой производительности составят 163 млн.м³ при $m=2$ и $v=1ав./1000км·год$.

Потери газа от стравливания в атмосферу и остановках на капитальный ремонт уменьшаются на 33% при увеличении числа перемычек с 1 до 2 и еще на 25% при дальнейшем исчислении с 2 до 3. В абсолютном исчислении потери газа от стравливания в атмосферу составят 35 тыс.м³ в год при $m=2$ $v=1ав./1000км·год$.

С учетом плюсов и минусов от увеличения числа перемычек была сделана рекомендация предусмотреть не менее 2, но не более 3 перемычек по трассе каждого участка. Известно, что удельная интенсивность отказов по участку убывает от начала (выход КС) к концу (вход в следующую КС). Обработка статистических данных показывает, что интенсивность отказов можно считать пропорциональной квадрату давления. Отсюда ясно, что перемычки следует размещать не на равных расстояниях друг от друга, а смещать в направлении против хода газа.

В табл. 3.10 приведены относительные координаты перемычек при $m=1,2,3$ в случае равномерного и оптимального расположения. В качестве критерия оптимальности взят минимум аварийного дефицита поставок газа. Если в качестве критерия выбрать минимум потерь стравляемого газа, получим очень близкие результаты.

Таблица 3.10

Равномерное (числитель) и оптимальное (знаменатель) расположение перемычек на двухниточном газопроводе (степень сжатия 1,5)

Число перемычек	Координаты перемычек		
	x_1	x_2	x_3
$m=1$	0,50/0,42		
$m=2$	0,33/0,27	0,67/0,59	
$m=3$	0,25/0,20	0,50/0,43	0,75/0,70

Фактическое расположение перемычек определяется в соответствии с географическими условиями местности. Естественно, что при этом нельзя не учитывать перемычки, которые в соответствии с нормативами устанавливаются на переходах через крупные водные преграды. На трассе Торжок-Белосток перемычками ограждены переходы через реки Волга, Березина и Щара.

3.10.8. Торжок-Белосток - первый магистральный газопровод в Восточной Европе с рабочим давлением 8,3МПа (далее “технология-8,3”). При обсуждении проблем надежности трудно уйти от сопоставления его с газопроводами на давление 7,4МПа (далее “технология 7,4”), которые давно и успешно эксплуатируются.

Переходя к технологии-8,3, следует опасаться повышения аварийности газопровода и предусмотреть меры по его предотвращению. Технология-8,3 опирается на соответствующие стандарты качества сталей, толщины стенки, сварочных технологий. Положительный опыт эксплуатации магистральных газопроводов с рабочим давлением 9,8МПа в Северной Америке свидетельствует о возможности повышения давления по сравнению с принятыми в России стандартами.

Поддержание показателей безотказности на уровне, достигнутом ОАО “Газпром” будет обеспечено

- заблаговременной диагностикой труб,
- рекомендуемой системой обслуживания трассы,
- достаточно высокой квалификацией управленческого и обслуживающего персонала производственных предприятий, в ведение которых перейдет проектируемый газопровод,
- накопленным этими предприятиями опытом эксплуатации газопроводов, в том числе Торжок-Долина, и Торжок-Минск-Ивацевичи.

Поддержание показателей ремонтпригодности линейной части будет обеспечено

- рекомендуемой системой обслуживания и оснащенностью ремонтных служб,
- рекомендуемой системой распознавания аварийных ситуаций,
- наличием подъездных путей вдоль трассы,
- квалификацией персонала ремонтных подразделений.

Поддержание показателей безотказности и ремонтпригодности основного технологического оборудования КС будет обеспечено

- использованием современных средств диагностики (с учетом быстрого прогресса в этой области),
- квалификацией персонала ремонтных служб и накопленным им опытом ремонтов аналогичного оборудования,
- оснащением ремонтных подразделений современным оборудованием,
- предусмотренным в проекте оснащением производства запасными двигателями при достаточном агрегатном резерве,

- организацией службы безопасности и подготовкой персонала к поведению в опасных ситуациях.

Вариант 7,4 отличаясь от технологии-8,3 в лучшую сторону по предсказуемости, имеет ряд недостатков. Расчетная производительность $70 \text{ млрд. м}^3/\text{год}$ при фактически предопределенной расстановке КС по трассе не приводит к рациональной структуре линейной части. Для трехниточной структуры технологии-7,4 повысятся потери газа при авариях и ремонтах и потери производительности при авариях.

Более сложной окажется технологическая схема узлов подключения КС к газопроводу. Придется обеспечить ремонтный запас труб и арматуры особо для каждого диаметра. Трехниточную структуру следует оценить как более опасную для окружающей среды из-за увеличения по сравнению с технологией-8,3 объемов линейного строительства, выбросов отработанных газов и потерь газа при авариях и ремонтах.

Реализация технологии-8,3, конечно же, сопряжена с определенным риском. Реальную угрозу представляют стресс-коррозионные явления. Поскольку процессы стресс-коррозии понята далеко не полностью и не найдены радикальные методы их предотвращения, не исключено, что их проявления на проектируемом газопроводе будут довольно интенсивными.

Риск освоения технологии-8,3 следует оценить как допустимый потому, что в отличие от ядерной энергетики, авиации и некоторых других областей, рассматриваемая технология транспорта газа может быть сведена к проверенным образцам. В случае выявления серьезных недочетов в процессе опытной эксплуатации давление в трубопроводе будет понижено, что, конечно, приведет к потере эффективности, но не выведет объект из системы. Успешное освоение технологии-8,3 позволит использовать ее при новом строительстве и, возможно, реконструкции объектов действующей системы.

3.10.9. При подготовке проектных решений был проведен анализ взаимодействия газопровода с ЕСГ. Причем, поскольку газопровод строится как часть системы Ямал-Запад, рассматривались аварийные ситуации как непосредственно после его ввода в эксплуатацию, так и после завершения всего строительства.

При моделировании каждой ситуации учитывались все возможности маневрирования потоками, которые дает централизованное управление системой. Оптимальным считается поток, который а) минимизирует общий дефицит поставок потребителям, б) распределяет дефицит между потребителями в соответствии с их приоритетами, в) минимизирует исполь-

зование хранилищ, г) минимизирует энергетические затраты в целом по системе. Результаты моделирования представляются в виде положительных или отрицательных приращений производительности участков по отношению к базовому потоку в нормальном режиме.

Конечным результатом анализа была картина потокораспределения в каждой из ситуаций с перечнем объектов (газопроводов и хранилищ), задействованных в регулировании режимов. Были найдены также итоговые оценки показателей обеспечения спроса (в виде гистограмм) для каждого из агрегированных потребителей.

Особое значение при аварийном регулировании имеют системные хранилища как уже существующие, так и планируемые к вводу. Системными названы ПХГ, расположенные на значительном расстоянии от основных потребителей и обладающие большими возможностями по приему и отбору газа. В качестве системных рассматривались хранилища в выработанных месторождениях на Урале, в республике Коми, а также Новинское ПХГ в Тверской области. Расчетами показано например, что использование Пунгинского ПХГ на Урале может почти полностью компенсировать потери из-за аварий в головной части системы, от промысла до Урала. Использование ПХГ для покрытия аварийных дефицитов предопределяет их высокодебитность и слабую зависимость максимально возможного отбора от календарного времени. Страховой запас далеко не всегда отбирается к концу отопительного периода.

Были исследованы также возможности использования относительно небольших месторождений в республике Коми для компенсации аварийных дефицитов.

3.10.10. Главный принцип повышения надежности крупной человеко-машинной системы состоит в использовании всех доступных средств и способов достижения этой цели. В проекте надо предусмотреть не только технические и технологические способы повышения надежности, но и подготовку персонала, четкую регламентацию должностных обязанностей в штатных и нештатных ситуациях. Мероприятия по повышению бдительности и мобилизационной готовности персонала традиционно относят к области безопасности. Мероприятия, способствующие повышению безопасности, оказывают также положительное влияние на безотказность, ремонтпригодность, долговечность и другие единичные свойства надежности. От четкого выполнения персоналом должностных обязанностей зависит во многом своевременное обнаружение неисправностей, оперативная локализация и ликвидация аварий.

Относительно высокая для России плотность населения, техногенная насыщенность районов, по которым проходит трасса, заставляет уделить повышенное внимание комплексу

мероприятий по предотвращению антропогенных воздействий. С этой целью в проекте рекомендовано оборудование трассы хорошо заметными предупреждающими знаками и маркерами для облегчения контроля с вертолетов. Рекомендуемая периодичность облетов не реже 1 раза в неделю, высота полета не более 100м, скорость не выше 80км/ч.

Установлена жесткая ответственность за своевременное предупреждение о всех работах вблизи трассы.

Средством для сокращения аварийных простоев является повышение мобильности ремонтных служб. Особенно важно обеспечить высокие темпы ремонта на концевых участках проектируемого газопровода от КС-8 до Белостока. Недопоставки из-за аварий на этих участках не могут быть восполнены за счет существующего газопровода Торжок-Минск-Ивацевичи. Ремонтные службы рекомендовано оснастить аварийными автопоездами с подъемным краном, грейдером, эсковатором, аппаратурой для тушения пожаров, инструментами для текущего ремонта и средствами оказания экстренной помощи пострадавшим.

Службам охраны труда дана рекомендация подготовить планы поведения администрации и персонала в опасных ситуациях, уделив особое внимание персонификации ответственности каждого должностного лица во время локализации и ликвидации аварии.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Седов Л.И. Механика сплошной среды. Т.1. -М.: Наука,1970. -492 с.
- [2] Широков М.Ф. Физические основы гидродинамики. -М.: Физматгиз, 1958. -340с.
- [3] Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах (2-ое издание). -М.: Недра, 1975. -296 с.
- [4] Неизотермическое течение газа в трубах. /Под ред. Васильева О.Ф./ -Новосибирск: Наука, 1978. -127 с.
- [5] Рид Р., Праустинц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. -Л.: Химия, 1982. -591 с.
- [6] Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Ч. 1. Газопроводы. ОНТП 51-1-85. Мингазпром. -М.: 1985. -220 с.
- [7] Hall K.R., Yarborough L. How to solve equation of state for Z-factors. Oil and gas J., Feb. 18, 1974, pp. 86-88.
- [8] Takacs G. Comparisons made for computer Z-factor calculations. Oil and gas J., Dec. 20, 1976, pp. 64-66.
- [9] Миркин А.З., Усиныш В.В. Трубопроводные системы. Справ. изд. -М.: Химия, 1991. - 256 с.
- [10] Chen N.H. An explicit equation for friction factor in pipe. Ind. Eng. Chem. Fund., 1979, 18,p. 296.
- [11] Lee A.L., Gonzalez M.H., Eakin B.E. The viscosity of natural gases. J. Petr. Technol., 1966, №8, pp. 997-1000.
- [12] Агапкин В.М., Борисов С.Н., Кривошеин Б.Л. Справочное руководство по расчетам трубопроводов. -М.: Недра, 1987. -191с.
- [13] Рябинин В.А., Остроумов М.А., Свит Т.Ф. Термодинамические свойства веществ. -М.: Химия, 1977. - 392 с.
- [14] Строительные нормы и правила. СНиП 2.04.08.-87. Газоснабжение/ Минстрой России. -М: ГП ЦПП, 1996. -68 с.
- [15] Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов (ВНТПГ-86)/Миннефтепром. -М.: 1986, -109 с.
- [16] Неизотермическое течение газа в трубах. /Васильев О.Ф., Бондарев Э.А., Воеводин А.Ф. Каниболотский М.А./ Новосибирск: Наука, 1978ю -128 с.
- [17] Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. М.:

Недра, 1982. -296 с.

[18] Мукук К.В. Элементы гидравлики релаксирующих аномальных систем. Ташкент: из-во “Фан”, 1980. -115 с.

[19] Кендэл М. Временные ряды. М.: “Финансы и статистика”, 1981. -199с.

[20] Кендалл М., Стюарт А. Многомерный статистический анализ и временные ряды. М.: “Наука”, 1976. -736 с. (M. Kendall, A.Stuart. The advanced theory of statistics. V. 3. Design and analysis and time-series. London. Charles Griffin & Co. Ltd.

[21] Большев Л.Н., Смирнов Н.В. Таблицы математической статистики. М.: “Наука”, 1965. -464 с.

[22] Pearson E.S., Marley H. Biometrika tables for statisticians, 1, Cambridge Univ. Press, Cambridge, 1966. -263 p.

[23] Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р. Оптимизация систем транспорта газа. -М.: Недра, 1975. -277с.

[24] Dynamic modelling of large-scale networks with application to gas distribution / Králik J., Stiegler P., Vostrý Z., Závorka J. Academia Prague: 1988, 360p.

[25] Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. -М.: Наука, 1985. -278с.

[26] Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р. Расчеты систем транспорта газа с помощью вычислительных машин. -М.: Недра, 1971. -208с.

[27] Кендалл М., Стюарт А. Статистические выводы и связи. -М.: Наука, 1973. 899с. (M.Kendall, A.Stuart. Inference and relation ship. Charles Griffin Ltd.)

[28] Беллман Р., Дрейфус С. Прикладные задачи динамического программирования. М.: Наука, 1965. -460с. (R.Bellman, S.Dreyfus. Applied dynamic programming. Princeton Univ. Press, 1962.)

[29] Моисеев Н.Н. Численные методы в теории оптимальных систем. -М.: Наука, 1971ю -424с.

[30] ГОСТ 27.002-83. Надежность в технике. Термины и определения. М.: Изд-во стандартов, 1983. 30с.

[31] Надежность систем энергетики и их оборудования. Терминология. Под ред. Ю.Н.Руденко. Вып.95. М.: Наука, 1980. -43с.

[32] Надежность систем энергетики и их оборудования. Том 1. Общие модели анализа и синтеза надежности. Под ред. Ю.Н.Руденко. М.: Энергоатомиздат, 1994. 480с.

[33] Методика экспертной оценки относительного риска эксплуатации линейной час-

ти магистральных газопроводов. / Аргасов Ю.Н., Эристов В.Н., Шапиро В.Д. и др. М.: ИРЦ Газпром. 1995. -99с.

[34] Козлов Б.А., Ушаков И.А. Справочник по расчету надежности аппаратуры радиотехники и автоматики. М.: Сов. радио, 1975. 470с.

[35] Надежность технических систем. Справочник. Под.ред. И.А.Ушакова. М.: Радио и связь, 1985. 606с.

[36] Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. / Ишмухаметов И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В., Макаров С.П. -М.: Нефть и газ, 1999. -300с.