

А. В. АЛЕКСАНДРОВ,
Е. П. ЯКОВЛЕВ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ
И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
СИСТЕМ
ДАЛЬНЕГО
ТРАНСПОРТА ГАЗА



МОСКВА
«НЕДРА»
1974

Александров А. В., Яковлев Е. И. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта газа. М., «Недра», 1974. 432 с.

Книга посвящена комплексу вопросов, о-вещавших современное состояние задач проектирования и эксплуатации систем дальнего транспорта газа. Обобщены и систематизированы научные исследования и практические расчеты перспективных и оперативных режимов работы, анализа работоспособности и повышении надежности магистральных газопроводов. При этом в основу положены главным образом те материалы, которые носят оригинальный характер, а в последнее время, мало освещены в научной литературе и рекомендованы для внедрения в практику проектирования и эксплуатации систем магистрального транспорта газа.

В книге изложены вопросы гидравлических расчетов стационарных режимов магистральных газопроводов. Даны примеры фактических расчетов параметров систем дальнего транспорта.

Большое внимание уделено нестационарным режимам работы магистральных газопроводов, как основным технологическим режимам большинства газопроводов страны. Описаны методы получения и уточнения математического описания работы магистральных газопроводов и процессов в отдельных элементах газоотрапортной системы. Проанализированы режимы газопотребления, описаны методики перспективного и оперативного прогнозирования законов газопотребления.

Рассмотрены вопросы анализа надежности и обеспечения работоспособности систем дальнего транспорта газа, приведены методики учета надежности при проектировании. Сделана попытка решения вопросов резервирования в системах дальнего транспорта газа и количественной оценки резервов. Рассмотрены также общие положения и постановка задач для решения проблемы автоматизации системы управления Дальним транспортом газа.

Книга рассчитана на научных и инженерно-технических работников научно-исследовательских, проектно-конструкторских организаций и служб эксплуатации магистральных газопроводов. Она может быть использована преподавателями, аспирантами и студентами вузов соответствующих специальностей.

Табл. 46, ил. 84, список лит. — 121 назв.

ПРЕДИСЛОВИЕ

В свете решений XXIV съезда КПСС и декабрьского (1973 г.) Пленума ЦК КПСС в девятой пятилетке перед газовой промышленностью поставлены задачи по дальнейшему ускорению темпов развития отрасли.

Это обусловлено тем, что природный газ стал в настоящее время одним из основных видов топлива и химического сырья для ряда важнейших отраслей промышленности.

В соответствии с девятым пятилетним планом развития народного хозяйства СССР работниками газовой промышленности достигнуты большие успехи. Добыча газа в целом по стране составила в 1973 г. 236,3 млрд. м³, что на 1,3 млрд. м³ больше, чем было предусмотрено планом.

Успешно выполняются плановые задания по развитию газоснабжения страны и в 1974 г. Так, план добычи газа за девять месяцев выполнен на 103%, что составляет 191,0 млрд. м³. С учетом взятых социалистических обязательств в этом же году предусматривается достигнуть самый большой за время развития отечественной газовой промышленности прирост добычи газа — 22 млрд. м³.

Только за 1974 г. будет введено в действие около 5,0 тыс. км магистральных газопроводов, в том числе 2,8 тыс. км из труб диаметром 1220 и 1420 мм, 40 компрессорных станций с общей мощностью газоперекачивающих агрегатов около 1,3 млн. квт.

В девятой пятилетке введены в эксплуатацию такие крупные системы дальнего газоснабжения, как газопроводы Северные районы Тюменской области — Урал — Поволжье — Центр, Средняя Азия — Центр, Вуктыл — Ухта — Торжок — Минск — Ивацевичи и многие другие. Проектируется газопровод Оренбург — Западная граница СССР, в строительстве которого примут участие все страны СЭВ.

Таким образом, вся сеть действующих и строящихся магистральных газопроводов закольцована в единую систему газоснабжения страны (ЕСГ), которая, в свою очередь, является подсистемой всего топливно-энергетического хозяйства.

Успешно решается поставленная директивами XXIV съезда КПСС задача — продолжить работы по созданию единой системы газоснабжения народного хозяйства СССР,

Основной задачей газовой промышленности на ее современном этапе является наращивание добычи газа в новых газодобывающих

30805-466
А 04 Ц Б = 74 " 253 ~ 74

Издательство «Недра», 1974

АЛЕКСАНДР
ВАСИЛЬЕВИЧ
АЛЕКСАНДРОВ,
ЕВГЕНИЙ ИЛЬИЧ
ЯКОВЛЕВ

Сдано в набор 13/V 1974 г.
Подписано в печать 21/VIII 1974 г. Т-151R6.
Формат 60x84/и- Бумага J* 1. Печ. л. 27,0.
Уч.-изд. л. 29,14. Тираж E200 вкз.
Заказ № 1004/4S08 — 8. Цена 3 р. 15 к.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ
И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
СИСТЕМ
ДАЛЬНОГО
ТРАНСПОРТА ГАЗА

Издательства «Недра», 103833, Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19.

Редактор издательства
Я. В. Сергеева
художественный редактор
А. Я. Гладышев
Технический редактор
В. В. Соколова
Корректор
.. В. Смирнова

Ленинградская типография № 6 Г. о. юзполиграфиромы
при Государственном комитете Совета Министров Н. С. Р.
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
196006 г. Ленинград, Московский пр., 91.

районах севера Тюменской области, Туркмении и Оренбургской области. Суммарный прирост добычи газа в этих районах в 1974 г. составит более 27 млрд. м³.

Весьма сложным в технологическом отношении явился ввод в действие первой очереди Оренбургского газохимического комплекса мощностью 15 млрд. м³ газа в год, который наряду с очищенным природным газом будет выпускать весьма дефицитные для народного хозяйства продукты — серу и газовый конденсат.

Для повышения эффективности управления всей отраслью утверждена новая генеральная схема управления газовой промышленностью, основным звеном которой являются промышленные и производственные объединения.

Для осуществления единого руководства всеми работами по автоматизации и внедрению автоматизированных систем управления в газовой промышленности создано Всесоюзное научно-производственное объединение по автоматизации управления предприятиями газовой промышленности — Союзгазавтоматика.

В настоящее время происходит поэтапное внедрение автоматизированной системы управления газоснабжением страны на основе применения электронно-вычислительной техники. Созданы и функционируют информационно-вычислительные центры в районах наибольшей концентрации научных, проектных, конструкторских и производственных организаций газовой промышленности и Главный вычислительный центр при ВШШИАСУГазпроме в Москве.

В конце девятого пятилетия оперативно-диспетчерское управление режимами всей ЕСГ и частично экономико-хозяйственное управление отраслью, крупнейшими газовыми месторождениями Медвежье, Шатлыкское, Вуктылское и системами дальнего газоснабжения будут осуществляться на базе использования электронно-вычислительных машин и применения экономико-математических методов.

Данная работа посвящена технологическим аспектам проблемы управления системами дальнего транспорта газа, основным вопросам анализа режимов работы магистральных газопроводов, теоретическим и экспериментальным исследованиям в области оперативно-диспетчерского управления системами газоснабжения и надежности их функционирования.

1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О РАБОТЕ ГАЗОПРОВОДА

К основным параметрам системы дальнего транспорта газа относятся ее пропускная способность, диаметр и толщина стенки труб газопровода, характеристики месторождений и газопотребителей, длина газопровода, глубина его заложения и т. д. По их значениям определяются технические характеристики газопровода: степень сжатия газа, давление на входе и выходе компрессорных станций, рабочая мощность компримирования, экономические показатели транспорта газа, температура газа на входе, выходе и по трассе газопровода и т. д.

Физические свойства газа влияют на все технологические показатели его транспорта. В состав природного газа входят горючие компоненты: метан CH_4 , водород H_2 , окись углерода CO , углеводородные газы C_mH_n , сероводород H_2S — и негорючие: углекислый газ CO_2 , азот N_2 , а также кислород O_2 и пары воды H_2O .

Для технологических расчетов используются следующие основные параметры газа¹:

объем V в м³. Объем газа чаще всего приводится к стандартным ($t = 20^\circ \text{C}$, $p = 760$ мм рт. ст.) условиям;

давление p в кгс/см²;

температура t в $^\circ\text{C}$; для гидравлических расчетов — в К ($T \text{ К} = t \text{ }^\circ\text{C} + 273^\circ \text{C}$);

динамическая вязкость μ в пуазах;

плотность ρ в кг/м³:

$$\rho = \frac{m}{V},$$

где m — масса газа.

В зависимости от температуры и давления плотность изменяется по формуле

$$\rho_{t,p} = \rho_0 \frac{p \cdot 273}{273 + t},$$

где

$$\rho_0 = \frac{M}{22,4},$$

¹ В книге применена система МКСС. Для перевода в систему СИ необходимо использовать соотношения: $1 \text{ кгс/см}^2 = 9,81 \cdot 10^{-4} \text{ Па}$, $T^\circ\text{C} = T \text{ К} - 273$; $1 \text{ Пуз} = 10^{-1} \text{ Н} \cdot \text{с/м}^2$.

M — молекулярный вес газа; $22,4 \text{ м}^3$ — объем 1 кг-моля газа при стандартных условиях.

Для идеального газа соблюдаются следующие закономерности: закон Паскаля — давление газа в состоянии покоя передается по всем направлениям без изменения;

закон Архимеда — на тело, находящееся в газе, действует выталкивающая сила, равная весу газа, вытесненного телом;

закон Бойля — Мариотта — произведение давления на объем при $t = \text{const}$ для данной массы газа постоянно; $pV = \text{const}$ или $\frac{V_1}{V_2} = \frac{p_2}{p_1} = \frac{\rho_2}{\rho_1}$, где индексы 1 и 2 означают различные состояния газа;

закон Гей-Люссака — объем газа при $p = \text{const}$ прямо пропорционален абсолютной температуре:

$$V_t = V_0 \frac{T}{273},$$

где V_0 — начальный объем газа; или

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{T_2}{T_1};$$

закон Шарля — давление газа при $V = \text{const}$ прямо пропорционально абсолютной температуре

$$p = p_0 \frac{T}{T_0}.$$

Частные законы Бойля — Мариотта, Гей-Люссака, Шарля обобщаются для идеального газа в уравнении состояния, называемом уравнением Менделеева — Клапейрона

$$pV = RT,$$

где R — газовая постоянная для нормальных условий (0°C и 760 мм рт. ст.).

Изучение уравнений состояния реальных газов продолжается до сих пор. Для различных физических условий применяются соответствующие уравнения состояния газа. Чаще всего отклонения от законов идеального газа учитываются путем введения в уравнение состояния газа безразмерного коэффициента сжимаемости z . Тогда

$$pV = zRT.$$

Наиболее распространен метод определения коэффициента сжимаемости по приведенным давлениям и температурам [1.1]. При практических расчетах режимов газопроводов величина z колеблется в пределах от 0,85 до 0,92.

Аналитически связь между коэффициентом сжимаемости, давлением и температурой выражается в виде

$$z = \frac{1}{1 + (24 - 0,21T) \cdot 10^{-4} p},$$

где T — в $^\circ \text{C}$; p — в кгс/см^2 .

Для расчетов диспетчерской службы рекомендуется использовать номограммы.

Температура газа по трассе меняется от начальной величины t_n до конечной t_k . Знание температуры газа по трассе необходимо для гидравлического расчета, определения зон возможного образования гидратов, назначения марки антикоррозийной изоляции, решения задач о потере механической устойчивости трубопровода, учета температурных напряжений и т. д.

Вследствие эффекта Джоуля — Томсона (дрессель-эффект) температура газа может опускаться ниже температуры окружающей среды, что экспериментально обнаружено Шорром в 1954 г. Уравнение теплового баланса для участка газопровода записывается в виде [1.1]

$$-Gc_p(dT + I dx) = \kappa l D (T - T_0) dx,$$

где G — весовой расход газа; c_p — удельная теплоемкость газа при $p = \text{const}$; I — коэффициент, учитывающий эффект Джоуля — Томсона в $^\circ \text{C/м}$; k — коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду; $k \approx 3 \text{ ккал/(м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ \text{C)}$ для влажного песка, $k \approx 1,5 \text{ ккал/(м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ \text{C)}$ для сыроватой глины; D — диаметр трубопровода; T_0 — температура окружающей среды.

Дресселирование — изохорный процесс. По известным давлениям p_1 и p_2 определяем, используя is -диаграмму, температуры T_1 и T_2 газа для эффекта Джоуля — Томсона. Тогда

$$I = \frac{T_1 - T_2}{l},$$

где l — длина участка газопровода.

Разделив переменные и проинтегрировав по x в пределах от 0 до l и по T в пределах от T_n до T_k , найдем:

$$\ln \frac{T_n - T_0 + \frac{I}{\alpha}}{T_k - T_0 + \frac{I}{\alpha}} = \alpha x,$$

где $\alpha = \frac{\kappa l D}{Gc_p}$.

Приравняв $T_k = T_0$, определим расстояние x_0 , где температура газа равна температуре окружающей среды:

$$x_0 = \frac{1}{\alpha} \ln \left[\frac{\alpha}{I} (T_n - T_0) + 1 \right].$$

Отсюда видно, что режим течения газа по газопроводу неизотермический. Для упрощения гидравлических расчетов режим течения искусственно сводят к изотермическому, принимая среднюю расчетную температуру $T_{\text{ср. расч}}$ как среднеинтегральное значение температуры по всей длине участка газопровода:

$$T_{\text{ср. расч}} = \frac{1}{l} \int_0^l T(x) dx.$$

Это хорошо согласуется с эксплуатационными данными для равнинных газопроводов средней полосы СССР. Ошибка в этом случае не превышает 3—4%. Для северных газопроводов необходим более тщательный учет неизотермичности течения газа.

Газ, подаваемый в магистральный газопровод, должен быть соответствующим образом подготовлен к дальнему транспорту: очищен от механических примесей, сероводорода, аммиака, осушен и одоризован.

Очистка газа от механических примесей (песка, окислов железа и т. д.) производится циклонными сепараторами, масляными пылеуловителями и др.

Циклонные сепараторы могут быть как вертикальные, так и горизонтальные. Широкое распространение на магистральных газопроводах получили масляные пылеуловители, обеспечивающие точную очистку газа. Осушать газ предпочтительнее жидкими поглотителями, позволяющими вести непрерывный технологический процесс. При использовании твердых поглотителей установки осушки периодически переключаются друг на друга.

Процесс осушки газа основан на поглощении влаги (как сконденсированной, так и в виде паров) твердыми или жидкими сорбентами.

Осушка газа — радикальное средство предупреждения гидратных ледяных и жидкостных пробок, при этом достаточно снизить содержание влаги до 60—70%.

Одоризация газа необходима для своевременного обнаружения присутствия его в помещениях и предотвращения тем самым утечек, взрывов газа и отравлений персонала. Одоризация производится перед дальним транспортом газа и на ГРС.

Магистральные газопроводы условно можно разделить на газопроводы «цепочки», газопроводы типа «дерево», или разветвленные, и закольцованные системы газопроводов. Ниже рассматриваются в основном режимы газопроводов «цепочек».

В гл. 1 анализируются лишь стационарные режимы транспорта газа, т. е. такие, когда пропускная способность газопровода во времени и по длине является постоянной величиной: $Q(x, t) = \text{const}$. Для диспетчерских служб использование стационарных методик оправдано для расчета годовых, месячных и недельных режимов, а также при решении задач проектирования газопроводов.

Компрессорные станции (КС) газопровода могут быть оснащены центробежными и поршневыми компрессорами, при этом для мощных газопроводов целесообразно применять только первые. КС располагаются на расстоянии примерно 120—150 км друг от друга. Газопровод делят на линейную часть (трассу) и КС. Линейную часть обслуживает персонал ближайшей КС.

ГРС необходимы для снижения и поддержания постоянным давления газа на входе в распределительные сети низкого и среднего давления. Мощные ГРС оснащены газгольдерными парками для компенсации колебаний неравномерности газопотребления. Для крупных потребителей используют подземные хранилища.

2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА

Уравнение баланса механической энергии изотермического установившегося потока газа в трубе постоянного круглого сечения имеют вид [1.3]

$$\frac{dp}{\rho} + g dz + \frac{dv^2}{2} + g dh_t = 0.$$

При этом изменение давления на элементе длины трубопровода отрицательно, а изменение скорости и потери напора положительно. Член $g dz$, которым учитываются силы тяжести, мал по сравнению с другими членами уравнения при перепадах вертикальных отметок газопровода менее 200 м, поэтому его опускают при рассмотрении режимов горизонтальных трубопроводов. Член $dv^2/2$, учитывающий потери скорости напора, существует при больших перепадах давления на малой длине газопровода, например в отводах газопровода, так называемых шлейфах. Потери напора на трение в круглых трубах по формуле Дарси — Вейсбаха

$$dh_t = \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} dl,$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления.

Тогда для стационарного режима изотермических равнинных газопроводов имеем уравнение баланса в виде

$$\frac{dp}{\rho} = \frac{\lambda v^2}{2D} dl. \quad (1.1)$$

Согласно условию стационарности $Q = \text{const}$, отсюда осредненная скорость потока газа в поперечном сечении

$$v = \frac{4Q}{\pi D^2} = \frac{4M}{\pi D^2 \rho}$$

где M — массовый расход газа.

Величину ρ определяем по уравнению состояния $\frac{p}{\rho} = gzRT$. Подставив величину v и ρ в уравнение (1.4), разделив переменные и проинтегрировав по x от 0 до l и по p от p_1 при $x = 0$ до p_2 при $x = l$, найдем массовый расход газа:

$$M = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) D^5}{g \lambda z R T l}}$$

или

$$M = F \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) D}{g \lambda z R T l}},$$

где $F = \frac{\pi D^2}{4}$.

Часто используются значения весового G и объемного расхода Q газопровода

$$G = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) g D^5}{\lambda z R T l}}$$

Объемный расход получаем из соотношения

$$Q = \frac{M}{\rho} = \frac{M}{p_0} g R T_0 = \frac{T_0}{p_0} \cdot \frac{R_n}{\Delta} g F \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) D}{g \lambda z \frac{R_n}{\Delta} T l}} =$$

$$= \frac{T_0}{p_0} \sqrt{\frac{R_n}{g}} \cdot \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) D^5}{\lambda l z \Delta T}},$$

где R_n — газовая постоянная воздуха;

$$\Delta = \frac{\rho}{\rho_n} = \frac{R_n}{R};$$

ρ_n — плотность воздуха; T_0 и p_0 — температура и давление в условиях приведения, при которых исчисляется объемный расход.

В практике диспетчерских служб для стандартных условий пропускная способность газопровода (в млн. м³/сут) определяется по формуле

$$Q = 0,326 \cdot 10^{-6} D^{2,5} \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{\lambda \Delta T_{ср} z_{ср} l}},$$

где p_1 и p_2 — в кгс/см²; D — внутренний диаметр в мм; $T_{ср}$ — в К; l — в км.

Рассмотрим, как определяют расчетные величины $T_{ср}$, λ , так как значительные ошибки возникают из-за неточности их выбора.

Величина $T_{ср}$ чаще всего берется как среднееинтегральная от функции $T(l)$ по трассе газопровода.

Для диспетчерских расчетов используют формулу

$$T_{ср} = T_{гр} + \frac{(T_n - T_{гр}) Q g \rho_n \Delta c_p}{k_{г-гр} D_n l} \left[1 - \exp\left(-\frac{k_{г-гр} D_n l}{Q g \rho_n \Delta c_p}\right) \right],$$

где $T_{гр}$ — осредненная по времени температура грунта в К; T_n — осредненная по времени температура газа в начале расчетного участка газопровода длиной l в К; Q — объемный расход газа в м³/сут; c_p — удельная теплоемкость газа в ккал/(кг·°С); $k_{г-гр}$ — коэффициент теплопередачи от газа к грунту в ккал/(м²·ч·°С); D_n — наружный диаметр газопровода в м; l — длина расчетного участка газопровода в м.

Вопросам определения расчетных формул для коэффициента гидравлического сопротивления λ посвящено большое число работ. В магистральных трубопроводах газ движется всегда турбулентно в квадратичной или переходной области. Границу между переходным и квадратичным режимами течения газа для технических расчетов можно определить по зависимости

$$Re = 11 \left(\frac{D}{2k_{ш}} \right)^{1,5},$$

где Re — число Рейнольдса; D — внутренний диаметр трубопровода в мм; $k_{ш}$ — коэффициент шероховатости в мм.

Число Re в газопроводах практически постоянно:

$$Re = \frac{vD}{\nu} = \frac{4QD}{\pi D^2 \nu} = \frac{4G}{\pi D \nu \rho g} = \frac{4G}{\pi D \mu g} \approx const.$$

При нестационарном и неизотермическом режиме число Re колеблется.

В литературе при подборе расчетных формул встречаются зависимости вида $\lambda = f(D)$; $\lambda = f(Re)$; $\lambda = f(\epsilon)$; $\lambda = f(\epsilon, Re)$ и т. д.

При использовании в расчетах формулы $\lambda = \frac{0,0437}{\sqrt{D}}$, где D — в см, значения пропускной способности газопровода завышены. Две формулы ВНИИГаза имеют такую же структуру:

$$\lambda = \frac{0,054}{D^{0,4}},$$

где D — в см, для газопровода без подкладных колец;

$$\lambda = \frac{0,062}{D^{0,4}},$$

для газопровода, сваренного на подкладных кольцах.

Для $Re = 10^4 \div 10^7$ Г. А. Адамов предложил формулу

$$\lambda = \frac{0,1845}{Re^{0,2}},$$

хорошо согласующуюся с экспериментами.

Более сложные формулы Кальбрука — Уайта, И. А. Исаева, Н. З. Френкеля и других авторов не нашли широкого применения для задач эксплуатации и проектирования магистральных газопроводов.

Для диспетчерских расчетов коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,067 \left(\frac{15,8}{\text{Re}} + \frac{2k_{\text{ш}}}{D} \right)^{0,2} \quad (1.2)$$

При гладкостенном течении коэффициент сопротивления мало зависит от шероховатости и выражается уравнением

$$\lambda_{\text{тр}} = \frac{0,1844}{\text{Re}^{0,2}}$$

При квадратичном режиме течения газа величина $\lambda_{\text{тр}}$ практически не зависит от числа Рейнольдса:

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,067 \left(\frac{2k_{\text{ш}}}{D} \right)^{0,2}$$

По обобщенной формуле (1.2) построена номограмма. Число Рейнольдса определяется по уравнению

$$\text{Re} = 1,81 \cdot 10^3 \frac{Q\Delta}{D\mu}$$

где μ — динамическая вязкость в кгс·с/м².

Для системы СИ

$$\text{Re} = 17,75 \cdot 10^3 \frac{Q\Delta}{D\mu}$$

где μ — в Н·с/м².

Местные сопротивления учитываются при расчете дополнительными коэффициентами. К ним относятся коэффициенты сопротивления стыков газопровода, кранов, неэквивалентных переходов и т. д. Стыки бывают с подкладными кольцами, прессовыми, стыки при электродуговой сварке. Обозначим на участке газопровода длиной l с расстояниями между стыками $l_{\text{ст}}$ число стыков $n_{\text{ст}} = l/l_{\text{ст}}$ и гидравлическое сопротивление одного стыка $H_1 = \xi \frac{v^2}{2g}$, где ξ — коэффициент местного сопротивления стыка. Тогда полное сопротивление стыков

$$H = n_{\text{ст}} H_1 = \xi \frac{v^2}{2g} \cdot \frac{l}{l_{\text{ст}}} = \lambda_{\text{ст}} \frac{l}{D} \cdot \frac{v^2}{2g},$$

где $\lambda_{\text{ст}} = \xi \frac{D}{l_{\text{ст}}}$.

Часто принимают $\lambda_{\text{ст}} = 0,06\lambda_{\text{тр}}$ в случае подкладных колец при $l_{\text{тр}} = 12$ м и $\lambda_{\text{ст}} = 0,12\lambda_{\text{тр}}$ при $l_{\text{тр}} = 6$ м.

Неравнопроходные краны состоят из конфузора, крана, диффузора. Отсюда гидравлические потери на одном кране можно записать как

$$h_1 = (\xi_{\text{к}} + \xi_{\text{кр}} + \xi_{\text{д}}) \frac{v^2}{2g},$$

где $\xi_{\text{к}}$, $\xi_{\text{кр}}$, $\xi_{\text{д}}$ — коэффициенты местных сопротивлений соответственно конфузора, крана и диффузора.

Для $n_{\text{к}}$ кранов

$$H = n_{\text{к}} h_1 = \lambda_{\text{кр}} \frac{l}{D} \cdot \frac{v^2}{2g}$$

Тогда

$$\lambda_{\text{кр}} = n_{\text{к}} \sum \xi \frac{D}{l}$$

Если выразить D — в мм, l — в км, то

$$\lambda_{\text{кр}} = n_{\text{к}} \sum \xi \frac{D}{l} \cdot 10^{-6},$$

где $\sum \xi = 2,5$ при установке крана 500 мм на газопровод с условным диаметром 500 мм.

При кране 700 мм на газопроводе с $D_y = 800$ мм величина ξ равна 8,8, на газопроводе с $D_y = 1000$ мм величина $\sum \xi$ составляет 12,7.

Дополнительный коэффициент сопротивления для переходов определяют по формуле

$$\lambda_{\text{пер}} = \left(\frac{D_{\text{пер}}^5}{D^5} \cdot \frac{\lambda}{n_{\text{пер}}^2} - \lambda_{\text{кр}} \right) \frac{l_{\text{пер}}}{L},$$

где $\lambda_{\text{пер}}$ — коэффициент гидравлического сопротивления нитки перехода; $D_{\text{пер}}$ — диаметр нитки перехода; $n_{\text{пер}}$ — число ниток перехода; $l_{\text{пер}}$ — длина перехода в км; L — длина расчетного участка.

Для задач проектирования газопровода достаточно ограничиться рассмотренными составляющими λ . Для задач эксплуатации необходимо периодически учитывать влияние на гидравлическое сопротивление скопления конденсата, пыли, гидратов и тому подобного, поэтому целесообразно определение величины λ по эксплуатационным данным.

Величина λ также увеличивается при долгой эксплуатации газопровода (его «старения»). Если принять пропускную способность нового трубопровода за 100%, то спустя один-два года величина Q понизится при перекачке сухого очищенного газа примерно на 5—8%, на 10—15% для газопровода, транспортирующего влажный газ, и на 20—25%, если такой газ содержит примесь сероводорода.

Для улучшения пропускной способности газопровода периодически его продувают, чистят «ершом» или шаровыми разделителями, а также принимают более сложные меры по химической очистке внутренней поверхности. Наиболее радикальное средство борьбы со снижением пропускной способности — это применение труб со специальным покрытием их внутренней поверхности.

Рассмотрим более подробно формулу пропускной способности газопровода.

С гидравлической точки зрения пропускная способность газопровода растет с увеличением диаметра, повышением давления p_1 на входе трубопровода и уменьшением его на выходе (p_2), охлаждением газа, снижением коэффициента гидравлического сопротивления.

Если принять, что по сравниваемым газопроводам равной длины перекачивается одинаковый газ при тех же величинах $T_{\text{ср}}$, $z_{\text{ср}}$, Δ , то имеем:

$$Q_1 = A \sqrt{\frac{D_1^5}{\lambda_1}}; \quad Q_2 = \sqrt{\frac{D_2^5}{\lambda_2}}.$$

Тогда

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \sqrt{\frac{D_1^5}{D_2^5} \cdot \frac{\lambda_2}{\lambda_1}}.$$

Если использовать формулу Веймаута для величины λ , то получаем оценку влияния диаметра на изменения пропускной способности газопровода:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^{5/4},$$

т. е. если, например, диаметр трубопровода увеличить в два раза, то пропускная способность возрастает более чем в шесть раз ($2^{5/4} \approx 6,3$). На основании этих выкладок определяется также число ниток при переходах. В связи с тем, что дюкеры лежат в пониженной части трассы и подвергаются загрязнению интенсивнее, чем возвышенные участки, техническими правилами предусмотрена прокладка переходов более чем одной ниткой. При этом должно соблюдаться условие равенства пропускной способности трубопровода до Q и при переходе $Q_{\text{пер}}$.

Имеем:

$$Q = A \sqrt{\frac{D^5}{\lambda}} \quad \text{и} \quad Q_{\text{пер}} = An_{\text{пер}} \sqrt{\frac{d_n^5}{\lambda_n}},$$

где A — коэффициент пропорциональности; D и d_n — диаметры основного трубопровода и отдельной нитки перехода; λ и λ_n — коэффициенты гидравлического сопротивления основного трубопровода и отдельной нитки перехода. Приравнявая $Q = Q_{\text{пер}}$, получаем:

$$\sqrt{\frac{D^5}{\lambda}} = n_{\text{пер}} \sqrt{\frac{d_n^5}{\lambda_n}},$$

тогда

$$n_{\text{пер}} = \sqrt{\left(\frac{D}{d_n}\right)^5 \cdot \frac{\lambda_n}{\lambda}}.$$

Влияние давления на пропускную способность трубопровода можно оценить следующим образом. При известных параметрах λ , T , l , A , D запишем:

$$Q = A \sqrt{p_1^2 - p_2^2} = Ap_1 \sqrt{1 - \frac{p_2^2}{p_1^2}} = Ap_1 \sqrt{1 - \frac{1}{\varepsilon^2}}.$$

Если величина $\varepsilon = p_1/p_2$ постоянна, то пропускная способность прямо пропорциональна начальному давлению. Выгоднее увеличивать давление p_1 на входе газопровода, чем уменьшать давление p_2

на его выходе, с точки зрения увеличения пропускной способности газопровода. Это видно из того, что разность

$$[(p_1 + \Delta p)^2 - p_2^2] - [p_1^2 - (p_2 - \Delta p)^2],$$

пропорциональна увеличению пропускной способности газопровода, в этом случае больше нуля.

Рассмотрим, как падает давление по трассе газопровода (линию депрессии давления). Имеем:

$$Q = A \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{x}} = A \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{l}},$$

откуда

$$p_x = \sqrt{p_1^2 - (p_1^2 - p_2^2) \frac{x}{l}}.$$

В координатах $p-x$ кривая p_x является параболой относительно координаты p .

Так как относительно p^2 кривая депрессии линейна, то часто это свойство используют для оценки вероятного места утечки или сужения газопровода из-за скопления гидратов, конденсата, грязи и т. п. (правило «трех точек»).

Важной характеристикой режима является среднее давление в газопроводе. В частности, оно используется для оценки количества газа, которое находится в газопроводе:

$$V_p = V \frac{p_{\text{ср}}}{p_0} \cdot \frac{T}{T_{\text{ср}}} \cdot \frac{1}{z_{\text{ср}}},$$

где $V = \frac{\pi D^2}{4} l$ — геометрический объем трубопровода;

$$\begin{aligned} p_{\text{ср}} &= \frac{1}{l} \int_0^l p_x dx = \frac{1}{l} \int_0^l \sqrt{p_1^2 - (p_1^2 - p_2^2) \frac{x}{l}} dx = \\ &= \frac{2}{3} \frac{p_1^3 - p_2^3}{p_1^2 - p_2^2} = \frac{2}{3} \left(p_1 + \frac{p_2^3}{p_1 + p_2} \right). \end{aligned}$$

При

$$p_2 \rightarrow 0 \quad p_{\text{ср}} \rightarrow \frac{2}{3} p_1;$$

$$p_2 \rightarrow p_1 \quad p_{\text{ср}} \rightarrow \frac{p_1 + p_2}{2}.$$

Точка x , где $p = p_{\text{ср}}$, определится как

$$x = \frac{p_1^2 - p_{\text{ср}}^2}{p_1^2 - p_2^2} l.$$

При

$$p_2 \rightarrow 0 \quad p_{\text{ср}} = \frac{2}{3} p_1,$$

$$x_{\text{ср}} = \frac{p_1^2 \left(\frac{2}{3} p_1\right)^2}{p_1^2} = \frac{5}{9} l \approx 0,55l.$$

При изменении давления p_2 величина $x_{ср}$ колеблется от 0,5l до 0,55l. С достаточной для практических расчетов точностью можно принять, что для определения количества газа, аккумулированного в участке газопровода при установившемся режиме, можно использовать показания манометра, установленного в середине газопровода. Для контроля за переходными процессами, проходящими в газопроводе, служат манометры, установленные на начальных и конечных участках газопровода, так как в точках, близких к середине газопровода, показания манометров мало изменяются.

Для газопроводов, имеющих большую депрессию давления на коротких расстояниях, в расчетных формулах необходимо учитывать член $d(v^2/2)$.

В этом случае уравнение баланса механической энергии имеет вид

$$\frac{dp}{\rho} + d\left(\frac{v^2}{2}\right) + \frac{\lambda v^2}{D^2} dl = 0.$$

С учетом $M = \rho v F$ и уравнения состояния $\frac{p}{\rho} = gzRT$ после интегрирования получаем:

$$M = F \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{\left(\lambda \frac{l}{D} + 2 \ln \frac{p_1}{p_2}\right) zRTg}} \quad (1.3)$$

или

$$G = F \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2)g}{\left(\lambda \frac{l}{D} + 2 \ln \frac{p_1}{p_2}\right) zRT}}$$

В формуле (1.3) слагаемое в знаменателе $2 \ln \frac{p_1}{p_2}$ характеризует собой уменьшение расхода за счет скоростного напора. Рассмотрим два примера, показывающих, когда надо учитывать скоростной напор.

1. Магистральный газопровод: $l = 100$ км; $D = 1$ м; $\lambda = 0,01$; $p_1 = 50$ кгс/см²; $p_2 = 25$ кгс/см².

Найдем:

$$\lambda \frac{l}{D} = 0,01 \cdot \frac{100000}{1} = 1000;$$

$$2 \ln \frac{p_1}{p_2} = 2 \cdot 2,3 \lg 2 = 2 \cdot 2,3 \cdot 0,3 = 1,5.$$

Получаем числа, различающиеся более чем в 600 раз.

2. Шлейф: $l = 1000$ м; $D = 0,5$ м; $\lambda = 0,01$; $p_1 = 50$ кгс/см²; $p_2 = 2,5$ кгс/см².

Вычисляем:

$$\lambda \frac{l}{D} = 0,01 \cdot \frac{1000}{0,5} = 20;$$

$$2 \ln \frac{p_1}{p_2} = 2 \cdot 2,3 \lg 20 = 2 \cdot 2,3 \cdot 1,3 = 6.$$

Числа получились одинакового порядка. Отсюда следует, что короткие газопроводы с большим перепадом давления необходимо рассчитывать с учетом скоростного напора.

Если перепад отметок начала и конца газопровода превышает 200 м, необходимо в уравнении баланса механической энергии учитывать член $g dz$.

Запишем:

$$\frac{dp}{\rho} + g dz + \frac{\lambda v^2}{2D} dl = 0;$$

$$M = \rho v F; \quad \frac{p}{\rho} = gzRT.$$

Произведя несколько элементарных преобразований, разделив переменные и проинтегрировав x от 0 до l и p от $p_1|_{x=0}$ до $p_2|_{x=l}$, получаем для массового расхода:

$$M = F \sqrt{\frac{(p_1^2 e^{-b} - p_2^2) Db}{\lambda zRTl(1 - e^{-b})}},$$

где

$$b = \frac{2g \Delta z}{zRT}.$$

Для текущей величины x получаем:

$$p_x = \sqrt{p_1^2 e^{-b \frac{x}{l}} - M^2 \frac{\lambda zRT}{Db} \left(1 - e^{-b \frac{x}{l}}\right)}.$$

Для вертикального газопровода при подъеме газа имеем:

$$\Delta z = l; \quad b = \frac{2gl}{zRT},$$

а при спуске газа

$$\Delta z = -l; \quad b = -\frac{2gl}{zRT}.$$

В остановленном газопроводе $M = 0$.

Тогда

$$p_x^2 = p_1^2 e^{-b \frac{x}{l}}.$$

Для горизонтального газопровода $\Delta z = 0$ получаем известную формулу

$$M = F \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) D}{\lambda zRTl}}.$$

При выводе расчетной формулы пропускной способности сложного по профилю газопровода используем схему замены сложного профиля укладки газопровода любой линией с k точками

перегиба. Далее просуммируем перепады давления на k прямолинейных участках:

$$p_n e^{-a \Delta z_1} - p_1^2 - c l_1 M^2 \left(\frac{1 - e^{-a \Delta z_1}}{a \Delta z_1} \right) + \dots + \frac{p_{k-1}^2 e^{-a \Delta z_k} - p_k^2 - c l_k M^2 \left(\frac{1 - e^{-a \Delta z_k}}{a \Delta z_k} \right)}{p_n^2 - p_k^2 e^{az_k} = c M^2 \sum_{i=1}^k l_i \frac{e^{az_i} - e^{az_{i-1}}}{a (z_i - z_{i-1})}}$$

где p_n и p_k — начальное и конечное давления в газопроводе; $\Delta z_1 = z_1 - z_0$; $\Delta z_2 = z_2 - z_1$; ...; $\Delta z_i = z_i - z_{i-1}$ — превышение одного конца прямолинейного участка газопровода над другим; $z_0 = 0$, z_1, z_2, \dots, z_i — вертикальные отметки промежуточных точек излома профиля укладки газопровода;

$$a = \frac{b}{\Delta z}; \quad c = \frac{\lambda z RT}{D^5 F^2};$$

l_1, l_2, \dots, l_i — длина прямолинейных участков газопровода; p_1, p_2, \dots, p_i — давление в промежуточных точках излома профиля.

Для практических задач $az < 1$, поэтому e^{az} можно разложить в ряд Маклорена:

$$e^{az} = 1 + az + \frac{(az)^2}{2!} + \frac{(az)^3}{3!} + \dots$$

Для практических расчетов ограничимся первыми двумя членами ряда. Получаем расчетную формулу для газопровода со сложным профилем при начальном и конечном давлениях p_1 и p_2 :

$$M = \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2 (1 + a \Delta z)}{c l \left[1 + \frac{a}{2l} \sum_{i=2}^k (z_i - z_{i-1}) l_i \right]}}$$

Член $\frac{1}{2} \sum (z_i - z_{i-1}) l_i = f_0$ представляет собой площадь между профилем газопровода и начальной отметкой z . Этот член характеризует изменение расхода газа за счет переменного профиля трассы газопровода. Тогда

$$M = \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2 (1 - a \Delta z)}{c l \left(1 + \frac{a}{l} f_0 \right)}}$$

Зависимость пропускной способности от параметров газопровода, физических свойств газа и рельефа трассы выражается формулой

$$Q = 0,32b \cdot 10^{-6} D^{2,5} \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2 (1 + ah_i)}{\lambda \Delta T_{ср} z_{ср} \left[1 + \frac{a}{2l} \sum_{i=2}^k (h_i + h_{i-1}) l_i \right]}}$$

где $\alpha = \frac{4}{14 \cdot 64 T_{ср} z_{ср}}$ — коэффициент в $1/м$; h_i — превышение или снижение конечной точки относительно начальной точки газопровода; h_i — превышение или снижение i -той точки газопровода относительно начальной точки отсчета; l_i — длина i -того участка; l — длина всего газопровода.

Для коротких газопроводов, а также начальных участков магистральных газопроводов оценим время бескомпрессорной подачи газа потребителю. Для начального давления p_n газовой залежи

$$p_n V_{пп} = G_n z_n RT,$$

где $V_{пп}$ — объем порового пространства газового месторождения; G_n — весовое количество газа в месторождении; z_n — коэффициент сжимаемости газа.

После эксплуатации месторождения в течение некоторого времени давление снизится до величины p_x . Тогда

$$V_{пп} p_x = G_x z_x RT.$$

Найдем

$$\Delta G = G_n - G_x = \frac{V_{пп}}{RT} \left(\frac{p_n}{z_n} - \frac{p_x}{z_x} \right).$$

Но

$$\Delta G = Q \rho_0 g \tau,$$

где Q — объемный расход газа.

Тогда время бескомпрессорной подачи газа

$$\tau = \frac{V_{пп} \left(\frac{p_n}{z_n} - \frac{p_x}{z_x} \right)}{Q g \rho_0 RT}.$$

Для увеличения пропускной способности газопровода часто используют прокладку параллельной нитки на часть или всю длину газопровода. Оценить эффект прокладки лупинга можно, используя уравнение

$$Q = A D^{1,5} \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{l}},$$

где величина λ выражена по Веймауту.

До увеличения пропускной способности для основной нитки диаметром D_0

$$Q = A D_0^{1,5} \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{l}}.$$

После прокладки лупинга диаметром D_n :

$$Q_0 = AD_0^{5/2} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{x}}$$

$$+ Q_n = AD_n^{5/2} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{x}}$$

$$Q_* = A \sqrt{P_1^2 - P_2^2} (D_0^{5/2} + D_n^{5/2}),$$

где Q_0, Q_n — пропускная способность основной нитки соответственно на лупингованном и нелупингованном участках.

Отсюда

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{Q_*^2}{A^2} \cdot \frac{x}{(D_0^{5/2} + D_n^{5/2})^2}$$

$$+ P_2^2 - P_2^2 = \frac{Q_*^2}{A^2} \cdot \frac{l-x}{D_n^{5/2}}$$

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{Q_*^2}{A^2} \left[\frac{x}{(D_0^{5/2} + D_n^{5/2})^2} + \frac{l-x}{D_n^{5/2}} \right];$$

$$Q_* = A \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\frac{x}{D_0^{5/2} + D_n^{5/2}} + \frac{l-x}{D_n^{5/2}}}}.$$

При $x = l$ и $D_n = D_0$ найдем $Q_* = 2Q_0$.

По условиям аккумуляции газа, скорости его отдачи и другим факторам лупинг целесообразен в конце газопровода.

Удвоение числа компрессорных станций приводит к следующему эффекту:

$$\frac{Q_*}{Q} = \frac{AD_0^{5/2} \sqrt{\frac{2(P_1^2 - P_2^2)}{l}}}{AD_0^{5/2} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{l}}} = \sqrt{2} = 1,41.$$

Пропускную способность газопроводов, состоящих из труб различных размеров, можно определить следующим образом:

$$P_n^2 - P_1^2 = \frac{Q^2}{A^2} \cdot \frac{l_1 \lambda_1}{D_1^5};$$

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{Q^2}{A^2} \cdot \frac{l_2 \lambda_2}{D_2^5};$$

$$\dots$$

$$P_{k-1}^2 - P_k^2 = \frac{Q^2}{A^2} \sum_1^k \frac{l_i \lambda_i}{D_i^5},$$

где $A = 0,326 \cdot 10^{-6} z_{cp} T_{cp}$, если D — в мм; l — в км; i — число участков с разными диаметрами.

Отсюда

$$Q = A \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\sum \frac{l_i \lambda_i}{D_i^5}}}.$$

Исходя из формул пропускной способности газопровода с лупингами и газопровода из труб различных диаметров, можно получить пропускную способность сложного газопровода:

$$Q = A \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\sum_{i=1}^n \frac{l_i}{D_i^5 \lambda_i} + \sum_{i=1}^m \frac{l_i}{\left(\sum_{i=1}^2 D_i^{2,5} \lambda_i^{1/2}\right)^2} + \sum_{i=1}^r \frac{l_i}{\left(\sum_{i=1}^3 D_i^{2,5} \lambda_i^{1/2}\right)^2} + \dots}},$$

где n, m, r, \dots — число соответственно одно-, двух-, трехниточных участков и т. д.

3. АНАЛИТИЧЕСКИЙ МЕТОД ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ¹

Основные уравнения для гидравлического расчета стационарных режимов работы систем «газопровод — компрессорные станции»

Уравнение установившегося изотермического движения газа по трубопроводу, используемое при гидравлическом расчете стационарных режимов работы магистральных газопроводов, может быть записано в следующем виде:

$$P_1^2 = P_2^2 + f_r Q^2, \quad (1.4)$$

где p_1 и p_2 — соответственно начальное и конечное давления газопровода; Q — пропускная способность, приведенная к стандартным условиям; f_r — параметр линейной части газопровода, равный:

$$f_r = \frac{16 p_2^2 z_{cp} T_{cp} \lambda \Delta l}{\pi^2 T_{cp}^2 R_g D_{вн}^5},$$

где $D_{вн}$ — внутренний диаметр газопровода.

Для сложного участка магистрального газопровода, состоящего из нескольких параллельных трубопроводов,

$$f_r = \frac{16 p_2^2 z_{cp} T_{cp} \Delta l \lambda_{экв}}{\pi^2 T_{cp}^2 R_g D_{экв}^5},$$

¹ Разд. 3 написан канд. техн. наук А. Г. Немудровым.

где $D_{\text{экв}}$ — эквивалентный диаметр рассматриваемого участка газопровода; $\lambda_{\text{экв}}$ — эквивалентный коэффициент гидравлического сопротивления. Они могут быть определены из выражения

$$\frac{D_{\text{экв}}^{2,5}}{\lambda_{\text{экв}}^{0,5}} = \sum_{i=1}^n \frac{D_i^{2,5}}{\lambda_i^{0,5}},$$

где D_i и λ_i — соответственно диаметр и коэффициент гидравлического сопротивления отдельных ниток рассматриваемого участка газопровода.

Если газопровод состоит из нескольких участков разного диаметра, то

$$l_{\Gamma} = \sum_{i=1}^k l_{\Gamma i}.$$

Магистральный газопровод, включающий в себя несколько компрессорных станций и участков между ними, представляет собой единую гидравлическую систему, параметры элементов которой взаимосвязаны.

Гидравлический расчет таких систем — чрезвычайно сложная задача. Наиболее целесообразными при решении подобных задач оказываются численные методы, предполагающие использование ЭВМ, и в ряде случаев аналитический метод, позволяющий более четко выявить взаимосвязь элементов системы «газопровод — компрессорные станции».

Аналитический метод гидравлического расчета газопроводных систем предполагает использование зависимостей для характеристик компрессорных станций.

В настоящее время известно несколько таких зависимостей, с достаточной для практических расчетов точностью аппроксимирующих опытные характеристики компрессорных станций.

Наиболее проста зависимость, позволяющая использовать как численные, так и аналитические методы расчета:

$$p_n^2 = m p_b^2 - f_k Q^2, \quad (1.5)$$

где p_n и p_b — соответственно давление нагнетания и давление всасывания компрессорной станции; m и f_k — коэффициенты аппроксимации характеристик компрессорных агрегатов.

Максимальная погрешность по давлению при использовании зависимости (1.5) не превышает 1–1,5% для всей рабочей зоны характеристики компрессорных станций как с центробежными, так и с поршневыми агрегатами. Коэффициенты m и f_k вычисляются путем математической обработки опытных характеристик компрессорных станций.

Использование выражения (1.5) в качестве аналитических характеристик компрессорных станций позволяет получить в общем виде уравнение расхода системы «газопровод — компрессорные станции»,

которое по структуре весьма сходно с уравнением расхода для участка газопровода.

При отсутствии путевых сбросов пропускная способность системы «газопровод — компрессорные станции» находится из выражения

$$Q = \sqrt{\frac{\Pi_1 p_{n1}^2 - p_n^2}{\sum_{i=2}^n \Pi_i \gamma_{i-1} + \gamma_n}}, \quad (1.6)$$

где p_{n1} — давление на входе головной компрессорной станции; p_n — давление в конце газопровода; n — число компрессорных станций; i — порядковый номер компрессорных станций;

$$\begin{aligned} \gamma_i &= f_{k i} + f_{\Gamma i}; \\ \Pi_i &= m_i m_{i+1} \dots m_n; \\ \Pi_1 &= m_1 m_2 \dots m_n. \end{aligned}$$

Коэффициенты отдельных участков газопровода должны учитывать гидравлическое сопротивление обвязки компрессорных станций и местных сопротивлений на трассе газопровода. При наличии путевых сбросов (включая и потребление газа на собственные нужды компрессорных станций) пропускная способность системы «газопровод — компрессорные станции» определяется из выражения

$$\begin{aligned} Q &= \frac{\sum_{i=1}^n \Pi_{i+1} \left[Q_{c(i-1)} f_{k i} + \sum_{i=1}^k Q_{c i j} f_{\Gamma i j} \right]}{\sum_{i=1}^{n-1} \Pi_{i+1} (f_{k i} + f_{\Gamma i}) + f_{k n} + f_{\Gamma n}} + \\ &+ \sqrt{\frac{\Pi_1 p_{n1}^2 - p_n^2}{\sum_{i=1}^{n-1} \Pi_{i+1} (f_{k i} + f_{\Gamma i}) + f_{k n} + f_{\Gamma n}}}, \quad (1.7) \end{aligned}$$

где Q — расход на входе первой компрессорной станции; $\Pi_{i+1} = m_{i+1} m_{i+2} \dots m_n$; $Q_{c(i-1)}$ — сброс на $(i-1)$ -ом перегоне; $Q_{c i j}$ — сумма сбросов на участке газопровода от начала до j -того сброса на i -том перегоне; $f_{\Gamma i j}$ — коэффициент в уравнении характеристики участка газопровода между j -тым и $(j+1)$ -ым сбросами на i -том перегоне газопровода.

Формулы (1.6) и (1.7) используются для гидравлического расчета газопроводов.

Определение коэффициентов m_k и f_k в уравнении характеристик компрессорных станций

Коэффициенты m и f_k находят путем обработки опытных характеристик компрессорных станций методом наименьших квадратов. Ниже приводятся примеры расчета этих коэффициентов.

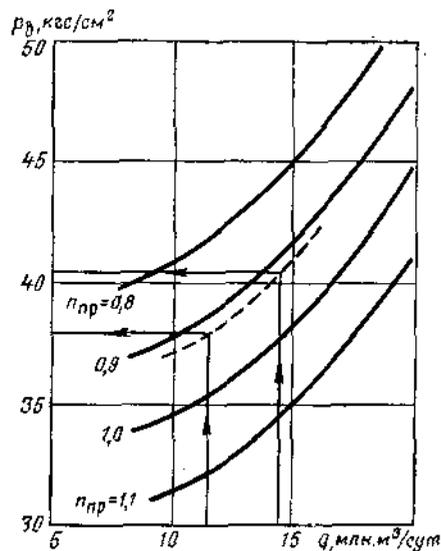


Рис. 1.1. Приведенные характеристики двух последовательно работающих нагнетателей 280-11-1 (2) с диаметром рабочего колеса 600 мм ($T_{в пр} = 288 \text{ К}$; $R_{пр} = 50 \text{ кгс} \cdot \text{м}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; $z_{пр} = 0,92$; $p_n = 56 \text{ кгс}/\text{см}^2$)

характеристики двух последовательно работающих нагнетателей 280-11-2(2) с диаметром рабочего колеса 600 мм.

Пример 1. Определить коэффициенты m и f_k в уравнении характеристики двух последовательно работающих нагнетателей 280-11-1 (2) с рабочим колесом диаметром 600 мм. Рабочий диапазон изменения коммерческой производительности $Q = 10 \div 16 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$. Частота вращения вала нагнетателей $n = 0,9n_n$, где n_n — номинальная частота вращения вала нагнетателей. Температура газа на входе $T_v = 282 \text{ К}$, коэффициент сжимаемости на входе $z_v = 0,92$, газовая постоянная перекачиваемого газа $R = 49 \text{ кгс} \cdot \text{м}/(\text{кг} \cdot \text{К})$.

Определяем относительную приведенную частоту вращения вала нагнетателей

$$n_{пр} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{z_{пр} T_{в пр} R_{пр}}{z_v T_v R}} = 0,9 \sqrt{\frac{0,92 \cdot 288 \cdot 50}{0,92 \cdot 282 \cdot 49}} = 0,9 \cdot 1,02 = 0,918,$$

где $z_{пр} = 0,92$; $T_{в пр} = 288 \text{ К}$; $R_{пр} = 50 \text{ кгс} \cdot \text{м}/(\text{кг} \cdot \text{К})$.

Находим минимальную и максимальную (для рабочего диапазона) приведенные коммерческие производительности нагнетателей:

$$Q_{пр \min} = Q_{\min} \sqrt{\frac{z_v T_v R_{пр}}{z_{пр} T_{в пр} R}} = 10 \cdot 10^6 \sqrt{\frac{0,92 \cdot 282 \cdot 50}{0,92 \cdot 288 \cdot 49}} = 10 \text{ млн. м}^3/\text{сут};$$

$$Q_{\max} = 16 \text{ млн. м}^3/\text{сут}.$$

Компрессорные станции с центробежными нагнетателями

Обычно газодинамические характеристики центробежных нагнетателей даются в виде зависимостей

$$\varepsilon = f(Q_{в пр}, \Pi_{пр}),$$

$$\text{или } p_v = f(Q_{пр}, p_n, n_{пр}),$$

где ε — степень сжатия газа компрессорной станцией или одним нагнетателем; $Q_{в пр}$ — приведенная объемная производительность в условиях всасывания станции; $Q_{пр}$ — приведенная стандартная (коммерческая) производительность станции; $n_{пр}$ — относительная приведенная частота вращения вала нагнетателей.

В качестве примера на рис. 1.1 представлены приведенные газодинамические харак-

Находим коэффициенты $m_{пр}$ и $f_{к пр}$ из системы уравнений

$$F_n^2 = m_{пр} p_{в1}^2 - f_{к пр} Q_{пр 1}^2;$$

$$F_n^2 = m_{пр} p_{в2}^2 - f_{к пр} Q_{пр 2}^2.$$

тогда

$$Q_{пр 1} = Q_{пр \min} + \frac{Q_{пр \max} - Q_{пр \min}}{4} = 10 + \frac{16 - 10}{4} = 11,5 \text{ млн. м}^3/\text{сут};$$

$$Q_{пр 2} = Q_{пр \max} - \frac{Q_{пр \max} - Q_{пр \min}}{4} = 16 - \frac{16 - 10}{4} = 14,5 \text{ млн. м}^3/\text{сут};$$

$$p_n = 56 \text{ кгс}/\text{см}^2.$$

Давления всасывания $p_{в1}$ и $p_{в2}$ находятся по характеристике нагнетателей (см. рис. 1.1) при $n_{пр} = 0,918$ и рассчитанных значениях производительности $p_{в1} = 38 \text{ кгс}/\text{см}^2$; $p_{в2} = 40,5 \text{ кгс}/\text{см}^2$.

Тогда

$$m_{пр} = \frac{F_n^2 (Q_{пр 2}^2 - Q_{пр 1}^2)}{p_{в1}^2 Q_{пр 2}^2 - p_{в2}^2 Q_{пр 1}^2} = \frac{56^2 (14,5^2 - 11,5^2)}{38^2 \cdot 14,5^2 - 40,5^2 \cdot 11,5^2} = 2,84;$$

$$f_{к пр} = \frac{F_n^2 (p_{в2}^2 - p_{в1}^2)}{p_{в1}^2 Q_{пр 2}^2 - p_{в2}^2 Q_{пр 1}^2} = \frac{8 \cdot 56^2 (40,5^2 - 38^2)}{38^2 \cdot 14,5^2 - 40,5^2 \cdot 11,5^2} = 7,15 \text{ (кгс} \cdot \text{сут)}^2 / (\text{млн. м}^3 \cdot \text{см}^2)^2.$$

Вычисляем коэффициенты m_k и f_k :

$$m = m_{пр} = 2,84;$$

$$f_k = \frac{z T_v R_{пр}}{z_{пр} T_{в пр} R} = 7,15 \frac{0,92 \cdot 282 \cdot 50}{0,92 \cdot 288 \cdot 49} = 7,15 \text{ (кгс} \cdot \text{сут)}^2 / (\text{млн. м}^3 \cdot \text{см}^2).$$

При параллельной работе нескольких групп с однотипными нагнетателями коэффициенты m и f_k для всей компрессорной станции определяются из выражений

$$m = m_1;$$

$$f_k = \frac{f_{k1}}{k^2},$$

где m_1, f_{k1} — коэффициенты в уравнении характеристики одной группы нагнетателей; k — число параллельно работающих групп.

Компрессорные станции с поршневыми компрессорами

Характеристики поршневых компрессоров обычно даются в виде зависимостей $\varepsilon = f(Q_n)$. В качестве примера на рис. 1.2 представлены характеристики газомоторного компрессора 10ГК в расчете на один цилиндр диаметром 197 мм при закрытом и открытом регулировочном объеме («кармане»).

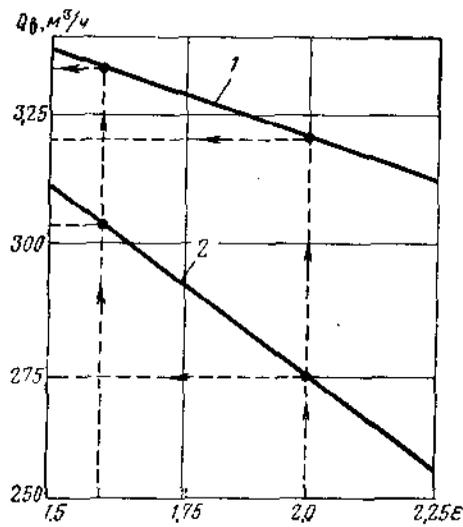


Рис. 1.2. Характеристика компрессора 10ГК в расчете на один цилиндр диаметром 197 мм при закрытом (1) и открытом (2) регулировочном объеме

Значения коэффициентов a и b для всей компрессорной станции при любом числе поршневых компрессоров, работающих параллельно, можно определять из выражений

$$a = n_1 a_3 + n_2 a_0;$$

$$b = 1 - \left(\frac{n_1 a_3 \sqrt{1 - b_3} + n_2 a_0 \sqrt{1 - b_0}}{n_1 a_3 + n_2 a_0} \right)^2,$$

где n_1 и n_2 — соответственно число компрессорных цилиндров с закрытым и открытым регулировочным объемом; a_3 и b_3 — коэффициенты для одного компрессорного цилиндра с закрытым регулировочным объемом; a_0 и b_0 — то же, с открытым регулировочным объемом.

Пример 2. Определить коэффициенты m и f_k в уравнении компрессорной станции с пятью газомоторными компрессорами 10ГК-1-4. Два компрессора работают с одним открытым регулировочным объемом, три остальных — с двумя. Температура газа на входе $T_{вн} = 290$ К, коэффициент сжимаемости $z_3 = 0,96$; газовая постоянная перекачиваемого газа $R = 50,0$ кгс·м/(кг·К). Рабочий диапазон степени сжатия компрессорной станции $\epsilon = 1,4 \div 2,2$.

Определяем значения a_3 и b_3 для компрессорного цилиндра с закрытым регулировочным объемом из системы уравнений

$$Qb_1 = a_3 \sqrt{1 - b_3 (\epsilon_1^2 - 1)};$$

$$Qb_2 = a_3 \sqrt{1 - b_3 (\epsilon_2^2 - 1)},$$

С точностью до 1% объемная производительность газомоторного компрессора в условиях всасывания может определяться аппроксимирующей зависимостью

$$Q_b = a \sqrt{1 - b (\epsilon^2 - 1)}, \quad (1.8)$$

где a и b — коэффициенты, определяемые путем обработки опытных характеристик методом наименьших квадратов.

Выражая объемную производительность в условиях всасывания через коммерческую Q , уравнение (1.8) можно записать в виде

$$p_{вн}^2 = m p_{вн}^2 - f_k Q^2,$$

где

$$m = \frac{1 + b}{b};$$

$$f_k = \left(\frac{p_{ст} T_{вн} z_{вн}}{a T_{ст}} \right)^2 \frac{1}{v}.$$

или

$$\epsilon_1 = \epsilon_{\min} + \frac{\epsilon_{\max} - \epsilon_{\min}}{4} = 1,4 + \frac{2,2 - 1,4}{4} = 1,6;$$

$$\epsilon_2 = \epsilon_{\max} - \frac{\epsilon_{\max} - \epsilon_{\min}}{4} = 2,2 - \frac{2,2 - 1,4}{4} = 2,0.$$

По характеристике (см. рис. 1.2) находим производительность одного цилиндра с закрытым регулировочным объемом при $\epsilon_1 = 1,6$ и $\epsilon_2 = 2,0$:

$$Q_{31} = 334 \text{ м}^3/\text{ч}; \quad Q_{32} = 320 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Тогда

$$b_3 = \frac{1}{\frac{Q_{31}^2 \epsilon_1^4 - Q_{32}^2 \epsilon_2^4}{Q_{31}^2 - Q_{32}^2} - 1} = \frac{1}{\frac{334^2 \cdot 2,0^2 - 320^2 \cdot 1,6^2}{334^2 - 320^2} - 1} = 0,052;$$

$$a_3 = \frac{Q_{31}}{\sqrt{1 - b_3 (\epsilon_1^2 - 1)}} = \frac{334}{\sqrt{1 - 0,052 (1,6^2 - 1)}} = 348 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Аналогично для компрессорного цилиндра с открытым регулировочным объемом находим:

$$b_0 = \frac{1}{\frac{303^2 \cdot 2,0^2 - 274^2 \cdot 1,6^2}{303^2 - 274^2} - 1} = 0,119;$$

$$a_0 = \frac{308}{\sqrt{1 - 0,119 (1,6^2 - 1)}} = 341 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Определяем значения коэффициентов a и b для всей компрессорной станции:

$$a = (2 \cdot 3 + 3 \cdot 2) 348 + (2 \cdot 1 + 3 \cdot 2) 341 = 6900 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$b = 1 - \left[\frac{(2 \cdot 3 + 3 \cdot 2) 348 \sqrt{1 - 0,052} + (2 \cdot 1 + 3 \cdot 2) 341 \sqrt{1 - 0,119}}{(2 \cdot 3 + 3 \cdot 2) 348 + (2 \cdot 1 + 3 \cdot 2) 341} \right]^2 = 0,075.$$

Найдем коэффициенты m и f_k для всей компрессорной станции:

$$m = \frac{1 + 0,075}{0,075} = 14,35;$$

$$f_k = \left(\frac{1,033 \cdot 290 \cdot 0,96 \cdot 10^8}{6900 \cdot 24 \cdot 293} \right)^2 \cdot \frac{1}{0,075} = 502 \text{ (кгс} \cdot \text{сут)}^2 / (\text{млн. м}^3 \cdot \text{см}^2)^2.$$

Пример гидравлического расчета системы «газопровод — компрессорные станции»

Определить пропускную способность газопровода, схема которого дана на рис. 1.3. Головная компрессорная станция КС-1 имеет три рабочих нагнетателя 280-11-1 с рабочим колесом диаметром 564 мм, соединенных последовательно. Частота вращения вала нагнетателей $n = n_n$. На КС-2 работают 12 газомоторных компрессоров 10ГК-1-4 с компрессорными цилиндрами диаметром 197 мм и закрытыми регулировочными объемами. Длина перегона между станциями 200 км. Длина конечного перегона 300 км. Давление на входе головной станции $p_{вн} = 30$ кгс/см². Давление в конце газопровода $p_k = 15$ кгс/см². На расстоянии 100 км от головной станции производится сброс: $Q_c = 2$ млн. м³/сут. Диаметр газопровода $D_{вн} = 700$ мм. Средняя температура $t_{ср}$ для обоих участков ¹ одинакова и равна 22° С. Температура газа на входе обеих станций также

¹ Поскольку на величину $t_{ср}$ оказывает влияние пропускная способность газопровода, в начале расчета необходимо ориентировочно задать этой температурой. Определив пропускную способность, следует уточнить величину $t_{ср}$ и при необходимости вновь провести гидравлический расчет газопровода.

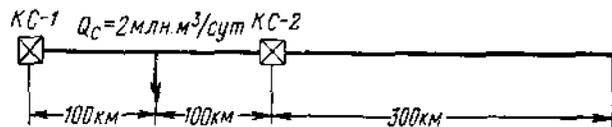


Рис. 1.3. Расчетная схема газопровода

одинакова: $t_{в1} = t_{в2} = 15^\circ \text{C}$. Коэффициент гидравлического сопротивления газопровода λ составляет 0,0105. Относительная плотность газа по воздуху Δ равна 0,6. Коэффициенты сжимаемости газа при условиях всасывания станций соответственно равны $z_1 = 0,92$ и $z_2 = 0,95$ (после окончания расчета их следует уточнить, как и величину $t_{ср}$). Средние значения коэффициентов сжимаемости для обоих перегонов газопровода: $z_{ср1} = z_{ср2} = 0,92$.

Определяем относительную приведенную частоту вращения вала нагнетателей головной станции:

$$n_{пр} = \sqrt{\frac{0,92 \cdot 288 \cdot 50}{0,92 \cdot 288 \cdot 49}} = 1,01.$$

Из табл. 1.1. путем интерполяции находим значения приведенных коэффициентов для головной компрессорной станции при $n_{пр} = 1,01$:

$$m_{пр1} = 4,42; \quad f_{к пр1} = 16 \text{ (кгс} \cdot \text{сут)}^2 / (\text{млн. м}^3 \cdot \text{см}^2)^2$$

Таблица 1.1

Коэффициенты $m_{пр}$ и $f_{к пр}$ для компрессорных станций с центробежными нагнетателями 280-11-1 (2) при различных диаметрах рабочих колес

Число последовательно работающих машин	Коэффициент					
	$m_{пр}$			$f_{к пр}$ (кгс·сут) ² /(млн. м ³ ·см ²) ²		
	приведенная частота вращения вала $n_{пр}$					
	1,1	1,0	0,9	1,1	1,0	0,9
При рабочем колесе диаметром 600 мм						
1	2,05	1,85	1,66	2,50	2,51	2,52
2	4,13	3,35	2,75	8,80	8,16	7,54
3	7,60	5,65	4,25	18,9	15,1	13,5
При рабочем колесе диаметром 564 мм						
1	1,84	1,67	1,53	2,6	2,6	2,6
2	3,26	2,74	2,35	7,83	7,48	7,18
3	5,79	4,38	3,48	18,5	15,7	14,0
При рабочем колесе диаметром 500 мм						
1	2,02	1,82	1,65	2,74	2,64	2,55
2	4,10	3,31	2,71	9,10	8,18	7,32
3	7,46	5,60	4,28	19,1	16,5	14,7

Коэффициенты a и b для компрессорных станций с газомоторными агрегатами 10ГК-1-4 ($n = n_n = 300$ об/мин)

Число работающих агрегатов	Коэффициент a				
	положение регулирующих объемов				
	все закрыты ($b = 0,046$)	открыто			
по одному ($b = 0,060$)		по два ($b = 0,076$)	по три ($b = 0,090$)	все ($b = 0,105$)	
4	5 520	5 480	5 415	5 365	5 340
5	6 900	6 835	6 770	6 705	6 640
6	8 280	8 200	8 125	8 045	7 970
7	9 660	9 570	9 480	9 385	9 295
8	11 040	10 935	10 830	10 730	10 625
9	12 420	12 300	12 185	12 070	11 950
10	13 800	13 670	13 540	13 410	13 280
11	15 180	15 035	14 895	14 750	14 610
12	16 560	16 405	16 260	16 090	15 953
13	17 940	17 770	17 600	17 435	17 263

Отсюда

$$m_{к1} = 4,42; \quad f_{к1} = 16 \frac{0,92 \cdot 288 \cdot 50}{0,92 \cdot 288 \cdot 49} = 16,3 \text{ (кгс} \cdot \text{сут)}^2 / (\text{млн. м}^3 \cdot \text{см}^2)^2.$$

Вычисляем коэффициенты a и b для КС-2 (табл. 1.2):

$$a = 16 560 \text{ м}^3/\text{ч}; \quad b = 0,046.$$

Определяем коэффициенты m_2 и $f_{к2}$:

$$m_2 = \frac{1 + 0,046}{0,046} = 22,8;$$

$$f_{к2} = \left(\frac{1,033 \cdot 288 \cdot 0,95 \cdot 10^6}{16 560 \cdot 24 \cdot 293} \right)^2 \cdot \frac{1}{0,046} = 127 \text{ (кгс} \cdot \text{сут)}^2 / (\text{млн. м}^3 \cdot \text{см}^2)^2.$$

Найдем коэффициент f_2 для участков газопровода: между головной станцией и сбросом ($f_{г11}$)

$$f_{г11} = \frac{16 p_{ср1}^2 z_{ср1} T_{ср1} \lambda \Delta l_{11}}{\pi^2 T_{в1}^2 R_{вг} D_{вг}^5} = \frac{16 \cdot 1,033^2 \cdot 0,92 \cdot 0,0105 \cdot 0,6 \cdot 10^{12} \cdot 10^5}{3,14^2 \cdot 293^2 \cdot 29,27 \cdot 9,8 \cdot 0,7^5 \cdot 86 400^2} = 9,65 \text{ (кгс} \cdot \text{сут)}^2 / (\text{млн. м}^3 \cdot \text{см}^2)^2;$$

между сбросом и второй станцией:

$$f_{г12} = f_{г11} = 9,65 \text{ (кг} \cdot \text{сут)}^2 / (\text{млн} \cdot \text{м}^3 \cdot \text{см}^2)^2.$$

Для конечного перегона:

Таблица 1.3

Коэффициент a для компрессорных станций с газомоторными компрессорами 10ГКН-1-5, регулировочные объемы закрыты ($n = n_n = 300$ об/мин; $b = 0,046$)

Число работающих машин	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Коэффициент, a , м ³ /ч	6900	8625	10 350	12 075	13 800	15 525	17 250	18 975	20 700	22 425

$$f_{r2} = \frac{16 \cdot 1,033^2 \cdot 0,92 \cdot 295 \cdot 0,0105 \cdot 0,6 \cdot 10^{12} \cdot 3 \cdot 10^5}{3,14^2 \cdot 293^2 \cdot 29,27 \cdot 9,8 \cdot 0,7^5 \cdot 86 400} = 28,95 \text{ (кгс} \cdot \text{сут)}^2 / (\text{млн} \cdot \text{м}^3 \cdot \text{см}^2)^2.$$

Определяем производительность газопровода на участке до сброса из формулы (1.7):

$$Q_n = \frac{(m_{k2} f_{r12} + f_{r2} + f_{k2}) Q_c}{m_{k2} (f_{k1} + f_{r11} + f_{r12}) + f_{k2} + f_{r2}} + \sqrt{\frac{m_{k1} m_{k2} p_{B1}^2 - p_K^2}{m_{k2} (f_{k1} + f_{r11} + f_{r12}) + f_{k2} + f_{r2}}} = \frac{(22,8 \cdot 9,65 + 28,95 + 127) \cdot 2}{22,8 \cdot 16,3 + 9,65 + 9,65 + 127 + 28,95} + \sqrt{\frac{4,42 \cdot 22,8 \cdot 30^2 - 15^2}{22,8 (16,3 + 9,65) + 127 + 28,95}} = 10,45 \text{ млн. м}^3 / \text{сут}.$$

Находим давление нагнетания КС-1 и КС-2 и давление всасывания КС-2:

$$p_{H2} = \sqrt{p_{B2}^2 + f_{r2} (Q_n - Q_c)^2} = \sqrt{15^2 + 28,95 (10,45 - 2)^2} = 47,9 \text{ кгс/см}^2;$$

$$p_{H2} = \sqrt{\frac{p_{B2}^2 + f_{k2} (Q_n - Q_c)^2}{m_{k2}}} = \sqrt{\frac{47,9 + 127 (10,45 - 2)^2}{22,8}} = 22,0 \text{ кгс/см}^2;$$

$$p_{H1} = \sqrt{p_{B2}^2 + f_{r11} Q_n^2 + f_{r12} (Q_n - Q_c)^2} = \sqrt{22^2 + 9,65 \cdot 10,45^2 + 9,65 (10,45 - 2)^2} = 47,3 \text{ кгс/см}^2.$$

Проверяем:

$$p_{H1} = \sqrt{m_{k1} p_{B1}^2 - f_{k1} Q_n^2} = \sqrt{4,42 \cdot 30^2 - 16,3 \cdot 10,45^2} = 46,9 \text{ кгс/см}^2.$$

Погрешность $\Delta p = 47,3 - 46,9 = 0,4$ кгс/см² незначительна, и уточнить величину Q_n целесообразно.

Коэффициенты a и b для КС с газомоторными компрессорами 10ГКН-1-5 даны в табл. 1.3.

Расчет мощности компрессорных станций

Индикаторную мощность центробежного нагнетателя (в кВт) можно определять по эмпирической формуле

$$N_i = g \rho_0 a_N \left[Q \left(\frac{n}{n_n} \right)^2 - b_N \frac{T_n p_{02} z_n}{p_B T_0} Q^2 \frac{n}{n_n} \right], \quad (1.9)$$

где ρ_0 — плотность газа при стандартных условиях; a_N и b_N — коэффициенты, определяемые путем обработки опытных характеристик компрессорных агрегатов (рис. 1.4), где ρ_0 — плотность газа в условиях всасывания).

Коэффициенты a_N и b_N для центробежных нагнетателей 280-11-1(2), вычисленные путем обработки характеристик методом наименьших квадратов, приведены в табл. 1.4.

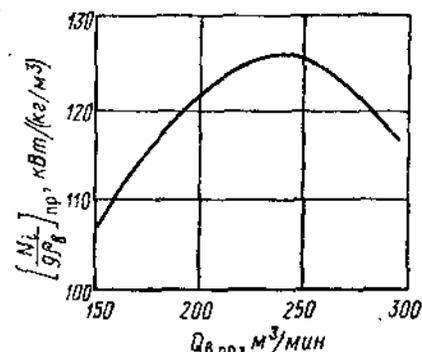


Рис. 1.4. Характеристика $[N_i / g \rho_0]_{пр} - Q_{в пр}$ нагнетателя 280-11-1 (2) с рабочим колесом диаметром 600 мм ($T_{в пр} = 288$ К; $R_{пр} = 50$ кгс \times м/(кг \cdot К); $z_{пр} = 0,91$)

Пример расчета коэффициентов a_N и b_N

Определить коэффициенты a_N и b_N для нагнетателя 280-11-1 с рабочим колесом диаметром 600 мм, характеристика

$\left[\frac{N_i}{g \rho_0} \right]_{пр} - Q_{в пр}$ которого представлена на рис. 1.4. Как показывают расчеты, эта характеристика с достаточной для практики точностью (до 2%) может аппроксимироваться уравнением

$$\left[\frac{N_i}{g \rho_0} \right] = a_N (Q_{в пр} - b_N Q_{в пр}^2). \quad (1.10)$$

Выражая приведенную объемную производительность в условиях всасывания $Q_{в пр}$ через производительность, приведенную к стандартным условиям Q , уравнение (1.10) может быть сведено к формуле (1.9).

Порядок расчета коэффициентов a_N и b_N следующий:

1. Определяем коэффициент b_N . Принимая во внимание, что при $Q_{в пр} = Q_{в пр}^{max}$ первая производная от выражения (1.10) по расходу равна нулю, получаем:

$$b_N = \frac{1}{2 Q_{в пр}^{max}}.$$

Отсюда для нагнетателя с рабочим колесом диаметром 600 мм

$$b_N = \frac{1}{2 \cdot 245} = 0,00204 \text{ мин/м}^3 = 1,42 \text{ сут/млн. м}^3.$$

Таблица 1.4

Коэффициенты a_N и b_N для компрессорных станций с центробежными нагнетателями

Диаметр рабочих колес, мм	Коэффициент	
	a_N , кВт \cdot м ³ \cdot сут / (кг \cdot млн. м ³)	b_N , сут / млн. м ³
600	709	1,42
590	652	1,39
564	587	1,64

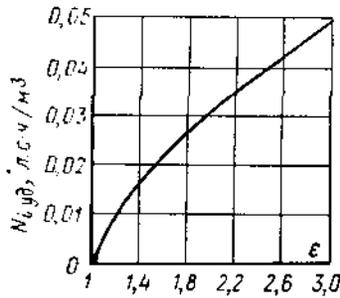


Рис. 1.5. Зависимость удельной мощности поршневого компрессора 10ГК с цилиндром диаметром 197 мм от степени сжатия

где a_N — коэффициент, определяемый по опытным характеристикам поршневых компрессоров; Q — производительность компрессорной станции, приведенная к стандартным условиям.

Для поршневого компрессора 10ГК с цилиндрами диаметром 197 мм (рис. 1.5)

$$a_N = 0,046 \text{ л. с.} \cdot \text{ч/м}^3 = 1910 \text{ л. с.} \cdot \text{сут/млн. м}^3.$$

Для расчета мощности компрессорных станций с поршневыми компрессорами может быть использована зависимость

$$N_i = a_N Q (\varepsilon - 1),$$

где h — коэффициент аппроксимации.

Для поршневого компрессора 10ГК с цилиндрами диаметром 197 мм

$$a_N = 0,214 \text{ л. с.} \cdot \text{ч/м}^3 = 8910 \text{ л. с.} \cdot \text{сут/млн. м}^3; \quad h = 0,2.$$

Вопросы использования данной методики при анализе режимов эксплуатации сложных систем дальнего транспорта газа, например системы Северный Кавказ — Центр, рассмотрены в [4.5].

4. ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Проектирование чаще всего сводится к выбору оптимальных по приведенным затратам параметров магистрального газопровода с использованием теоретических закономерностей. Оптимальные параметры можно отыскивать с точки зрения минимума металлоложений, капитальных затрат, эксплуатационных расходов и, наконец, приведенных расходов. Имеется несколько способов определения оптимальных параметров газопровода, но наибольшее

2. Находим коэффициент a_N . По характеристике определяем при $Q_{в пр} = 150 \text{ м}^3/\text{мин}$

$$\left[\frac{N_i}{\varepsilon \rho_{в}} \right]_{пр} = 106,5 \text{ кВт/(кг/м}^3).$$

Тогда из уравнения (4.10)

$$\begin{aligned} a_N &= \frac{106,5}{150 - 0,00204 \cdot 150^2} = \\ &= 1,022 \text{ кВт} \cdot \text{мин/кг} = \\ &= 709 \text{ кВт} \cdot \text{сут} \cdot \text{м}^3 / (\text{кг} \cdot \text{млн. м}^3). \end{aligned}$$

Индикаторная мощность компрессорной станции с поршневыми компрессорами может определяться по формуле

$$N_i = a_N Q i n \varepsilon,$$

распространение получили аналитический способ (поиск точки минимума методом множителей Лагранжа) и способ перебора вариантов.

Рассмотрим аналитический способ. Расчетная пропускная способность газопровода, необходимая для обеспечения его заданной пропускной способности, определяется по формуле

$$q = \frac{Q}{365 \cdot k_{год}},$$

где Q — планируемая пропускная способность газопровода в млн. $\text{м}^3/\text{год}$; $k_{год}$ — коэффициент, учитывающий сезонную неравномерность потребления газа.

Величина $k_{год}$ определяется с учетом характера газопотребления и степени выравнивания его неравномерности за счет хранилищ и подключения буферных потребителей.

Для укрупненных расчетов газопроводов длиной свыше 300 км без подземных хранилищ с буферными потребителями коэффициент $k_{год}$ примерно равен 0,85, для газопроводов длиной менее 300 км — около 0,75. Для отводов от магистрального газопровода (шлейфов) расчетная пропускная способность определяется по максимальному часовому расходу газа: $q = q_{\text{час max}} \cdot 24$.

Оптимальные параметры газопроводов по минимуму металлоложений

В этом случае необходимо задаться величинами Q , L , p_2 , p_1 и определить величины D , δ , ε [4.4].

Массу металла G_m газопровода диаметром D и толщиной стенки δ приближенно можно вычислить по формуле

$$G_m = \pi D \delta l \rho_{ст},$$

где l — длина трубопровода; $\rho_{ст}$ — плотность стали.

По известной формуле

$$\delta = \frac{p_1 D}{2[\sigma]},$$

где $[\sigma]$ — предел текучести стали трубопровода.

Тогда

$$G_m = \frac{\pi g \rho_{ст}}{2\sigma} l p_1 D^2 = B p_1 D^2,$$

где

$$B = \frac{\pi g \rho_{ст} l}{2\sigma}.$$

Как известно, пропускная способность газопровода

$$Q = A D^{5/3} \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{l}}.$$

Отсюда

$$p_1 = \sqrt{p_2^2 + \frac{Q^2 l}{A^2 D^{10/3}}}.$$

Тогда

$$G_m = BD^2 \sqrt{p_2^2 + \frac{Q^2 l}{A^2 D^{10/3}}}$$

Ищем минимум величины G_m при изменениях диаметра D :

$$\frac{\partial G_m}{\partial D} = 2BD \sqrt{p_2^2 + \frac{C}{D^{10/3}}} - \frac{4}{3} BD^2 \frac{C}{\sqrt{p_2^2 + \frac{C}{D^{10/3}}} D^{10/3}} = 0,$$

где

$$C = \frac{Q^2}{A^2} l,$$

откуда

$$p_1 = 2 \sqrt{p_2^2 + \frac{C}{D^{10/3}}} = \frac{4}{3} \frac{C}{D^{10/3} \sqrt{p_2^2 + \frac{C}{D^{10/3}}}}$$

или

$$p_1^2 = \frac{4}{3} \frac{C}{D^{10/3}}; \quad p_2^2 = \frac{1}{3} \frac{C}{D^{10/3}}; \quad \varepsilon^2 = \frac{p_1^2}{p_2^2} = 4; \quad \varepsilon = 2.$$

Таким образом, с точки зрения минимума металлозатрат необходимо, чтобы давление в начале газопровода было вдвое больше, чем в конце.

Оптимальные параметры газопроводов переменного веса

Сравним вначале газопровод с постоянным диаметром и газопровод равной депрессии давления ($dp/dx = \text{const}$).

Из уравнения баланса механической энергии получаем:

$$\frac{dp}{dx} = \frac{8\lambda G^2 z RT}{\pi^2 g D^5 p} = \text{const}.$$

Так как величина p меняется от $p_1|_{x=0}$ до $p_2|_{x=l}$, то при условии $dp/dx = \text{const}$ должно выполняться условие

$$D_1^5 p_1 = D_2^5 p_2 = D_x^5 p_x.$$

Это означает, что газопровод должен быть расширяющимся от диаметра D_1 до диаметра D_2 .

Оценим пропускную способность подобного телескопического газопровода G_T .

Для газопровода равной депрессии давления:

$$i_{p \text{ ср}} = \frac{dp}{dx} = \frac{8\lambda G_T^2 z RT}{\pi^2 g D^5 p} = \text{const}.$$

Для газопровода с постоянным диаметром D_0 :

$$G_0 = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{p_1 - p_2}{l} \cdot \frac{(p_1 + p_2) g D_0^5}{\lambda z RT}}.$$

Первый сомножитель под корнем

$$\frac{p_1 - p_2}{l} = i_{p \text{ ср}}.$$

Тогда для начального диаметра D_0 телескопического газопровода получаем:

$$\frac{8\lambda G_T^2 z RT}{\pi^2 g D_0^5 p_1} = \frac{16G_0^2 \lambda z RT}{(p_1 + p_2) \pi^2 g D_0^5}$$

или

$$\frac{G_T}{G_0} = \sqrt{\frac{2p_1}{p_1 + p_2}} = \sqrt{\frac{2\varepsilon}{\varepsilon + 1}};$$

при

$$\varepsilon \rightarrow \infty \quad \frac{G_T}{G_0} = \sqrt{2} = 1,41.$$

Тогда получаем:

$$1 < \frac{G_T}{G_0} < 1,41,$$

то есть пропускная способность телескопического газопровода больше пропускной способности газопровода с постоянным диаметром.

Для газопровода с постоянным диаметром, исходя из известной котельной формулы $\delta = \frac{pD}{2[\sigma]}$, находим, что при переменном давлении толщина стенки δ должна меняться от δ_{max} при $p_1|_{x=0}$ до δ_{min} при $p_2|_{x=l}$.

Однако, исходя из условия останковки трубопровода, уменьшать толщину стенки можно до величины $\delta_{\text{ср}} = \frac{p_{\text{ср}} D}{2[\sigma]}$.

После $x \approx 0,5l$ толщина стенки постоянна и равна величине $\delta_{\text{ср}}$.

Найдем параметры трубопровода, который при заданной пропускной способности и переменной толщине стенки труб имеет минимальный объем металла, а следовательно, и минимальную массу.

Для элементарного объема металла на участке dx имеем:

$$dV = \pi D \delta dx,$$

где

$$\delta = \frac{pD}{2[\sigma]}.$$

Из уравнения баланса механической энергии

$$p \frac{dp}{dx} = \frac{8\lambda G^2 z RT}{\pi^2 g D^5},$$

откуда

$$D = \left(\frac{8\lambda G^2 z RT}{\pi^2 g} \right)^{1/4} \frac{1}{(p' p)^{1/4}} = \frac{A}{(-p' p)^{1/4}},$$

где

$$A = \left(\frac{8\lambda G^2 z RT}{\pi^2 g} \right)^{1/4}; \quad p' = \frac{dp}{dx}.$$

Тогда

$$dV = \frac{\pi}{2[\sigma]} p D^2 dx = \frac{\pi A^2}{2[\sigma]} \frac{p}{(p' p)^{1/2}}$$

или

$$V = \frac{\pi A^2}{2[\sigma]} \int_0^l \frac{p}{(p' p)^{1/2}} dx.$$

Необходимо, чтобы величина V была минимальна. Задача решается методами вариационного исчисления. При этом для получения величины V_{\min} должно соблюдаться условие $p^{-0,5} = C_1 x + C_2$. Из граничных условий $p|_{x=0} = p_1$, $p|_{x=l} = p_2$ получаем:

$$p = \frac{p_1}{\left[1 + (\varepsilon^{1/2} - 1) \frac{x}{l} \right]^2},$$

где $\varepsilon = \frac{p_1}{p_2}$.

Так как диаметр трубопровода возрастает обратно пропорционально давлению, то

$$D = D_1 \left[1 + (\varepsilon^{1/2} - 1) \frac{x}{l} \right]^{1/2}; \quad \delta = \frac{\delta_1}{\left[1 + (\varepsilon^{1/2} - 1) \frac{x}{l} \right]}.$$

Для выбора величины δ необходимо учитывать условие останковки газопровода.

Оценка уменьшения объема металла

$$\left[\frac{\varepsilon^{1/2} - 1}{4\varepsilon^2 - (\varepsilon^{1/2} - 1)^{2/2}} \right]^{2/2} < 1.$$

Таким образом, экономия металла зависит только от степени сжатия. Чем она больше, тем экономичнее газопровод минимального веса. Эффективность такого газопровода с большой пропускной способностью значительно меньше, чем газопровода с малой, так как у первого степень сжатия меньше, чем у второго. Экономия металла на газопроводе с малой пропускной способностью доходит до 30%.

В реальных условиях телескопический газопровод выполняется из труб, диаметр которых повышается от участка к участку. Телескопические газопроводы целесообразно применять для бескомпрессорной эксплуатации газовых месторождений. В последнее время наблюдается изменение потоков газа, например произведена пере-

обязка газопровода Киев — Дашава. Естественно, в таких условиях газопроводы с переменным сечением и минимального веса применять нельзя.

Оптимальные параметры газопроводов по минимуму приведенных затрат

Приведенные затраты определяются по формуле

$$S = \frac{K}{T} + \mathcal{E}, \quad (1.11)$$

где K — сумма капитальных затрат; T — срок окупаемости; \mathcal{E} — сумма эксплуатационных затрат.

Как частный случай, рассматривают вопрос об оптимальных параметрах с точки зрения минимума лишь капитальных или эксплуатационных затрат. Параметры газопровода связаны между собой известной формулой гидравлического расчета

$$Q = C \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) D^5}{l}} = C p_1 \sqrt{\frac{\left(1 - \frac{1}{\varepsilon^2}\right) D^5}{l}},$$

(где $C = \frac{1}{\sqrt{z_{cp} \lambda T \Delta}}$; l — расстояние между КС) и уравнением прочности $\delta = \frac{p_1 D}{2[\sigma]}$.

Капитальные затраты на сооружение газопровода (в руб/км):

$$K = K_N \varphi \frac{N}{l} + \frac{K_0}{l} + K_b G_T + K_D D + K_n,$$

где K_N — капитальные затраты на единицу рабочей мощности компрессорных станций; φ — коэффициент превышения установленной мощности над рабочей; N — мощность компрессорных станций с учетом резервных агрегатов; K_0 — капитальные затраты на компрессорные станции, не зависящие от установленной мощности, отнесенные к 1 км длины газопровода; K_b — капитальные затраты на единицу веса трубопровода, отнесенные к 1 км длины трубопровода; K_D — капитальные затраты на единицу диаметра трубопровода, отнесенные к 1 км длины трубопровода с учетом капитальных затрат на компрессорные станции; K_n — капитальные затраты на 1 км длины трубопровода, не зависящие от установленной мощности, диаметра и веса труб (стоимости проектирования, изыскания, подготовки трассы и т. д.).

Эксплуатационные затраты составят:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_N \frac{N}{l} + \frac{\mathcal{E}_0}{l} + \alpha_N \frac{K_N \varphi N}{l} + \alpha_0 \frac{K_0}{l} + \alpha_n (K_b G_T + K_D D + K_n) + \mathcal{E}_n,$$

где α_N , α_0 , α_n — коэффициенты соответствующих амортизационных отчислений; \mathcal{E}_n — эксплуатационные затраты на линейную часть

газопровода, отнесенные к 1 км длины (остальные индексы аналогичны соответствующим индексам для капитальных затрат).

Вес трубопровода выражается формулой

$$G_T = B p_1 D^2,$$

где

$$B = \frac{\pi \rho_{ст} g}{2[\sigma]}.$$

Величину N можно выразить через параметры газопровода:

$$N = \frac{m}{m-1} T_{вх} z_{вх} \frac{1}{\eta} Q \left[\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right],$$

где m — показатель политроны; $T_{вх}$, $z_{вх}$ — параметры газа на входе КС; η — к. п. д. компрессорных станций, или

$$N = aQ \left[\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right],$$

где

$$a = \frac{m}{m-1} T_{вх} z_{вх} \frac{1}{\eta}.$$

Подставив величины N , G_T в уравнение (1.10), определяем:

$$S = \frac{1}{T} K + \mathcal{E} = A_N a Q \frac{\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1}{l} + \frac{A_0}{l} + A_B B p_1 D^2 + A_D D + A_L,$$

где

$$A_N = \mathcal{E}_N K_N \Phi \left(a_N + \frac{1}{T} \right);$$

$$A_0 = \mathcal{E}_0 + \left(a_0 + \frac{1}{T} \right) K_0;$$

$$A_B = \left(a_B + \frac{1}{T} \right) K_0;$$

$$A_D = \left(a_D + \frac{1}{T} \right) K_0;$$

$$A_L = \left(a_L + \frac{1}{T} \right) K_L + \mathcal{E}_L.$$

Функция $S = f(\varepsilon, D, p, l)$ — функция многих переменных, поэтому для поиска условного экстремума используем метод множителей Лагранжа, т. е. составляем вспомогательную функцию Φ с помощью заданной функции S уравнения связи

$$C p_1 \sqrt{\frac{\left(1 - \frac{1}{\varepsilon^2}\right) D^5}{l}} - Q = 0$$

и вспомогательного множителя λ

$$\Phi = S + \lambda \left[C p_1 \sqrt{\frac{\left(1 - \frac{1}{\varepsilon^2}\right) D^5}{l}} - Q \right].$$

Далее определяем частные производные $\partial\Phi/\partial p_1$; $d\Phi/dD$; $\partial\Phi/\partial\varepsilon$; $\partial\Phi/\partial l$ и приравняем их нулю.

Из системы уравнений

$$\frac{\partial\Phi}{\partial p_1} = A_B B D^2 + \lambda C \sqrt{\frac{\left(1 - \frac{1}{\varepsilon^2}\right) D^5}{l}} = 0;$$

$$\frac{\partial\Phi}{\partial D} = 2A_B B p_1 D + A_D + \frac{S}{2} \lambda C p_1 \sqrt{\frac{\left(1 - \frac{1}{\varepsilon^2}\right) D^5}{l}} = 0;$$

$$\frac{\partial\Phi}{\partial\varepsilon} = \frac{m-1}{m} A_N a Q \frac{1}{l \varepsilon^{1/m}} + \lambda C p_1 \frac{1}{\varepsilon^3} \sqrt{\frac{D^5}{1 - \frac{1}{\varepsilon^2}}} = 0;$$

$$\frac{\partial\Phi}{\partial l} = -A_N a Q \frac{\varepsilon^{\frac{m-1}{m}}}{l^2} - \frac{A_0}{l^2} - \frac{1}{2} \lambda C p_1 \sqrt{\frac{D^5 \left(1 - \frac{1}{\varepsilon^2}\right)}{l^3}} = 0;$$

$$C p_1 = \sqrt{\frac{\left(1 - \frac{1}{\varepsilon^2}\right) D^5}{l}} - Q = 0$$

определяем условный экстремум для функции приведенных затрат при заданной пропускной способности Q

$$p_1 = \frac{2A_0}{B A_B D}; \quad l = 4 \left(\frac{C}{BQ} \cdot \frac{A_D}{A_B} \right)^2 D^3 \left(1 - \frac{1}{\varepsilon^2} \right);$$

$$D = \sqrt{\frac{m-1}{8m} \cdot \frac{B^2}{C^2} \cdot \frac{A_B^2}{A_D^2} A_N a Q^3 \varepsilon^{\frac{3m-1}{m}}}.$$

Величина ε определяется методом итераций из уравнения

$$\frac{m-1}{m} \varepsilon^{\frac{3m-1}{m}} - \frac{3m-1}{m} \varepsilon^{\frac{m-1}{m}} = 2 \left(\frac{A_0}{A_N a Q} - 1 \right).$$

Данный метод дает скорее качественную, чем количественную оценку. Его основной недостаток состоит в том, что этот метод весьма чувствителен к ошибкам задания исходной информации, которые почти постоянно превышают 5%. Конечные результаты смещаются более чем на 10% и зачастую приводят к получению нереализуемых параметров газопровода. Исходная информация, например коэффициенты K_N , \mathcal{E}_N , K_0 и другие, находится по данным строительства и эксплуатации различных газопроводов, дополняется

на практике различными коэффициентами запаса и по сути дела являются некоторым средневзвешенным по опыту строительства и эксплуатации. Несмотря на то, что аналитический метод — наиболее точный непрерывный метод поиска экстремума, погрешность задания исходных величин сводит на нет все его достоинства, тем более что функция имеет пологий экстремум. Поэтому для практических расчетов часто используются методы прямого перебора вариантов.

5. ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМ ДАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА БОЛЬШИХ ПОТОКОВ ГАЗА

Исходная информация для расчета рациональных параметров газопроводов нестабильна. Учитывая это, полученные результаты (рациональные параметры) также нельзя считать твердо установленными, но исследование тенденции их изменений позволит определить направление технического прогресса, связанного с созданием необходимого оборудования для мощных газопроводов.

Определение рациональных единичных мощностей агрегата $N_{ед}$, степени сжатия ϵ и областей рационального применения типоразмеров КС проведено для условий центральных районов европейской части СССР в пределах пропускной способности газопроводов 75—600 млн. м³/сут для дискретного ряда давлений нагнетания 56, 65, 73, 80, 90, 100 кгс/см² и ряда единичных мощностей газотурбинных агрегатов 16, 25, 30 тыс. кВт. Расчет велся методом перебора [1.6, 1.7].

При больших пропускных способностях газопроводов Q более экономична параллельная схема соединения компрессорных агрегатов. Необходимая степень сжатия должна достигаться в одном агрегате. Поэтому в данной книге рассматриваются КС различных типоразмеров только с параллельной схемой соединения агрегатов.

Рациональные параметры КС определялись по минимуму комплекса удельных приведенных затрат [в тыс. руб. · см⁴/(год · кг²)]

$$S = \frac{S}{p_n^2 - (p_k + 1,5)^2}$$

Таблица 1.5

Зависимость удорожающих коэффициентов капиталовложений, пропорциональных установленной мощности, от повышения давления

Давление p_n , кгс/см ²	73	80	90	100
Удорожающий коэффициент	1,06	1,10	1,15	1,20

S Тбис. оуб-см'/коднг*)

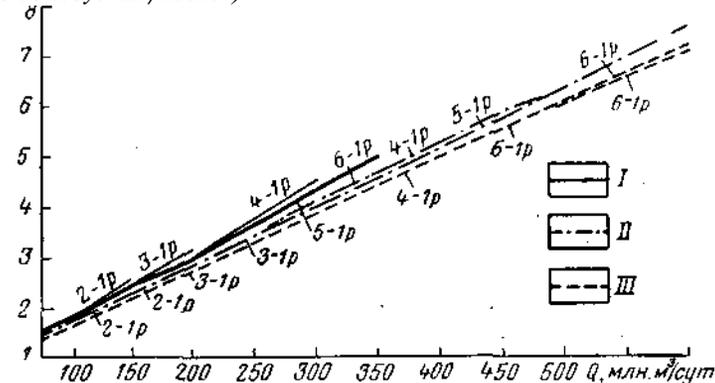


РИС. 1.6. Области рационального применения КС различных типоразмеров.

Надписи типа 2~1р означают число соответственно рабочих и резервных агрегатов единичной мощностью:

j — 16 тыс. кВт; II — 25 тыс. кВт; // — 30 тыс. кВт

Удельные капиталовложения в КС, пропорциональные установленной мощности, при давлении нагнетания 56 и 65 кгс/см³ для единичной мощности 16, 25, 30 тыс. кВт приняты соответственно равными 122, 105,5, 95,5 руб/кВт. Чтобы учесть увеличение капиталовложений, пропорциональных установленной мощности, при повышении давления p_n приняты удорожающие коэффициенты (табл. 1.5).

Принято, что газовые турбины работают с номинальной нагрузкой при температуре наружного воздуха 15° С и температуре газа на входе КС 15° С с политропическим к. п. д. т|, равным 0,82. Исследования были проведены при стоимости топливного газа 3,5 и 9,5 руб. (рис. 1.6).

На рис. 1.6 приведены области рационального применения КС различных типоразмеров с единичной мощностью агрегатов 16, 25, 30 тыс. кВт при $p_n = 56$ кгс/см* и $q = 75$ -г 600 млн. м'/сут.

Из рис. 1.6 видно, что уже при пропускной способности газопроводов выше 75 млн. м*/сут оказываются выгодными типоразмеры КС с агрегатами мощностью 30 и 25 тыс. кВт.

Исследованиями установлено, что при увеличении стоимости топливного газа и давления нагнетания области рационального применения КС заданных типоразмеров смещаются в сторону увеличения пропускной способности. С повышением давления нагнетания увеличивается пропускная способность газопроводов, начиная с которой рациональные типоразмеры КС с агрегатами большей единичной мощности становятся выгодными.

Зависимость удельных приведенных затрат от степени сжатия и производительности при давлении нагнетания 56 кгс/см² для КС

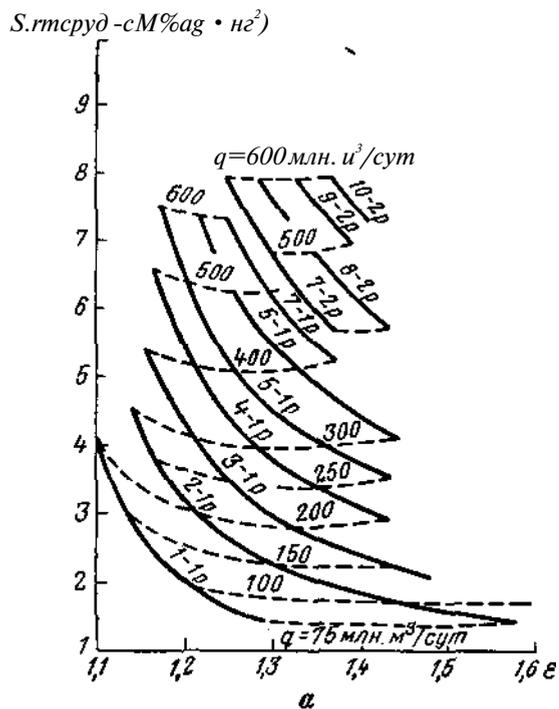
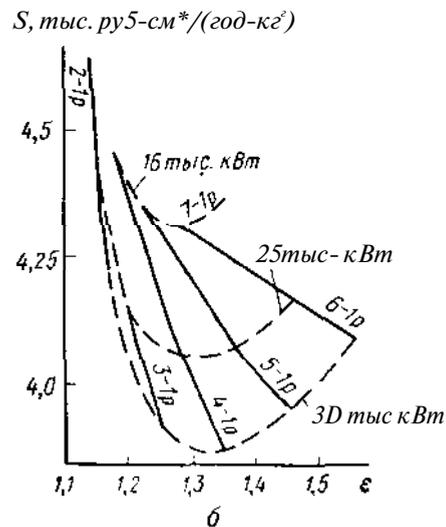
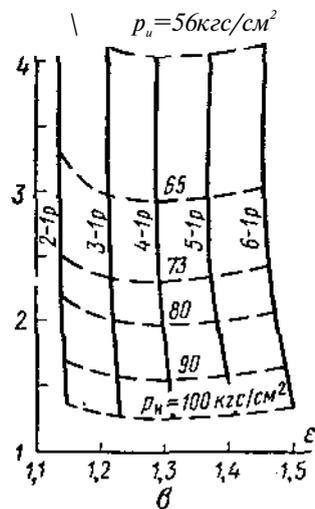


Рис. 1.7. Зависимость Удельных приведенных затрат от степени сжатия и производи- тельности (а), степени сжа- тия и установленной мощ- ности (б), степени сжатия я давления нагнетания (в). Надписи типа 1-1р — см. подпись к рис. 1.6.



8, тыс. руб. на 100 км³ газ · кг²)



различных типоразмеров с агрегатами мощностью 25 тыс. кВт приведена на рис. 1.7.

Анализ показывает, что при заданной единичной мощности агрегата с увеличением пропускной способности оптимальная степень сжатия уменьшается. Кривая удельных приведенных затрат для заданной пропускной способности газопровода весьма пологая, т. е. в окрестности минимума типоразмеры КС при различных величинах E незначительно различаются по удельным приведенным затратам. Как и следовало ожидать, резко увеличиваются удельные приведенные затраты с переходом на типоразмеры КС с двумя резервными агрегатами. Необходимо отметить, что при типоразмерах КС с двумя резервными агрегатами оптимальная степень сжатия увеличивается. На рис. 1.7, б приведена зависимость удельных приведенных затрат от степени сжатия при давлении нагнетания 56 кгс/см² и производительности 300 млн. м³/сут для КС различных типоразмеров с агрегатами мощностью 16, 25, 30 тыс. кВт.

Анализ показывает, что при заданных значениях Q и p_u с увеличением единичной мощности агрегатов оптимальная степень сжатия возрастает.

Для заданных величин q , p_u и N_{cr} существует рациональное ЧИСЛО установленных на КС агрегатов. Оно соответствует степени сжатия КС, наиболее приближающейся к оптимальной. При увеличении единичной мощности агрегатов и рациональном выборе типоразмеров КС удельные приведенные затраты уменьшаются. При меньшей стоимости топливного газа увеличение единичной мощности более эффективно. При давлении нагнетания 56 кгс/см², пропускной способности менее 75 млн. м³/сут л увеличении единичной мощности агрегатов свыше 30 тыс. кВт следует ожидать увеличения удельных приведенных затрат.

На рис. 1.7, в дана зависимость удельных приведенных затрат от степени сжатия для КС различных типоразмеров с агрегатами мощностью 25 тыс. кВт при производительности 300 млн. м³/сут л давлениях нагнетания 56, 65, 73, 80, 90, 100 кгс/см². Из рис. 1.7 видно, что при заданных величинах N_{cr} и типоразмере КС степень сжатия с увеличением давления нагнетания возрастает, оптимальная же степень сжатия при этом уменьшается. Рациональное число установленных агрегатов на КС с повышением давления нагнетания имеет тенденцию к уменьшению. С увеличением давления нагнетания от 56 до 65 и 73 кгс/см² значительно снижаются удельные приведенные затраты и несколько замедляется темп уменьшения их при дальнейшем увеличении давления. При высоких давлениях, например 90, 100 кгс/см², минимум по абсолютной величине удельных приведенных затрат более пологий, чем при давлении 56 кгс/см². При более высоком давлении типоразмер КС и степень сжатия мало влияют на общие затраты по КС я трубопроводу, так как снижается доля затрат па компрессорные станции.

Определение рациональных параметров сверхмощных магистральных газопроводов было проведено с учетом условий центральной

части СССР в пределах пропускной способности 150—600 млн. м³/сут для ряда давлений нагнетания 56, 65, 73, 80, 90, 100 кгс/см² и $N_{сд} = 25$ тыс. кВт. Были рассмотрены различные типоразмеры труб диаметром 1420, 2020, 2520 мм при пределах прочности металла 55, 60, 84 кгс/мм². Для определения рационального давления p_n принимались теоретические значения толщины стенок труб.

Рациональные параметры магистральных газопроводов определялись по минимуму комплекса удельных приведенных затрат (в руб·сут/(год·км·млн. м³):

$$\frac{S_{КС}/L + S_{тр}}{Q},$$

где L — длина перегона между КС в км; $S = 0,15K_{тр} + \mathcal{E}_{тр}$ — приведенные затраты на линейную часть газопровода, отнесенные к 1 км его длины, в тыс. руб/(год·км); $K_{тр} = K_{с.тр} + K_{с.мр}$ — капиталовложения в линейную часть газопровода, отнесенные к 1 км его длины, в тыс. руб/км ($K_{с.тр}$ — стоимость 1 км труб в тыс. руб. определялась исходя из табл. 1.6; $K_{с.мр}$ — стоимость строительно-монтажных работ).

Затраты на строительно-монтажные работы по линейной части определялись с учетом веса труб.

Эксплуатационные расходы на линейную часть газопровода были приняты равными 4,5% капиталовложений для первой нитки газопровода и 4,2% для последующих ниток. Принято, что средняя температура перекачки газа $t_{ср}$ составляет 30° С.

Анализ показывает, что прочностные характеристики металла труб оказывают существенное влияние на экономику транспорта газа. Так, если удельные приведенные затраты при использовании сталей труб с пределом прочности 60 кгс/мм² вместо сталей с пределом прочности 55 кгс/мм² уменьшаются на 2,5—3%, то применение сталей с пределом прочности 84 кгс/мм² приводит к уменьшению удельных приведенных затрат на 20—22% (стоимость топливного газа 3,5 руб. за 1000 м³). При этом учитывается, что при заданных прочностных характеристиках металла труб основные параметры выбраны рационально. Расчетами также установлено, что транспорт газа при $p_n = 56$ кгс/см², $\sigma_b = 60$ кгс/мм² и стоимости 1 т труб 200 руб. имеет приведенные затраты те же, что и транспорт газа при давлениях 73 и 80 кгс/см², $\sigma_b = 84$ кгс/мм² и стоимости 1 т труб около 360 руб. Это свидетельствует о значительной перспективности

транспорта газа по трубопроводам с повышенными прочностными характеристиками металла и повышенным давлением нагнетания $xl'/кс$ при сравнительно высоких стоимостях 1 т труб.

С увеличением стоимости топливного газа области рационального применения труб заданных типоразмеров смещаются в сторону уменьшения пропускной способности газопровода.

Удельные приведенные затраты значительно сокращаются с увеличением пропускной способности, когда осуществляется переход на газопровод большего диаметра, и несколько меньше снижаются при переходе газопровода на две нитки и более. Удельные приведенные затраты при увеличении давления изменяются мало при наличии минимума пропускной способности газопровода. Повышение давления более эффективно при использовании труб меньшего диаметра. Оптимальная пропускная способность газопровода $<?_{opt}$ имеет прямо пропорциональную зависимость от величины p_n , а с ростом стоимости топливного газа величина $(?_{opt}$ уменьшается. При увеличении величины Q_b пропускная способность газопровода заданного диаметра и давления нагнетания уменьшается.

Если минимальную толщину стенки считать равной 1/120, то при минимально допустимой толщине стенки труб и $\sigma_b = 84$ кгс/мм² минимальное давление нагнетания составляет 73 кгс/см². При $\sigma_b = 55$ и 60 кгс/мм² той же стоимости топливного газа удельные приведенные затраты минимальны при давлении 65 кгс/см², т. е. рациональная величина p_n с ростом предела прочности повышается. С увеличением стоимости топливного газа рациональное давление нагнетателя также возрастает.

Данный анализ проводился без учета надежности работы газопровода, в связи с чем было получено, что существует довольно широкая область рационального применения труб диаметром более 2 м. Однако при учете существующего технического уровня промышленности и соответствующей ему степени надежности показано, что нерационально использовать магистральные газопроводы более 1,4—1,8 м при сохранении основных тенденций рассмотренных выше.

Подход к определению оптимальных параметров систем дальнего транспорта газа с учетом надежности описан ниже.

Таблица 1.6
Стоимость 1 т труб при различных пределах прочности металла

Предел прочности металла σ_b , кгс/мм ²	55	<i>m</i>	84
Стоимость 1 т труб, руб.	177	200	244

1. УРАВНЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ГАЗА В ГАЗОПРОВОДЕ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ ДЛЯ АНАЛИЗА НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ

В настоящее время разработаны теоретические основы управления магистральными газопроводами в диапазоне значительного отрезка времени — на основе смены месячного и сезонного оптимального стационарного режима. Вопрос сейчас состоит в том, чтобы сравнить различные методы и оценить их с точки зрения применимости в работе диспетчерских служб Управлений магистральных газопроводов. Оперативное же управление магистральными газопроводами, т. е. внутри диапазона данного стационарного режима, до сих пор зиждется на интуиции операторов, что имеет определенные достоинства и недостатки. Это объясняется только тем, что к оперативному управлению можно перейти лишь тогда, когда будут более или менее разработаны теоретические основы выбора оптимального стационарного технологического процесса.

Имеется несколько попыток использовать метод смены стационарных режимов, однако в силу принципиальных ограничений он вряд ли может быть применен для оперативного управления в широком диапазоне.

Оперативное управление является управлением неустановившимися процессами в магистральном газопроводе, их математическая модель значительно сложнее, чем для стационарного случая.

Газ внутри магистрального газопровода рассматривают как газодинамическую систему, для которой применимы законы сохранения количества движения, сохранения энергии (при этом теплообменом между магистральным газопроводом и грунтом пренебрегают [2.1, 2.2]).

Уравнение неразрывности, или закон сохранения массы, показывает, что изменение массовой скорости потока на выходе из определенного геометрического объема равно скорости изменения массы в единице объема:

$$-\frac{\partial p}{\partial t} = c^2 \frac{\partial (\rho v)}{\partial x}, \quad (2.1)$$

где c — скорость звука в газе.

Закон сохранения количества движения определяет, что сила, действующая на газ в рассматриваемом объеме, равна скорости

изменения во времени количества движения в пределах рассматриваемого объема газа плюс количество движения в уходящем потоке:

$$\frac{\partial}{\partial x} [(1 + \beta_k) \rho v^2] + \frac{\partial (\rho v)}{\partial t} = -\frac{\partial p}{\partial x} - \rho g \sin \alpha - \frac{\lambda \rho v^2}{2D}, \quad (2.2)$$

где β_k — коэффициент поправки на силы Кориолиса.

Член $\partial/\partial x [(1 + \beta_k) \rho v^2]$ существенно влияет при перепадах давления порядка тысяч килограммов на квадратный сантиметр. Член $\rho g \sin \alpha$ учитывает разность уровней по длине магистрального газопровода, член $\partial(\rho v)/\partial t$ — инерционность процесса.

Уравнение состояния имеет вид:

$$p = \rho z RT, \quad (2.3)$$

где z — коэффициент сжимаемости газа.

Процесс перекачки газа рассматривается как регулярный процесс, на который накладываются процессы, поддающиеся лишь статистическому описанию или статистическим закономерностям.

Во многих работах разбирается вопрос о периодических возмущениях, таких, например, как гармонические волновые пакеты и стоячие волны. Аперриодическим возмущениям уделяется гораздо меньше внимания; обычно отмечается, что их можно разложить на гармонические составляющие, пользуясь интегральной теоремой Фурье.

При выводе исходных уравнений пренебрегают вязкостью и теплопроводностью. Получение более точных приближений, учитывающих некоторые свойства явлений, обусловленных вязкостью, теплопроводностью и нелинейностью в уравнениях движения жидкости, является важным и трудным делом. В настоящее время ряд задач решен только для случаев течения газа в отдельно взятом участке трубы. Однако для анализа сложных систем магистральных газопроводов их использование затруднено из-за громоздкости вычислений.

Как сложная динамическая система, система дальнего транспорта газа (СДТГ) состоит из большого числа элементов, различным образом включенных в технологический процесс перекачки газа. Среди них можно выделить группу элементов, учет динамических свойств которых необходим. Это участки магистрального газопровода между КС, между месторождением и КС, между последней КС и потребителями газа. Любая математическая модель отражает лишь существенные стороны физической модели.

В настоящей работе рассматривается одномерное изотермическое течение газа с постоянными физическими параметрами с учетом их распределенности по длине и в пространстве. Исходной служит система нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных, полученная на основе законов сохранения массы, энергии и количества движения, рассмотренных выше.

В общем случае нестационарного движения изменения плотности пренебрежимо малы, если выполняется условие $v \ll c$ (скорость

течения газа значительно ниже скорости звука) и $T \gg Lc$, где T и L — характерные время и расстояние, на которых скорость жидкости v претерпевает заметное изменение. Для этих случаев плотность можно принять постоянной во всем пространстве, заполненном газом. Если движется газ при небольших перепадах давления, как в магистральных газопроводах, то член $\partial/\partial x [(1 + \beta_k)\rho v^2]$ в уравнении (2.2) очень мал и его можно опустить. Для упрощения исходной системы часто рассматривают горизонтальный трубопровод. Тогда

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} = -\frac{\partial p}{\partial x} - \lambda \frac{\rho v^2}{2D}; \quad -\frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (2.4)$$

Для длинных газопроводов и плавных движений газа можно использовать систему нелинейных уравнений параболического типа

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\lambda \rho v^2}{2} = 0; \quad \rho = \rho(p); \quad -\frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (2.5)$$

Для коротких трубопроводов и в случае малого трения можно отбросить член $\lambda \rho v^2/2D$ и использовать для анализа систему линейных уравнений гиперболического типа

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} = -\frac{\partial p}{\partial x}; \quad \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = -\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (2.6)$$

Рассмотренные нелинейные уравнения стараются линеаризовать тем или иным методом так, чтобы ошибка решения линеаризованных уравнений была минимальна. И. А. Чарным предложены четыре метода линеаризации, не однозначных по точности и быстродействию счета. Для первого метода осредняют квадратичный член

$$\frac{\lambda \rho v^2}{2D} \approx \left(\lambda \frac{v}{2D} \right)_{\text{ср}} \rho v = k \rho v,$$

где $k = \frac{\lambda v_{\text{ср}}}{2D}$.

При этом принимают

$$k = \frac{\lambda v}{2D},$$

где $v = \frac{2}{3} \frac{v_1^2 + v_1 v_0 - 2v_0^2}{v_1 - v_0}$;

v_1, v_0 — пределы изменения скорости в данном неустановившемся движении.

Тогда имеем:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + k \rho v; \quad -\frac{\partial p}{\partial t} = c^2 \frac{\partial(\rho v)}{\partial x}.$$

Во втором методе после преобразований получаем:

$$\frac{\partial \ln p}{\partial x} = \frac{1}{c^2} \left(\frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\lambda v^2}{2D} \right); \quad -\frac{\partial \ln p}{\partial t} = \frac{\partial v}{\partial x}.$$

Для случая длинного газопровода, вводя новую функцию Лейбсона $p = \int_0^p \rho dp$, приходим к уравнениям вида

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = b \rho v; \quad -\frac{\partial p}{\partial t} = m \frac{\partial(\rho v)}{\partial x},$$

где $b = \frac{\lambda \rho v}{2D} = \frac{64\mu}{2D^2}$; $m = \frac{\partial p}{\partial \rho} = \frac{\rho dp}{d\rho}$.

Это означает, что закон Бойля — Мариотта $\rho = \rho_0 p / p_0$ заменяется экспоненциальной функцией $\rho = \rho_0 e^{\frac{p-p_0}{m}}$.

Тогда

$$m = \frac{p_1 - p_0}{\ln \frac{\rho_1}{\rho_0}},$$

где p_0, p_1, ρ_0, ρ_1 — пределы изменения давления и плотности в данном нестационарном течении.

При больших изменениях отношения ρ_1/ρ_0 метод дает значительное отклонение.

В четвертом методе имеем:

$$p = \frac{1}{gRT} \int_{p_0}^p \frac{p dp}{z(p)},$$

тогда

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = b \rho v; \quad -\frac{\partial p}{\partial t} = \chi b \frac{\partial(\rho v)}{\partial x},$$

где $\bar{\chi} = 0,72\chi(p_{\max}) = \text{const}$ при ошибке менее 5%; или

$$\chi(p) = \frac{1}{b} \cdot \frac{dp}{dp} = \frac{1}{b} \cdot \frac{pz(p)}{z(p) - p \frac{dz(p)}{dp}},$$

где $z(p)$ — коэффициент сжимаемости.

В последнее время широкое распространение получила система уравнений

$$\begin{aligned} -\frac{\partial p^2}{\partial x} &= \frac{\lambda c^2 G^2}{DF}; \\ -\frac{\partial p}{\partial t} &= c^2 \frac{\partial G}{\partial x}, \end{aligned}$$

которая получается из системы уравнений (2.5) путем подстановки величины $p/\rho = c^2$ и массового расхода $G = \rho \omega F$.

Отсюда получаем:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\lambda G}{D\rho F} \cdot \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (2.7)$$

где $P = p^2$ — квадрат давления в газопроводе.

Произведя в уравнении (1.7) линеаризацию путем введения новой переменной

$$\tau = \frac{DF}{\lambda} \left(\frac{p}{G} \right)_{cp} t,$$

получаем:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\partial P}{\partial \tau}, \quad (2.8)$$

т. е. линейное уравнение теплопроводности относительно квадрата давления. Уравнение (2.8) также разрешимо при некоторых случаях переменной величины $\alpha = \rho\gamma = Dp/\lambda G$, где β и γ — сомножители.

Случаи

$$\alpha = \alpha_0 x^n;$$

$$\beta = \beta_0 x^m;$$

$$\gamma = \gamma_0 x^n;$$

$$\alpha = \alpha_0 (1 + \alpha_1 p)$$

и некоторые другие представления для решения нелинейных уравнений движения газа по длинным трубопроводам будут рассмотрены ниже.

Вопросы неустановившегося движения реальной жидкости в трубах имеют существенное значение как для проектирования, так и для эксплуатации трубопроводов. Они основываются на классических работах наших и зарубежных физиков, гидро- и аэродинамиков: И. Е. Жуковского, А. С. Лейбензона, С. А. Христиановича, К. П. Станюковича, Г. Ламба, Л. Прандтля и многих других. Самыми первыми и значительными работами в прикладной теории неустановившегося движения реальной жидкости в трубопроводах, ставшими

по сути дела также классическими, были работы И. А. Чарного, результаты исследования которого были окончательно изложены к монографии [2.1] и учебном пособии [2.2]. Весьма важными вопросами для задач диспетчерской службы, решенными в работах И. А. Чарного, были рассмотрение вопросов распространения ударных волн по длинным трубопроводам, теоретическое и экспериментальное исследование возможности линеаризации исходных уравнений неустановившегося движения и их применения для случая дозвуковых скоростей движения газа при малых перепадах давления, что широко используется при анализе процессов в длинных трубопроводах, использование методов разделения переменных Д'Аламбера и Фурье, а также интегрального преобразования Фурье для решения практических задач прикладной теории неустановившегося движения газа, аккумулирующей способности магистрального газопровода, вопросы колебательных процессов в обвязке компрессорной станции и др.

Многие последующие работы по нестационарному движению газа явились результатом обобщения и дальнейшего развития идей И. А. Чарного. В специальный раздел выделились методы исследования колебаний труб, фундаментов компрессорных машин и обвязки компрессорной станции — работы, например [2.3] и др.

В настоящее время можно выделить несколько направлений исследования различных методов для решения прикладных задач анализа неустановившихся режимов в магистральных газопроводах.

1. Классические математические методы решения уравнений газа, как-то: методы разделения переменных Фурье [2.1], характеристик [2.2, 2.4] и др.

2. Методы интегральных преобразований Фурье, Меллина, Лапласа или их обобщения в виде преобразований типа свертки. Сюда относятся работы Л. С. Лейбензона [2.5], И. А. Чарного [2.11], В. И. Черникина [2.6], И. Е. Ходановича [2.7, 2.8], Ф. Г. Темпея [2.9, 2.10], З. Т. Галиуллина [2.11, 2.12], Г. А. Бабаджаняна [2.13], Ш. Долетала [2.4], В. И. Городецкого [2.15], О. Л. Синельниковой [2.16], Л. М. Мовсеяна [2.17] и др.

Решение уравнений движения газа обычно получают в виде бесконечной суммы функций, используют некоторые виды специальных функций либо применяют преобразования координат, упрощающие конечный результат. Обычно используют два подхода для получения конечных результатов: вначале проводят линеаризацию в том или ином виде (по И. А. Чарному, путем введения функции Лейбензона и т. д.) и решают линеаризованные уравнения или решают исходные нелинейные уравнения тем или иным методом, а конечный результат интегрируют и преобразовывают таким образом, чтобы имелась возможность его применения для широкого круга прикладных задач. При этом не всегда оговаривается круг задач, решаемых при последнем подходе, и справедливость вводимых допущений при решении исходных уравнений. Поэтому из всех существующих методов, на наш взгляд, более или менее обоснованными

и прошедшими экспериментальную проверку являются линеаризация по И. А. Чарпому и путем введения осреднения производной во времени от давления по длине газопровода (функция Лейбензона). При этом экспериментально доказано, что в случае получения решения в виде ряда для практических задач можно ограничиться одним или двумя первыми членами ряда.

3. Методы теории автономных движений газа, разработанной Л. И. Седовым [2.18], К. П. Станюковичем [2.19] и др.

В основном это направление для нашего круга задач охватывается работами Ф. Г. Темполя [2.10], З. Т. Галиуллина [2.20], А. М. Асатуряна [2.21] и др.

4. Методы физического моделирования, основанного на теории подобия, развитой М. В. Киршгчевым, А. С. Гухманом и др. Несмотря на то, что эти методы известны сравнительно давно, они могут, видимо, применяться только для решения частных задач системы дальнего транспорта газа.

5. Конечно-разностные методы. Не рассматривая общетеоретические работы, здесь следует остановиться на исследованиях Е. М. Минского и Ю. И. Максимова [2.22]–[2.24], А. В. Александрова [2.25], О. В. Васильева и А. Ф. Воеводина [2.26] и некоторых других авторов, рассматривающих прикладные задачи транспорта газа.

Если для решения линейных уравнений в частных производных, которые с той же точностью для нашего круга задач решаются другими методами с большой эффективностью, конечно-разностный метод разработан достаточно полно и глубоко, то для нелинейных уравнений в частных производных в настоящее время нет общих рекомендаций, а достаточная сходимость получена только для определенного круга задач. Для конечно-разностных методов проявляется противоречие между точностью решения и машинным временем, обусловленным как конечно-разностной сеткой, так и сложностью вычислительной процедуры. Поэтому, насколько не умаляя значения метода конечных разностей, можно сказать, что его можно использовать как эталонный при сравнении с другими методами, так как из-за большого машинного времени и сложности стыковки линейных участков с компрессорными станциями при имеющемся парке вычислительных машин он вряд ли в ближайшее время будет использован для оперативного управления сложными СДТГ.

6. Методы аналогового моделирования неустановившихся процессов в СДТГ нашли широкое применение. Они развиты в работах Д. Б. Баясанова [2.27], Ф. Г. Темполя [2.28], М. О. Жидковой [2.29], А. Р. Ренодона [2.30], М. Я. Гинзбурга [2.31] и др.

Применение методов аналогового моделирования для изучения неустановившихся процессов в СДТГ дает возможность получить компактное аналоговое устройство для СДТГ значительной сложности, дающее возможность решить большой круг задач, связанных

с транспортом газа. Но если задачи анализа процессов в участках газопровода с той или иной точностью решаются методами аналогового моделирования, то выбор оптимального режима и некоторые другие вопросы, связанные с оптимизацией работы СДТГ, затрудняются как недостаточно разработанными вопросами использования залогового моделирования для решения задач оптимизации, так и тем, что в этом случае модель усложняется устройствами для их реализации. Также имеются определенные трудности и в реализации устройств, имитирующих работу компрессорной станции.

7. Методы статистической динамики [2.32]. Их применение оправдано лишь эпизодически для проверки допустимости использования аналитических методов. Обладая некоторыми преимуществами при учете реальных сторон только данного процесса перекачки газа, они менее универсальны по сравнению с аналитическими методами, требуют значительного времени для записи реализаций и большего машинного времени для расчетов. Кроме того, ошибка при аппроксимации статистических характеристик трудно поддается оценке, поэтому такой метод вряд ли может быть рекомендован для диспетчерских расчетов.

СДТГ представляет собой единую взаимосвязанную технологическую систему, включающую в себя промысел, магистральный газопровод высокого давления, городской газовой коллектор, распределительную сеть низкого давления и объекты потребления газа. Изменения в режиме работы одного из перечисленных элементов, влияющие на режим системы в целом. Общим свойством трубопроводной перекачки газа является нестационарность процессов в системе, причем основная причина возникновения неустановившихся режимов в газопроводе — неравномерное потребление газа. Поэтому, на наш взгляд, наиболее перспективной методикой, которую можно использовать как для анализа и выбора оптимального режима при неустановившихся процессах перекачки газа, так и для оперативного диспетчерского управления, является математическое моделирование. Оно заключается в том, что при разумном упрощении исходных уравнений неустановившегося движения газа, используя те или иные математические методы, произведя те или иные математические операции, можно привести исходные уравнения к такому виду, чтобы их можно было использовать в качестве математической модели сложных СДТГ. Это означает, что, не увеличивая погрешности исходных уравнений, мы получаем выигрыш в машинном времени счета при быстрой сходимости вычислительной процедуры. Данная математическая модель должна позволять анализировать всевозможные ситуации в области нормальной эксплуатации магистральных газопроводов. При помощи цифровых вычислительных машин эту модель необходимо использовать для оперативного диспетчерского управления в сложных СДТГ.

С рассмотренной точки зрения, при учете работ [2.2], [2.31], [2.32] по линеаризации нелинейных движений газа, наиболее целесообразно для задач диспетчерских служб применение методов.

разделения переменных Фурье и интегральных преобразований, так как они при одинаковой точности с другими методами приводят к конечным результатам с меньшими экономическими затратами.

Ниже будут рассмотрены некоторые методы анализа нестационарных процессов в участках газопроводов, получившие достаточное распространение.

2. КОНЕЧНО-РАЗНОСТНЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ

Получение аналитических решений нелинейной системы уравнений даже для одномерного неустановившегося движения газа затруднительно. Поэтому часто прибегают к численному решению исходных уравнений в «лоб», численными методами. Здесь рассмотрены конечно-разностные методы решения уравнений нестационарного течения газа для линеаризованных и нелинейных систем. Конечно-разностные схемы менее точны, чем аналитические, и зависят от шага схемы. Однако замена дифференциального уравнения конечно-разностным должна быть обоснована с точки зрения сходимости схемы и должна приводить к результатам, приближающимся к точному решению. Основной недостаток конечно-разностных схем для задач диспетчерского управления состоит в сравнительно большом машинном времени счета.

Для длинных газопроводов с учетом линеаризации имеем:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = -k\rho v; \quad -\frac{\partial p}{\partial t} = c^2 \frac{\partial(\rho v)}{\partial x}. \quad (2.9)$$

Дифференцируя выражение

$$\rho v = -\frac{1}{k} \cdot \frac{\partial p}{\partial x}$$

по x и подставляя в формулу (2.9), получаем

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} - \frac{1}{a} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} = 0, \quad (2.10)$$

где $a = \frac{c^2}{k}$.

При прямоугольной решетке на плоскости $x-t$, для которой точки решетки $x_i = x_0 + ih$ и $t_j = t_0 + j\tau$, где i и j — целые числа, имеем:

$$\frac{\partial^2}{\partial x^2} p(x_i, t_j) = \frac{1}{h^2} (p_{i+1}^j - 2p_i^j + p_{i-1}^j)$$

и

$$\frac{\partial}{\partial t} p(x_i, t_j) = \frac{1}{\tau} (p_i^{j+1} - p_i^j).$$

Тогда получаем исходное уравнение:

$$\frac{1}{h^2} (p_{i+1}^j - 2p_i^j + p_{i-1}^j) = \frac{1}{a\tau} (p_i^{j+1} - p_i^j).$$

Разрешая его относительно величины p_i^{j+1} , получаем:

$$p_i^{j+1} = (1 - 2m) p_i^j + m (p_{i+1}^j + p_{i-1}^j),$$

где $m = \frac{a\tau}{h^2}$.

Если принять оценку погрешности $f(h^4)$, то $m = 1/6$. Находим:

$$p_i^{j+1} = \frac{1}{6} (p_{i+1}^j + 4p_i^j + p_{i-1}^j).$$

В качестве граничных условий можно принять

$$p(0, t) = f_1(t) \text{ для } t \geq 0;$$

$$p(L, t) = f_2(t) \text{ для } t \geq 0$$

и в качестве начального условия

$$p(x, 0) = g(x) \text{ для } 0 \leq x \leq L.$$

Для конечно-разностной схемы граничные и начальные условия запишутся при $h = L/M$, где M — целое число:

$$p_0^j = f_1(j\tau) \text{ для } j \geq 0;$$

$$p_M^j = f_2(j\tau) \text{ для } j \geq 0;$$

$$p_i^0 = g(jh) \text{ для } 0 \leq i \leq M.$$

Начиная с известных значений p_i^0 при $j = 0$, для $i = 1, 2, 3, \dots, M-1$ по известным величинам p_0^j и p_M^j определяют все значения p_i^j . Используя величины p_i^j при $j = 0$ по уравнению

$$p_i^{j+1} = (1 - 2m) p_i^j + m (p_{i+1}^j + p_{i-1}^j)$$

определяют величины p_i^j и так далее на всех j последовательных строках решетки. Таким образом, решение сводится к нахождению распределения давления по длине газопровода через последовательные промежутки времени τ .

Например, для уравнения

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \quad (2.11)$$

при начальных и краевых условиях

$$p(x, 0) = 4x(1-x); \quad 0 \leq x \leq 1;$$

$$p(0, t) = 0; \quad p(1, t) = 0;$$

$$0 \leq t < \infty$$

Таблица 2.1

Решение уравнения (2.11) конечно-разностным методом

Шаг j	Шаг i										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	0	0,360	0,040	0,840	0,960	1,000	0,960	0,840	0,640	0,360	0
1	0	0,347	0,627	0,827	0,947	0,987	0,947	0,827	0,627	0,347	0
2	0	0,336	0,613	0,813	0,933	0,973	0,933	0,813	0,613	0,336	0
3	0	0,326	0,600	0,800	0,920	0,960	0,920	0,800	0,600	0,326	0
4	0	0,317	0,588	0,787	0,907	0,947	0,907	0,787	0,588	0,317	0
5	0	0,309	0,576	0,774	0,894	0,934	0,894	0,774	0,576	0,309	0
6	0	0,302	0,564	0,761	0,881	0,921	0,881	0,761	0,564	0,302	0

для $h = 1/10$ и $\tau = h^2/6a = 1/600$ получаем значения, приведенные в табл. 2.1.

Начальная строка табл. 2.1 заполняется на основании уравнения

$$p(x_i, 0) = 4x_i(1 - x_i) = 0,4i(1 - 0,1i)$$

при $i = 0, 1, 2, 3, \dots, 10$.

В первой и последней строке табл. 2.1 вписываются данные граничных условий $p(0, t_j) = p(1, t_j) = 0$ при $j = 0, 1, 2, 3, \dots$

Остальные строки заполняются последовательно с помощью формулы

$$p_i^{j+1} = \frac{1}{6}(p_{i+1}^j + 4p_i^j + p_{i-1}^j).$$

Ось $x = 1/2$ является осью симметрии, поэтому расчет можно вести до величины $x = 1/2$, учитывая это при построении графика.

При коротких газопроводах, применяя для уравнений

$$\frac{1}{c^2} \cdot \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \quad (2.12)$$

аналогичную процедуру, имеем:

$$\frac{1}{h^2}(p_{i+1}^j - 2p_i^j - p_{i-1}^j) = \frac{1}{c^2\tau}(p_i^{j+1} - 2p_i^j - p_i^{j-1})$$

или относительно величины p_i^{j+1}

$$p_i^{j+1} = 2(1 - m^2)p_i^j + m^2(p_{i+1}^j + p_{i-1}^j) - p_i^{j-1},$$

где

$$m = \frac{c\tau}{h}.$$

Если выбрать величину τ/h так, что $m = 1$, то получим:

$$p_i^{j+1} = p_{i+1}^j + p_{i-1}^j - p_i^{j-1}.$$

Граничные и нулевые условия имеют вид:

$$p(0, t) = f_1(t) \text{ при } t \geq 0;$$

$$p(L, t) = f_2(t) \text{ при } t \geq 0;$$

$$p(x, 0) = g_1(x) \text{ при } 0 \leq x \leq L;$$

$$\frac{dp}{dt}(x, 0) = g_2(x) \text{ при } 0 \leq x \leq L$$

или в разностном виде:

$$p_0^j = f_1(j\tau) \text{ при } j \geq 0;$$

$$p_M^j = f_2(j\tau) \text{ при } j \geq 0;$$

$$p_i^0 = g_1(ih) \text{ при } 0 \leq i \leq M;$$

$$p_i^0 = g_1(ih) + \tau g_2(ih) \text{ при } 0 \leq i \leq M,$$

где $h = \frac{L}{M}$.

Решение конечно-разностными методами представляет собой пошаговый процесс, при котором последующие величины получаются из известных предыдущих.

Начиная с известных значений p_i^j в первых двух строчках, полученных из начальных условий, ищем при $j = 2$ по разностному уравнению

$$p_i^{j+1} = p_{i+1}^j + p_{i-1}^j - p_i^{j-1}.$$

Величины p_i^j при $i = 1, 2, 3, \dots, M$ для всех внутренних точек третьей строки. Значения p_0^j и p_M^j даются граничными условиями. Имея все p_i^j , положив $j = 3$, найдем величину p_i^4 и т. д.

Например, для уравнения (2.11) при начальных и граничных условиях

$$p(0, t) = p(L, t) = 0; \quad 0 \leq t < \infty;$$

$$p(x, 0) = x(L - x);$$

$$\frac{\partial p(x, 0)}{\partial t} = 0; \quad 0 \leq x \leq L$$

при $\tau = h = \pi/18$ получены данные, приведенные в табл. 2.2.

Так как для разностного уравнения требуется знать p_{i-1} -слой, то в этом случае часто, не используя его, с помощью формулы Тейлора определяют:

$$p_{i-1} = p_{i0} - \tau \frac{\partial p_{i0}}{\partial t} + \frac{c^2\tau^2}{2} \cdot \frac{\partial^2 p_{i0}}{\partial x^2}.$$

Для нашего случая

$$\frac{\partial p_{i0}}{\partial t} = 0; \quad \frac{\partial^2 p_{i0}}{\partial x^2} = -2;$$

$$p_{i-1} = p_{i0} + \frac{\pi^2}{2 \cdot 18^2} \cdot (-2) = p_{i0} - 0,03048.$$

Таблица 2.2

Решение уравнения (2.12) конечно-разностным методом

Шаг t	Шаг x									
	0	h	$2h$	$3h$	$4h$	$5h$	$6h$	$7h$	$8h$	$9h$
0	0	0,518	0,975	1,371	1,706	1,980	2,193	2,346	2,437	2,467
h	0	0,487	0,944	1,340	1,675	1,950	2,163	2,315	2,406	2,437
$2h$	0	0,426	0,853	1,249	1,584	1,858	2,071	2,224	2,315	2,346
$3h$	0	0,366	0,731	1,097	1,432	1,706	1,919	2,071	2,163	2,193
$4h$	0	0,305	0,609	0,914	1,218	1,493	1,706	1,858	1,950	1,980
$5h$	0	0,244	0,487	0,731	0,975	1,218	1,432	1,584	1,675	1,706

Так как решение уравнения (2.12) симметрично относительно плоскости $x = \pi/2$, то расчет можно вести лишь до величины $0 \leq x \leq \pi/2$.

Несмотря на кажущуюся простоту применения разностных методов, они при недостаточно продуманном выборе шага могут потерять устойчивость либо будут малосходящимися, т. е. при дроблении шага точность этих методов не будет увеличиваться. Пригодность решения, полученного разностной аппроксимацией, требует исследования. Не всегда можно уменьшить ошибку путем дробления шага сетки, даже если разностное уравнение допускает точное решение. При одном и том же шаге сетки можно получить значительное расхождение. Поэтому пригодны лишь такие схемы, в которых при уменьшении шага сетки решение разностного уравнения сводится к решению рассматриваемого дифференциального.

Для параболического уравнения

$$\frac{p_{i+1}^j - 2p_i^j + p_{i-1}^j}{h^2} = \frac{1}{\alpha} \cdot \frac{(p_i^{j+1} - p_i^j)}{\tau}$$

решение разностного уравнения сводится к решению параболического лишь при условии устойчивости вида $\Delta t \rightarrow 0$; $\Delta x \rightarrow 0$, если $\tau < (1/2\alpha) h^2$.

Для гиперболического уравнения

$$\frac{p_{i-1}^j - 2p_i^j + p_{i+1}^j}{h^2} = \frac{1}{c^2} \frac{p_i^{j+1} - 2p_i^j + p_i^{j-1}}{\tau^2}$$

решение разностного уравнения сводится к решению исходного гиперболического лишь при условии устойчивости вида $\Delta t \rightarrow 0$; $\Delta x \rightarrow 0$, если $\tau < (1/c) h$.

Эти условия устойчивости обеспечивают лучшую аппроксимацию при конечном шаге сетки.

Методом сеток в [2.7] решена задача расчета распределения расхода и давления газа по длине газопровода.

За исходную принималась система

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{2aG}{Fg}; \quad (2.13)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{c^2}{Fg} \cdot \frac{\partial G}{\partial x},$$

где $2a = \lambda G_{св} / 2D \rho Fg$,

при начальных и граничных условиях вида

$$p = \sqrt{p_1^2 - (p_1^2 - p_2^2) \frac{x}{l}};$$

$$G_1 = f(0, t) = G_0;$$

$$G_2 = f(l, t).$$

При замене переменных

$$\bar{G} = \frac{G}{G_0};$$

$$\bar{p} = \frac{p}{p_1}; \quad \bar{\xi} = \frac{x}{L}; \quad \bar{t} = \frac{ct}{L}$$

имеем:

$$\frac{\partial^2 \bar{G}}{\partial \bar{\xi}^2} = \frac{2aL}{c} \cdot \frac{\partial \bar{G}}{\partial \bar{t}}.$$

Граничные и начальные условия примут вид:

$$t = 0; \quad \bar{p} = \sqrt{1 - (1 - \bar{p}_2^2) \bar{\xi}}; \quad \bar{G} = \text{const} = 1;$$

$$\bar{\xi} = 0; \quad \bar{G}_1 = 1;$$

$$\bar{\xi} = 1; \quad \bar{G}_2 = G_2(t).$$

При замене уравнения (2.13) разностным аналогом получаем:

$$\frac{\bar{G}_{i+1}^j - 2\bar{G}_i^j + \bar{G}_{i-1}^j}{h^2} = \frac{2aL}{c} \cdot \frac{\bar{G}_i^{j+1} - \bar{G}_i^j}{\tau}$$

Давление определяется из выражения

$$\bar{p}_i^{j+1} = \bar{p}_{i+1}^{j-1} - \frac{2aLh}{Fg p_1} \bar{G}_{j+1}^{i-1}.$$

Была решена следующая задача:

В сечении $x = 0$ расход постояен и равен $G_0 = 82,96$ кг/с, при $x = L$ расход представлен переменным ступенчатым графиком. В результате расчетов получено распределение расхода (рис. 2.1) и давления (рис. 2.2) для разных сечений во времени по длине в разное время суток (ясно видно, что с 7 до 22 ч происходит опорожнение газопровода с 22 до 7 ч — его наполнение).

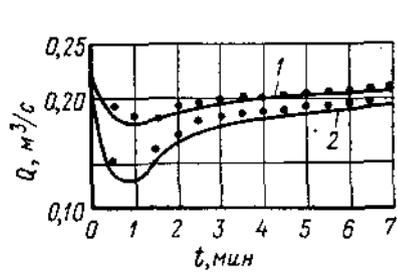


Рис. 2.1. Изменение расхода во времени при одновременном наполнении и опорожнении газопровода:

1 — $x = 500$ м; 2 — $x = 1000$ м; (точками показаны экспериментальные данные)

Максимальная ошибка счета не превысила 6,2%. Результаты экспериментов подтверждают выводы, полученные расчетным путем (см. рис. 2.1).

Ю. И. Максимовым [2.23] предложена иная схема расчета нестационарных режимов на участке газопровода.

Введем безразмерные переменные

$$q = \frac{\rho v F}{\rho_0},$$

где q — расход; ρ — плотность газа;

$$\bar{p} = \frac{p}{p_0} = \frac{\rho}{\rho_0}; \quad Q = \frac{q}{q_0};$$

$$\tau = \frac{t}{t_0}; \quad \kappa = \frac{x}{l},$$

где индекс «ноль» показывает величины-масштабы, получаем:

$$\frac{\partial \bar{p}}{\partial \tau} + \frac{\partial Q}{\partial \kappa} = 0;$$

$$\frac{\partial p^2}{\partial \kappa} + Q^2 = 0.$$

Величины t_0 и q_0 должны удовлетворять соотношениям

$$t_0 = l \sqrt{\frac{\lambda l}{Dz g R T_0}}; \quad q_0 = \frac{\pi D^2}{4} \sqrt{\frac{Dz g R T_0}{\lambda l}}.$$

Тогда имеем:

$$\frac{\partial \bar{p}}{\partial \tau} = \text{sign} \frac{\partial \bar{p}}{\partial \kappa} \cdot \frac{\partial}{\partial x} \sqrt{\left| \frac{\partial p^2}{\partial \kappa} \right|};$$

$$Q = -\text{sign} \frac{\partial \bar{p}}{\partial \kappa} \sqrt{\left| \frac{\partial p^2}{\partial \kappa} \right|}$$

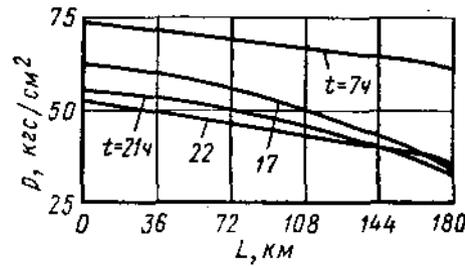


Рис. 2.2. Распределение давления по длине газопровода в различные время суток

при начальном условии

$$p(\kappa) = \sqrt{p_n^2 - (p_n^2 - p_k^2) \kappa}$$

и соответствующих краевых условиях.

Разностное уравнение имеет явный вид:

$$\bar{p}_i^{t+1} = \bar{p}_i^t + \alpha \text{sign} (\bar{p}_{i+1}^t - \bar{p}_{i-1}^t) \left[\sqrt{|\bar{p}_{i+1}^t|^2 - (\bar{p}_i^t)^2} - \sqrt{(\bar{p}_i^t)^2 - |\bar{p}_{i-1}^t|^2} \right],$$

где $\alpha = \tau / h^{1/2}$; $1 \leq i \leq n-1$; $0 \leq j \leq m-1$.

В качестве условия устойчивости получено выражение

$$\tau \leq \frac{1}{2} \kappa \frac{Q_{\min} h^2}{p_{\max}}$$

По этой простейшей конечно-разностной схеме были рассчитаны переходные процессы на участке газопровода при переходе из одного стационарного режима в другой, когда давление на одном конце трубы длиной $x = 1$ поддерживается постоянным, а на другом конце имеем скачок расхода.

Начальными условиями были приняты

$$p^2(x, 0) = 2 - x, \text{ т. е. } p(1, 0) = 1;$$

$$Q = -\frac{\partial \bar{p}}{\partial \kappa} \sqrt{\left| \frac{\partial p^2}{\partial \kappa} \right|} = -1,$$

граничными

$$p(L, t) = 1 \text{ или } \bar{p}_i^{t+1} = 1;$$

$$-\frac{\partial p^2(0, t)}{\partial \kappa} = 3; \quad j = 0, 1, 2, 3, \dots, m-1.$$

Для счета в узле сетки 0, $j+1$ использовалась формула

$$\bar{p}_0^{t+1} = \sqrt{\frac{13}{21} (\bar{p}_1^{t+1})^2 + \frac{17}{21} (\bar{p}_2^{t+1})^2 + \frac{20}{7} h}.$$

Из граничных условий видно, что расход при $t \rightarrow \infty$ стремится к величине $Q = \sqrt{3}$. Так как простейшая схема в случае нулевого расхода, т. е. при остановленном газопроводе, становится неустойчивой, была разработана новая конечно-разностная схема:

$$\bar{p}_i^t = \frac{b F_i^t + \alpha_i^t \sqrt{|(F_i^t)^2 - (b^2 - \alpha_i^t) (\bar{p}_{i-1}^t)^2|}}{b^2 \mp \alpha_i^t},$$

где

$$\alpha_i^t = \bar{p}_{i+1}^t - \bar{p}_{i-1}^t;$$

$$F_i^t = b \bar{p}_i^t + (\bar{p}_{i+1}^t - \bar{p}_{i-1}^t) \sqrt{|\bar{p}_{i+1}^t|^2 - (\bar{p}_i^t)^2};$$

$$b = \frac{h^{1/2}}{\tau}.$$

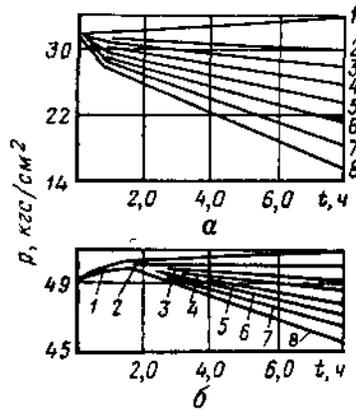


Рис. 2.3. Графики изменения давления во времени при различных расходах газа:

а — на входе в ГРС; б — на выходе КС-6; 1 — 380 тыс. м³/ч; 2 — 380 тыс. м³/ч; 3 — 400 тыс. м³/ч; 4 — 400 тыс. м³/ч; 5 — 420 тыс. м³/ч; 6 — 430 тыс. м³/ч; 7 — 440 тыс. м³/ч; 8 — 450 тыс. м³/ч

что соответствует увеличению расхода газа от 5 до 35% с шагом 5%. Результаты расчета приведены на рис. 2.3. Для случая переменного расхода газа расчет был проведен при заданном графике газопотребления по ГРС «Шоссейная». На выходе КС задавалось постоянное давление 40,5 кгс/см².

Начальные условия: $Q(x, 0) = 350$ тыс. м³/ч при $p(0, 0) = 40,5$ кгс/см²; $p(l, 0) = 15,5$ кгс/см². Результаты расчета для КС-6 представлены на рис. 2.4.

Несмотря на то, что полученные решения указывают на пригодность конечно-разностных схем при анализе режимов систем транспорта газа, нужно еще раз подчеркнуть, что для задач синтеза режимов и оптимизации работы газотранспортных систем эти схемы вряд ли найдут широкое применение в повседневной практике диспетчерских служб из-за своей громоздкости и сравнительно большого времени счета.

Данные схемы могут применяться лишь эпизодически для проверки той или иной значительно более простой модели нестационарных процессов, основанной либо на графическом методе, либо на методах

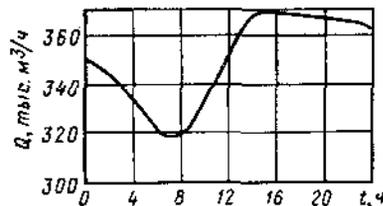


Рис. 2.4. Изменение расхода газа на КС-6 в течение суток

При этом все четные слои считаем со знаком минус, а нечетные со знаком плюс, или наоборот.

Данная схема была апробирована на расчетах нестационарных режимов работы участка магистрального газопровода Серпухов — Ленинград от КС-6 до ГРС «Шоссейная».

Начальное давление КС-6 составляло 45 кгс/см², у ГРС — 24 кгс/см², начальный расход по участку $Q = 353,9$ тыс. м³/ч. Граничные условия принимались в виде: после КС-6 $Q(0, t) = 380$ тыс. м³/ч и ряд вариантов для ГРС «Шоссейная»:

- $Q_1(l, t) = 320$ тыс. м³/ч;
- $Q_2(l, t) = 336$ тыс. м³/ч;
- $Q_3(l, t) = 352$ тыс. м³/ч;
- $Q_4(l, t) = 368$ тыс. м³/ч;
- $Q_5(l, t) = 400$ тыс. м³/ч;
- $Q_6(l, t) = 416$ тыс. м³/ч;
- $Q_7(l, t) = 432$ тыс. м³/ч.

интегральных преобразований, либо на других более быстродействующих и менее громоздких методах, которые требуются для задач диспетчерской службы.

3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА РАЗДЕЛЕНИЯ ПЕРЕМЕННЫХ ФУРЬЕ ДЛЯ РЕШЕНИЯ КРАЕВЫХ ЗАДАЧ ТРАНСПОРТА ГАЗА

В основном для расчета режимов транспорта газа требуется задание граничных условий на концах газопровода: давление или расход на входе (выходе) участка или всего газопровода, давление на входе или расход на выходе и т. д. Для этих задач можно широко использовать методы разделения переменных Фурье и интегральных преобразований.

В связи с тем, что из-за разных краевых условий, вытекающих из задач практики, получается множество различных решений, проведем выкладки только для важнейших типов краевых задач. В качестве исходных уравнений используются в основном два типа линеаризованных уравнений

$$1) \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\partial P}{\partial \tau}, \quad (2.14)$$

где

$$P = p^2; \quad \tau = \frac{DF}{\lambda} \left(\frac{p}{G} \right)_{cp} t;$$

$$2) \frac{\partial p^2}{\partial x^2} = \frac{k}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t},$$

где

$$k = \frac{\lambda v_{cp}}{2D}.$$

Все выкладки проделаны ниже для уравнения (2.14).

Последовательность операций при применении метода разделения переменных для уравнения (2.14) при однородных граничных условиях следующая.

Положим $P(x, \tau) = T(\tau)X(x)$ и подставим в исходное уравнение. Разделяя переменные, найдем:

$$\frac{T'(\tau)}{T(\tau)} = \frac{X''(x)}{X(x)} = -\lambda,$$

откуда

$$T''(\tau) + \lambda T(\tau) = 0; \quad T(\tau) = C e^{-\lambda \tau};$$

$$X''(x) + \lambda X(x) = 0.$$

Обозначая через λ_n собственные значения, а через φ_n — собственные функции краевой задачи для этих уравнений, получаем:

$$P_n(x, \tau) = C_n \exp(-\lambda_n \tau) X_n(x).$$

Тогда решением будет ряд

$$P(x, \tau) = \sum_{n=1}^{\infty} P_n(x, \tau) = \sum_{n=1}^{\infty} C_n \exp[-\lambda_n \tau] X_n(x).$$

Используя начальные условия, при $t = 0$ найдем:

$$\varphi(x) = \sum_{n=1}^{\infty} C_n X_n(x),$$

откуда

$$C_n = \int_0^l f(x) X_n(x) dx.$$

Тогда

$$P(x, \tau) = \sum_{n=1}^{\infty} \exp[-\lambda_n \tau] X_n(x) \int_0^l f(x) X_n(x) dx.$$

Найдем решение уравнения (2.14) при начальных и граничных условиях вида

$$P(0, \tau) = \varphi_1(\tau); \quad P(l, \tau) = \varphi_2(\tau);$$

$$P(x, 0) = P(0, 0) - (P(0, 0) - P(l, 0)) \frac{x}{l} = f(x),$$

где

$$P(0, 0) = p^2(0, 0);$$

$$P(x, 0) = p^2(x, 0);$$

$$P(l, 0) = p^2(l, 0),$$

т. е. в начале и в конце газопровода квадрат давления изменяется по известному закону (при $t = 0$ газопровод находился в стационарном режиме). Определяем распределение давления и пропускной способности по трассе газопровода, а также функции $G(l, t)$ и $G(0, t)$

$$G(x, 0) = A(P(0, 0) - P(l, 0)),$$

где $A = c^2 \lambda_{\text{гидр}} / DF$ — известный масштабный коэффициент, зависящий от параметров газопровода.

$G(x, \tau)$ определяем из условия

$$-\frac{\partial P(x, \tau)}{\partial x} = AG^2(x, \tau).$$

Вначале найдем решение уравнения (2.14) при

$$P(0, \tau) = 0; \quad P(l, \tau) = 0 \quad \text{и} \quad P(x, 0) = f(x).$$

Решение ищем в виде

$$P(x, \tau) = X(x) T(\tau). \quad (2.15)$$

Подставляя выражение (2.15) в исходное уравнение (2.14), имеем:

$$X(x) T'(\tau) = T(\tau) X''(x)$$

или

$$\frac{T'(\tau)}{T(\tau)} = \frac{X''(x)}{X(x)} = -\lambda,$$

откуда

$$T''(\tau) + \lambda T(\tau) = 0;$$

$$X''(x) + \lambda X(x) = 0.$$

Так как $X(0) = 0$; $X(l) = 0$, то задача определения функции $X(x)$ сводится к задаче о собственных значениях для уравнения

$$X''(x) + \lambda X(x) = 0. \quad (2.16)$$

1. При $\lambda < 0$ решение уравнения (2.16) имеет вид:

$$X(x) = C_1 e^{\sqrt{-\lambda}x} + C_2 e^{-\sqrt{-\lambda}x}.$$

Удовлетворяя начальные условия, найдем:

$$C_1 = 0; \quad C_2 = 0, \quad \text{т. е.} \quad X(x) \equiv 0.$$

2. При $\lambda = 0$

$$X(x) = C_1 + C_2(x),$$

т. е.

$$C_1 = 0; \quad C_2 = 0; \quad X(x) = 0.$$

3. При $\lambda > 0$

$$X(x) = C_1 \cos \sqrt{\lambda}x + C_2 \sin \sqrt{\lambda}x.$$

При удовлетворении начальных условий получаем, что $C_1 = 0$

$$-C_2 \sin \sqrt{\lambda}x = 0.$$

Считаем, что $C_2 \neq 0$, так как тогда $X(x) \equiv 0$,

$$\sin \sqrt{\lambda}l = 0, \quad \text{т. е.} \quad \sqrt{\lambda} = \frac{n\pi}{l}.$$

Нетривиальные решения $X(x)$ возможны лишь при значениях

$$\lambda_n = \left(\frac{n\pi}{l}\right)^2; \quad n = 1, 2, 3, \dots$$

или

$$X_n(x) = \sin \frac{n\pi x}{l}.$$

Значения $\lambda = \lambda_n$ соответствуют решению уравнения

$$T_n(\tau) = a_n \exp\left[\left(-\frac{n^2\pi^2}{l^2}\right)\tau\right],$$

где a_n — произвольные постоянные, определяемые по формуле

$$a_n = \frac{2}{l} \int_0^l f(x) \sin \frac{n\pi x}{l} dx.$$

Все функции

$$P_n(x, \tau) = X_n(x) T_n(\tau) = Q_n \exp \left[\left(-\frac{n^2 \pi^2}{l^2} \right) \tau \right] \sin \frac{n\pi x}{l}$$

удовлетворяют исходному уравнению (2.14) и нулевым граничным условиям.

Решение уравнения (2.14) запишется в виде

$$P(x, \tau) = \frac{2}{l} \sum_{n=1}^{\infty} \exp \left[-\frac{n^2 \pi^2 \tau}{l^2} \right] \sin \frac{n\pi x}{l} \times \\ \times \int_0^l f(x) \sin \frac{n\pi x}{l} dx.$$

На основании рассмотренного целесообразно искать решение для краевых условий $P(0, t) = \varphi_1(\tau)$; $P(l, \tau) = \varphi_2(\tau)$ и начального условия $P(x, 0) = f(x)$ в виде

$$P(x, \tau) = \sum_{n=1}^{\infty} T_n(\tau) \sin \frac{n\pi x}{l}.$$

где

$$T_n(\tau) = \frac{2}{l} \int_0^l P(x, \tau) \sin \frac{n\pi x}{l} dx.$$

Интегрируя дважды функцию $P(x, \tau)$, получаем:

$$T_n(\tau) = \frac{2}{n\pi} [P(0, \tau) - (-1)^n P(l, \tau)] - \\ - \frac{2l}{n^2 \pi^2} \int_0^l \frac{\partial^2 P(x, \tau)}{\partial x^2} \sin \frac{n\pi x}{l} dx.$$

Так как

$$P(0, \tau) = \varphi_1(\tau), \quad P(l, \tau) = \varphi_2(\tau), \quad \frac{\partial^2 P(x, \tau)}{\partial x^2} = \frac{\partial P(x, \tau)}{\partial \tau}.$$

Находим:

$$T_n(\tau) = \frac{2}{n\pi} [\varphi_1(\tau) - (-1)^n \varphi_2(\tau)] - \frac{2l}{n^2 \pi^2} \int_0^l \frac{\partial P(x, \tau)}{\partial \tau} \sin \frac{n\pi x}{l} dx.$$

Замечая, что

$$\frac{dT_n(\tau)}{d\tau} = \frac{2}{l} \int_0^l \frac{\partial P(x, \tau)}{\partial \tau} \sin \frac{n\pi x}{l} dx,$$

и исключая интеграл, получаем:

$$T_n(\tau) = \exp \left[\left(-\frac{n\pi}{l} \right)^2 \tau \right] \times \\ \times \left[T_n(0) + \frac{2n\pi}{l^2} \int_0^{\tau} \exp \left(\frac{n\pi}{l} \right)^2 t [\varphi_1(t) - (-1)^n \varphi_2(t)] dt \right],$$

где значение $T_n(0)$ находим из функции

$$P(x, 0) = \sum_{n=1}^{\infty} T_n(0) \sin \frac{n\pi x}{l} = f(x)$$

или

$$T_n(0) = \frac{2}{l} \int_0^l f(x) \sin \frac{n\pi x}{l} dx.$$

Тогда общее решение имеет вид:

$$P(x, \tau) = \frac{2}{l} \sum_{n=1}^{\infty} \exp \left[-\frac{n^2 \pi^2 \tau}{l^2} \right] \sin \frac{n\pi x}{l} \times \\ \times \left[\int_0^l f(x) \sin \frac{n\pi x}{l} dx + \frac{n\pi}{l} \int_0^{\tau} \exp \frac{n^2 \pi^2 t}{l^2} [\varphi_1(t) - (-1)^n \varphi_2(t)] dt \right]. \quad (2.17)$$

Ряд (2.17) сходится абсолютно и равномерно, так как при $t \geq 0$

$$0 < e^{-\frac{n^2 \pi^2}{l^2}} \leq 1.$$

Поэтому часто для практических расчетов используют несколько первых членов ряда.

Если

$$P(0, 0) = \text{const} = P_0;$$

$$P(l, 0) = \text{const} = P_l,$$

то

$$P(x, \tau) = P_0 + (P_l - P_0) \frac{x}{l} + \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n P_l - P_0}{n} \times \\ \times \exp \left(-\frac{n\pi}{l} \right)^2 \tau \sin \frac{n\pi x}{l} + \\ + \frac{2}{l} \sum_{n=1}^{\infty} \exp \left(-\frac{n\pi}{l} \right)^2 \tau \sin \frac{n\pi x}{l} \int_0^l f(x) \sin \frac{n\pi x}{l} dx.$$

Торцевые концы свободны	Крайние условия	Начальное условие	Решение уравнения $\frac{\partial^2 x}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 x}{\partial x^2}$; $0 < x < l$
I	$P(0, t) = 0$ $P(l, t) = 0$	$P(x, 0) = f(x)$	$P(x, t) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{1}{2} \exp \left[-\frac{\pi^2 n^2 t}{l^2} \right] \sin \frac{\pi n x}{l} \int_0^l f(x) \sin \frac{\pi n x}{l} dx$
II	$P(0, t) = 0$ $P(l, t) = 0$	$P(x, 0) = P_0 = \text{const}$	$P(x, t) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\pi}{2n+1} \exp \left[-\frac{\pi^2 (2n+1)^2 t}{l^2} \right] \sin \frac{\pi (2n+1) x}{l}$
III	$P(0, t) = 0$ $P(l, t) = 0$	$P(x, 0) = kx$	$P(x, t) = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\pi}{2ln} \exp \left[-\frac{\pi^2 n^2 t}{l^2} \right] \sin \frac{\pi n x}{l}$
IV	$P(0, t) = 0$ $P(l, t) = 0$	$P(x, 0) = P_0 \cos \frac{\pi x}{l}$	$P(x, t) = P_0 \cos \frac{\pi x}{l} \exp \left[-\frac{\pi^2 t}{l^2} \right]$
V	$P(0, t) = P_0$ $P(l, t) = P_1 = \text{const}$	$P(x, 0) = f(x)$	$P(x, t) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{1}{2} \frac{\pi}{n} \exp \left[-\frac{\pi^2 n^2 t}{l^2} \right] \sin \frac{\pi n x}{l} + \frac{1}{2} \left(P_1 - P_0 \right) \frac{x}{l} + \frac{1}{2} P_0$ $\times \exp \left[-\frac{\pi^2 n^2 t}{l^2} \right] \sin \frac{\pi n x}{l} \int_0^l f(x) \sin \frac{\pi n x}{l} dx$
VI	$P(0, t) = \phi_1(t)$ $P(l, t) = \phi_2(t)$	$P(x, 0) = f(x)$	$P(x, t) = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{2} \exp \left(-\frac{\pi^2 n^2 t}{l^2} \right) \sin \frac{\pi n x}{l} \int_0^l f(x) \sin \frac{\pi n x}{l} dx +$ $+ \int_0^l \frac{1}{n^2 n^2 t} \exp \left(-\frac{\pi^2 n^2 t}{l^2} \right) \phi_1(t) \dots \phi_2(t) dx$
VII	$P(0, t) = 0$ $P(l, t) = \psi(t)$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, t) = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \exp \left[-\frac{\pi^2 n^2 t}{l^2} \right] \sin \frac{\pi n x}{l} \times$ $\left\{ \frac{\psi(t)}{\cos \frac{\pi n x}{l}} - \frac{\psi(0)}{\cos \frac{\pi n x}{l}} \right\} \left \frac{\sin \frac{\pi n x}{l} \psi(t)}{\sin \frac{\pi n x}{l} \psi(0)} \right $ $\frac{2}{\psi} \sqrt{\frac{\sin \frac{\pi n x}{l} \psi(t)}{\sin \frac{\pi n x}{l} \psi(0)}} \exp \left[-\frac{\pi^2 n^2 t}{l^2} \right]$

Дифференцируя по x , определяем функцию $G^*(x, \tau)$:

$$\left\langle \frac{\partial C}{\partial x} \cdot C_{в4} C - (\cdot, \tau), \text{ где } A = \frac{4?}{FD} \right.$$

Подобную методику можно применить для разнообразных граничных условий. Решение чаще всего получаются:

в виде экспонент

$$R \exp(C \sqrt{t \pm C_x x}),$$

где R, C_x — постоянные;

в виде

$$C_x \Phi \left(\frac{x}{\sqrt{4t}} \right)$$

в виде функции ошибок $C_x \Phi \left(\frac{x}{\sqrt{4t}} \right)$

Сведем в табл. 2.3 задачи с граничными условиями типа $P(0, \tau)$, $P(L, \tau)$ и начальным условием $P(x, 0)$.

В табл. 2.3 рассмотрены краевые задачи, возникающие при пуске, эксплуатации и остановке газопровода.

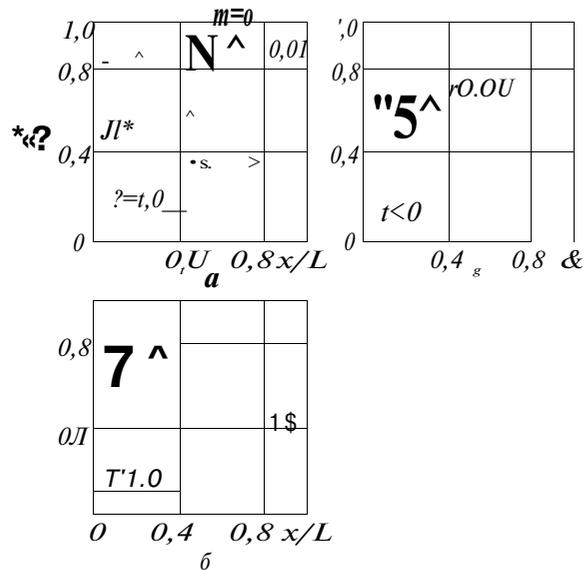


Рис. 2.5. Распределение в закрытом (при $x = 0$) и открытом (при $x = L$) газопроводе для различных величин γ квадрата давления по трассе:

а — ПОСТОЯННОГО; Q — линейного ($Q = \gamma x + \text{const}$)

Fragment of a technical document containing various symbols and text:

- Top right: $+<$, $+<$, $+<$
- Middle left: $\frac{J}{7}$, $\frac{K}{V}$, $\frac{+}{B}$, $\frac{+}{B}$
- Middle: $a. и$, \parallel , f , f , A , K , $8H1$, iW , $iH;$, $H-ft,$, $m B$, $2 a.$, 45 , mi , $\frac{f}{R}$, $\frac{+}{+}$, s
- Bottom left: I , $4", -$, $ft.$, lit
- Bottom right: $ft,$, $ft,$, $ft,$, $?*$, $\parallel 11 +$, fa , $-a.$

Порядковый номер задачи	Краевые условия	Начальные условия	Ремешные уравнения $\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\partial P}{\partial t}$ $0 < x < l$
I	$\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} = 0$ $\frac{\partial P(l, \tau)}{\partial x} = G_0^0 A = \text{const}$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, \tau) = 2AG_0^0 V \tau \sum_{n=0}^{\infty} \left\{ i \Phi \cdot \left(\frac{2V \tau}{(2n+1)l+x} \right) + i \Phi \cdot \left(\frac{2V \tau}{(2n+1)l+x} \right) \right\}$
II	$P(0, \tau) = 0$ $\frac{\partial P(l, \tau)}{\partial x} = G_0^0 A = \text{const}$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, \tau) = 2AG_0^0 V \tau \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n \left\{ i \Phi \cdot \left(\frac{2V \tau}{(2n+1)l-x} \right) - i \Phi \cdot \left(\frac{2V \tau}{(2n+1)l+x} \right) \right\}$
III	$\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} = 0$ $\frac{\partial P(l, \tau)}{\partial x} = G_0^0 A = \text{const}$ $m = -1, 0, 1, 2, \dots$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, \tau) = \frac{2}{m+1} AG_0^0 V \tau \sum_{n=0}^{\infty} \left\{ i^{m+1} \Phi \cdot \left(\frac{2V \tau}{(2n+1)l-x} \right) + i^{m+1} \Phi \cdot \left(\frac{2V \tau}{(2n+1)l+x} \right) \right\} \times \left(\frac{2}{m} + 1 \right)$
IV	$P(0, \tau) = 0$ $\frac{\partial P(l, \tau)}{\partial x} = G_0^0 A = \text{const}$ $m = -1, 0, 1, 2, \dots$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, \tau) = \frac{2}{m+1} AG_0^0 V \tau \sum_{n=0}^{\infty} \left\{ (-1)^m i^{m+1} \Phi \cdot \left(\frac{2V \tau}{(2n+1)l-x} \right) - i^{m+1} \Phi \cdot \left(\frac{2V \tau}{(2n+1)l+x} \right) \right\} \times \left(\frac{2}{m} + 1 \right)$
V	$\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} = 0$ $P(l, \tau) = \Phi_2(\tau)$	$P(x, 0) = f(x)$	$P(x, \tau) = \frac{1}{2} \sum_{n=0}^{\infty} \exp \left[-\frac{4n^2 \tau}{(2n+1)^2 l^2} \right] \cos \left[\frac{2n+1}{2} \frac{x}{l} \right] \times \int_0^l \exp \left[-\frac{4n^2 \tau}{(2n+1)^2 l^2} \right] \Phi_2(\tau) \cos \left[\frac{2n+1}{2} \frac{x}{l} \right] dx$
VI	$\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} = 0$ $P(l, \tau) = P_l$	$P(x, 0) = f(x)$	$P(x, \tau) = \frac{1}{2} \sum_{n=0}^{\infty} \exp \left[-\frac{4n^2 \tau}{(2n+1)^2 l^2} \right] \cos \left[\frac{2n+1}{2} \frac{x}{l} \right] \times \left\{ \int_0^l \exp \left[-\frac{4n^2 \tau}{(2n+1)^2 l^2} \right] f(x) \cos \left[\frac{2n+1}{2} \frac{x}{l} \right] dx + P_l \int_0^l \exp \left[-\frac{4n^2 \tau}{(2n+1)^2 l^2} \right] \cos \left[\frac{2n+1}{2} \frac{x}{l} \right] dx \right\}$
VII	$\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} = 0$ $\frac{\partial P(l, \tau)}{\partial x} = 0$	$P(x, 0) = f(x)$	$P(x, \tau) = \frac{1}{2} \sum_{n=0}^{\infty} \exp \left[-\frac{4n^2 \tau}{(2n+1)^2 l^2} \right] \cos \left[\frac{2n+1}{2} \frac{x}{l} \right] \times \int_0^l \exp \left[-\frac{4n^2 \tau}{(2n+1)^2 l^2} \right] f(x) \cos \left[\frac{2n+1}{2} \frac{x}{l} \right] dx$

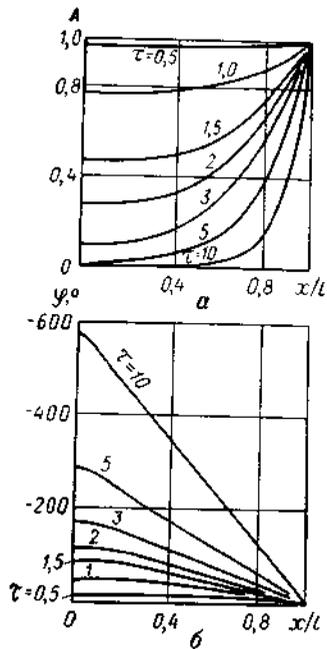


Рис. 2.6. Изменение амплитуды (а) и фазы (б) установившегося колебания квадрата давления в газопроводе для различных величин τ

В связи с тем, что для малых значений τ/l^2 , например для $\tau/l^2 < 0,01$, ряды, в виде которых получены результаты распределения давления по трассе, сходятся медленно, иногда прибегают для получения более точных значений к переносу точки отсчета на середину участка $0 \leq x \leq l$. В этом случае запишем, что $-L \leq x \leq L$, где $L = l/2$. При этом формулы имеют вид (табл. 2.4). Их можно переписать, используя интеграл вероятности. Например, решение задачи I (см. табл. 2.4) имеет тогда вид:

$$P(x, \tau) = P_0 - P_0 \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n \left\{ \Phi^* \left(\frac{(2n+1)L-x}{2\tau^{1/2}} \right) + \Phi^* \left(\frac{(2n+1)l+x}{2\tau^{1/2}} \right) \right\},$$

где

$$\Phi^* = 1 - \Phi(x) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} e^{-\xi^2} d\xi.$$

I. В газопровод под давлением закачан газ, квадрат давления которого распределен по трассе в функции $f(x)$. В момент $\tau = 0$ открыты оба конца газопровода. Функция $P(x, \tau)$ показывает, как изменится распределение квадрата давления по трассе во времени;

II. То же, но $f(x) = \text{const}$, т. е. давление по трассе до момента времени $t < 0$ выравнено (рис. 2.5, а);

III. То же, но квадрат давления по трассе до $t < 0$ распределен линейно (рис. 2.5, б);

IV. То же, но квадрат давления по трассе до $t < 0$ имеет косинусоидальный закон распределения;

V. Газопровод заполнен газом, при этом распределение квадрата давления до $t < 0$ — функция $f(x)$. В момент времени $\tau = 0$ на одном конце газопровода — квадрат давления P_0 , на другом — P_1 ;

VI. То же, но квадрат давления на обоих концах при $\tau \geq 0$ изменяется в зависимости от времени;

VII. Давление в газопроводе при $\tau < 0$ было равно нулю. В момент $\tau > 0$ на конце газопровода квадрат давления изменяется по синусоиде, на входе газопровод открыт в атмосферу (рис. 2.6).

Квадрат среднего давления описывается формулой

$$P_{\text{ср}} = \frac{8P_0}{\pi^2} \sum_{n=0}^{\infty} \left[\frac{1}{(2n+1)} \right] \exp \left\{ \left[-\frac{(2n+1)^2 \pi^2 \tau}{4l^2} \right] \right\}.$$

В этом случае для малых значений τ/l^2 сходимость рядов с интегралами вероятности быстрее, чем при использовании экспоненциальных рядов.

Физическая постановка задач, рассмотренных в табл. 2.4, та же, что и выше.

За начало газопровода принимается координата $-L$, за конец — координата L , за середину газопровода — 0 .

В табл. 2.5 рассматриваются крайние условия вида

$$\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} = \psi_1(\tau) = AG^2(0, \tau);$$

$$\frac{\partial P(l, \tau)}{\partial x} = \psi_2(\tau) = AG^2(l, \tau),$$

где

$$\Phi^* = 1 - \Phi(x); \quad i\Phi(x) = \int_x^{\infty} \Phi^*(\varepsilon) d\varepsilon;$$

$$i^n \Phi^* = \int_x^{\infty} i^{n-1} \Phi^* \varepsilon d\varepsilon \quad (n=2, 3, 4, \dots).$$

При этом возможны следующие случаи.

I. При $\tau < 0$ давление в газопроводе равно нулю. При $x = 0$ газопровод закрыт, при $x = l$ происходит закачка с расходом $G_0 = \text{const}$.

II. То же, но при $x = 0$ газопровод открыт.

III. При $x = 0$ газопровод закрыт, при $x = l$ происходит закачка с расходом $G_0^2 \tau m/2$, где $m = -1, 0, 1, 2, \dots$

IV. То же, но при $x = 0$ газопровод открыт;

V. В газопроводе до $t < 0$ квадрат давления газа распределяется по закону $f(x)$. Закачки газа при $x = 0$ и $\tau \geq 0$ нет. Квадрат давления при $x = l$ изменяется по закону $f_2(\tau)$.

VI. То же, но при $x = l$ и $\tau \geq 0$ квадрат давления постоянен.

VII. То же, но газопровод при $\tau \geq 0$ закрыт с обоих концов. Порядок использования формул для уравнения (2.14) следующий: преобразуем, используя выражение

$$\tau = \frac{DF}{\lambda} \left(\frac{P}{G} \right)_{\text{ср}} t$$

граничные условия; определяем при заданных граничных и начальных условиях распределение квадрата давления по длине газопровода; используя уравнение

$$-\frac{\partial P(x, \tau)}{\partial x} = \frac{c^2 \lambda}{FD} G^2(x, \tau),$$

<p>XIII</p>	$P(x, 0) = \int_0^x \cos \left(\frac{2\lambda}{x} \omega \right) dx$	$P(x, 0) = 0$	$\int_0^x \cos \left(\frac{2\lambda}{x} \omega \right) dx \times \left[1 - \frac{2\lambda}{x} \omega \right] \times \frac{2\lambda}{x} \omega$
<p>XII</p>	$P(x, 0) = \int_0^x dx$	$P(x, 0) = 0$	$\int_0^x dx + \left[\frac{2\lambda}{x} \omega \right] \times \frac{2\lambda}{x} \omega$
<p>IX</p>	$P(x, 0) = \int_0^x \frac{1}{u} du$	$P(x, 0) = 0$	$\int_0^x \frac{1}{u} du + \left[\frac{2\lambda}{x} \omega \right] \times \frac{2\lambda}{x} \omega$
<p>X</p>	$P(x, 0) = \int_0^x \frac{1}{u^2} du$	$P(x, 0) = 0$	$\int_0^x \frac{1}{u^2} du + \left[\frac{2\lambda}{x} \omega \right] \times \frac{2\lambda}{x} \omega$
<p>IX</p>	$P(x, 0) = \int_0^x \frac{1}{u^3} du$	$P(x, 0) = 0$	$\int_0^x \frac{1}{u^3} du + \left[\frac{2\lambda}{x} \omega \right] \times \frac{2\lambda}{x} \omega$
<p>XIII</p>	$P(x, 0) = \int_0^x \frac{1}{u^4} du$	$P(x, 0) = 0$	$\int_0^x \frac{1}{u^4} du + \left[\frac{2\lambda}{x} \omega \right] \times \frac{2\lambda}{x} \omega$

<p>XIII</p>	$P(x, 0) = \int_0^x \frac{1}{u^4} du$	$P(x, 0) = 0$	$\int_0^x \frac{1}{u^4} du + \left[\frac{2\lambda}{x} \omega \right] \times \frac{2\lambda}{x} \omega$
<p>VI</p>	$P(x, 0) = \int_0^x \frac{1}{u^5} du$	$P(x, 0) = 0$	$\int_0^x \frac{1}{u^5} du + \left[\frac{2\lambda}{x} \omega \right] \times \frac{2\lambda}{x} \omega$
<p>V</p>	$P(x, 0) = \int_0^x \frac{1}{u^6} du$	$P(x, 0) = 0$	$\int_0^x \frac{1}{u^6} du + \left[\frac{2\lambda}{x} \omega \right] \times \frac{2\lambda}{x} \omega$
<p>IV</p>	$P(x, 0) = \int_0^x \frac{1}{u^7} du$	$P(x, 0) = 0$	$\int_0^x \frac{1}{u^7} du + \left[\frac{2\lambda}{x} \omega \right] \times \frac{2\lambda}{x} \omega$
<p>III</p>	$P(x, 0) = \int_0^x \frac{1}{u^8} du$	$P(x, 0) = 0$	$\int_0^x \frac{1}{u^8} du + \left[\frac{2\lambda}{x} \omega \right] \times \frac{2\lambda}{x} \omega$
<p>II</p>	$P(x, 0) = \int_0^x \frac{1}{u^9} du$	$P(x, 0) = 0$	$\int_0^x \frac{1}{u^9} du + \left[\frac{2\lambda}{x} \omega \right] \times \frac{2\lambda}{x} \omega$
<p>I</p>	$P(x, 0) = \int_0^x \frac{1}{u^{10}} du$	$P(x, 0) = 0$	$\int_0^x \frac{1}{u^{10}} du + \left[\frac{2\lambda}{x} \omega \right] \times \frac{2\lambda}{x} \omega$

Полные выражения $\frac{\partial P}{\partial x} = 0$ для $x \geq 0$

Порядковый номер задачи	Граничное условие	Начальное условие	Решение уравнения $\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\partial P}{\partial \tau}$ $0 \leq x < \infty$
I	$\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} = AG_0^2$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, \tau) = 2AG_0^2 \sqrt{\tau} \int_0^{\frac{x}{2\sqrt{\tau}}} \Phi^* \left(\frac{x}{2\sqrt{\tau}} \right) dx = 2AG_0^2 \sqrt{\tau} \Phi \left(\frac{x}{2\sqrt{\tau}} \right)$
II	$\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} = f(t)$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, \tau) = \frac{1}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\frac{x}{2\sqrt{\tau}}} f(\xi - t) \frac{e^{-\frac{x^2}{4\tau}}}{\sqrt{\xi}} d\xi$
III	$\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} = AG_0^2$ при $0 < \tau < T$ $\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} = 0$ при $\tau > T$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, \tau) = 2AG_0^2 \left\{ \sqrt{\tau} \Phi^* \left(\frac{x}{2\sqrt{\tau}} \right) - \sqrt{\tau - T} \Phi^* \left(\frac{x}{2\sqrt{\tau - T}} \right) \right\}$
IV	$\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} = A \sin(\omega t + \varepsilon)$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, \tau) = \frac{A}{\sqrt{\omega}} \exp \left[-x \sqrt{\frac{\omega}{2}} \sin \left(\omega t + \varepsilon - \frac{\pi}{4} \right) - x \sqrt{\frac{\omega}{2}} \right] \times$ $\times \int_0^{\infty} \frac{(u^2 \sin \varepsilon - \omega \cos \varepsilon) \cos ux}{\omega^2 + u^4} e^{-u^2 \tau} du$
V	$\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} =$ $= AG_0^2 \frac{1}{2} n$ $n = -1, 0, 1, \dots$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, \tau) = AG_0^2 \Gamma \left(\frac{n+1}{2} \right) 4\tau^{\frac{n+1}{2}} \int_0^{\frac{x}{2\sqrt{\tau}}} \Phi^* \left(\frac{x}{2\sqrt{\tau}} \right) i^{n+1} \Phi^*(\mu) d\mu = \int_0^{\infty} \Phi^*(\varepsilon) d\varepsilon$

определяем распределение квадрата расхода газа по длине газопровода;

переходим к переменной

$$\xi = \frac{\tau \lambda}{DF} \left(\frac{G}{P} \right)_{\text{ср}};$$

извлекая квадратный корень, находим распределение давлений $p(x, t)$ и расхода $G(x, t)$ по трассе газопровода.

Для уравнения (2.15):

определяем при заданных граничных и начальных условиях распределение давления по трассе с учетом изменения масштаба из-за коэффициента k/c^2 ;

используя выражение

$$-\frac{\partial p(x, t)}{\partial x} = \frac{k}{F} G(x, t),$$

находим распределение расхода по трассе.

Формулы, приведенные в табл. 2.3—2.5, имеют большее значение, чем может показаться на первый взгляд. Любой нестационарный процесс можно привести к нулевым начальным условиям, отсекая стационарный режим и решая задачу в отклонениях от первоначального стационарного режима. Переход от постоянных граничных условий к переменным во времени можно осуществить, используя интеграл Дюамеля. Некоторые задачи при более сложных граничных условиях будут рассмотрены ниже при использовании методов интегральных преобразований для анализа процессов транспорта гааа.

Аналитические формулы для конечных газопроводов весьма сложны, поэтому часто используют полубесконечные решения для нахождения конечных результатов путем суперпозиции (табл. 2.6, 2.7) решений или при помощи способа итераций.

Для сложных систем газопроводов применение полубесконечных решений расширяет размерность поставленных задач. Также в случае длинного газопровода с компрессорными станциями для анализа колебаний газопотребления по трассе газопровода можно ограничиться постановкой полубесконечных задач, что показано ниже. Общее решение для случая, если газопотребление изменяется на обоих концах газопровода, получается суперпозицией решений для обоих случаев либо при помощи итераций.

4. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕГРАЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ ДЛЯ ЗАДАЧ ТРАНСПОРТА ГАЗА

Для практических расчетов режимов транспорта газа стараются использовать те методы, которые приводят к одинаковым результатам при меньшей вычислительной работе, в данном случае — методы

интегральных преобразований. Для задач транспорта газа нгипп применяются преобразования Лапласа и Фурье [2.33—2.36]. Операторные преобразования переводят дифференциальные уравнения во временной плоскости в алгебраические уравнения в плоское! операторов подобно тому, как логарифмирование сводит операнд!, возведения в степень к операциям умножения, а операции умножения и деления к операциям сложения и вычитания. Схема применения интегральных (операторных) преобразований приведена в* с. 81. При наличии таблиц обратного операторного преобразования для характерных операторных уравнений простейшие случаи решения дифференциальных уравнений сводятся к тривиальным операциям. В случае сложных операторных изображений приведение их к характерным и получение решения во временной плоскости зачастую затруднительно, особенно при решении трансцендентных операторных уравнений, которые получаются в результате применения операторного исчисления к уравнениям движения газа. ЕСЛИ дифференциальное уравнение решается путем применения операторных преобразований, то его можно решить другим методом решения уравнений данного типа, только с большими затратами труда и машинного времени.

Разложение периодической функции в сумму гармонических составляющих (достаточно точно для линейных систем, приближенно для систем с малой нелинейностью) хорошо известно:

$$f(t) = b_0 + \sum_{n=1}^{\infty} b_n \cos n\omega t + \sum_{n=1}^{\infty} Q_n \sin n\omega t,$$

где

$$a_n = \frac{2}{T} \int_{\theta}^{\theta+T} f(t) \sin n\omega t dt;$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_{\theta}^{\theta+T} f(t) \cos n\omega t dt;$$

$$b_0 = \frac{1}{T} \int_{\theta}^{\theta+T} f(t) dt,$$

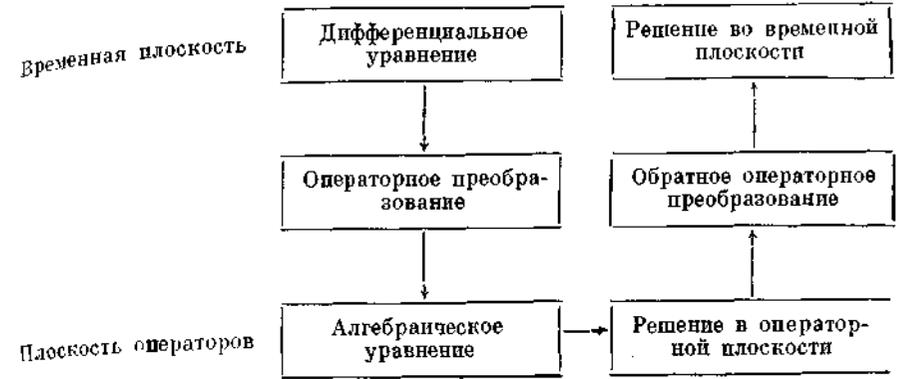
где θ — величина фазы.

Величина θ может быть равна нулю, T — период функции, a_n и b_n — вещественные числа. Если функцию $f(t)$ отобразить в комплексной плоскости, то получаем:

$$f(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} C_n e^{jn\omega t},$$

где C_n — комплексное число

$$C_n = \frac{1}{T} \int_{\theta}^{\theta+T} f(t) e^{-jn\omega t} dt.$$



Общая схема применения метода интегральных преобразований

Величина C_n характеризует амплитуду и фазу n компонента периодических составляющих при различных частотах.

Если рассматривать функцию $f(t)$ как периодическую с бесконечным периодом, то коэффициент C_n будет непрерывной функцией $S(\omega)$ частоты ω .

Тогда

$$f(t) = \int_{-\infty}^{\infty} F(\omega) e^{j\omega t} d\omega; \quad (2.18)$$

$$F(\omega) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} f(\tau) e^{-j\omega \tau} d\tau.$$

Формулы ряда Фурье запишутся в виде

$$S(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} e^{-j\omega t} f(t) dt; \quad (2.19)$$

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} e^{j\omega t} S(\omega) d\omega.$$

Формула (2.18) — преобразование Фурье функции $f(t)$, уравнение (2.19) — обратное преобразование Фурье.

Если рассматривать функцию $S(\omega)$ как комплексную функцию вещественного аргумента ω или как функцию от мнимого аргумента $j\omega$, можно записать эти два соотношения одним:

$$f(t) = \frac{1}{2\pi j} \int_{-j\infty}^{j\infty} e^{j\omega t} d(j\omega) \int_{-\infty}^{\infty} e^{-j\omega t} f(t) dt.$$

Если экспоненциальный член преобразования Фурье заменить синусом или косинусом, то при изменении зависимой переменной от 0 до ∞ получаем выражения

$$S(\omega) = \int_0^{\infty} \sin \omega t f(t) dt;$$

$$S(\omega) = \int_0^{\infty} \cos \omega t f(t) dt,$$

называемые синус- и косинус-преобразованиями Фурье. Обратные преобразования имеют вид соответственно

$$f(t) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} S(\omega) \sin \omega x d\omega;$$

$$f(t) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} S(\omega) \cos \omega x d\omega.$$

Выбор синус- или косинус-преобразования Фурье определяется видом граничных условий. Если задана в качестве граничного условия величина $P(0, t)$, целесообразно применить синус-преобразование, если задана $\partial P(0, t)/\partial x$ — косинус-преобразование, при этом обращение косинус- и синус-преобразования значительно легче. Если вместо комплексной переменной $j\omega$ используется оператор $s = \sigma + j\omega$, то класс функций, с которыми можно работать, расширяется, и можно использовать функции $f(t)$, для которых интеграл Фурье может не существовать, но интеграл

$$\int_0^{\infty} f(t) e^{-st} dt$$

должен сходиться абсолютно. Получаем:

$$f(t) = \frac{1}{2\pi j} \int_{\sigma-j\omega}^{\sigma+j\omega} e^{st} ds \int_0^{\infty} e^{-st} f(t) dt, \quad (2.20)$$

откуда

$$f(s) = \int_0^{\infty} f(t) e^{-st} dt;$$

$$f(t) = \frac{1}{2\pi j} \int_{\theta-j\infty}^{\theta+j\infty} e^{st} f(s) ds,$$

где $f(s)$ и $f(t)$ называют прямым и обратным преобразованием Лапласа, $f(\omega)$ — преобразованием Фурье.

Преобразования Фурье и Лапласа существуют для определения класса функций $f(t)$ лишь при удовлетворении определенных условий:

функция $f(t)$, для которой $\int_0^{\infty} f(t) dt = \infty$ и $f(t) = 0$ при $t < 0$ имеет изображение как по Лапласу, так и по Фурье;

функция $f(t)$, при которой интеграл $\int_0^{\infty} |f(t)| dt$ не сходится и которая обращается в нуль при $t < 0$, не имеет изображения по Фурье, но она имеет изображение по Лапласу, если можно найти значение t , при котором интеграл $\int_0^{\infty} |f(t)| e^{-st} dt$ будет сходиться. Из этого следует, что функция $f(t)$ растет медленнее, чем величина e^{st} ;

функция $f(t)$, которая отличается от нуля при $t < 0$ и удовлетворяет условию сходимости интеграла $\int_0^{\infty} |f(t)| dt$, может быть преобразована по Фурье, но не имеет изображения по Лапласу;

если интеграл $\int_0^{\infty} |f(t)| dt$ не сходится, то функция $f(t)$ не имеет изображения Фурье или Лапласа.

Эти ограничения были введены Карсоном в 20-х годах XX века на основе преобразования Лапласа при математическом обосновании интуитивного метода Хэвисайда конца XIX века.

Основываясь на работах Хэвисайда, Я. Микусинский [2.33] показал, что операторный метод может применяться к более широкому классу функции $f(t)$, чем те, что перечислены выше. Я. Микусинский дает обоснование операторному исчислению на основе интеграла свертки, используя работы Титчмарша [2.35]. В этом случае величину s рассматривают не как комплексную переменную, а как оператор дифференцирования, к которому применимы все теоремы о линейных операторах. Порядок использования интегральных преобразований для решения дифференциальных уравнений с заданными граничными и начальными условиями следующий:

после выбора подходящего интегрального преобразования интегрируют исходное дифференциальное уравнение с учетом граничных и начальных условий, умноженное на соответствующее ядро интегрального преобразования в соответствующих пределах по переменной, соответствующей исключению, чаще всего по времени;

решают полученное алгебраическое (в случае обыкновенных дифференциальных уравнений) или обыкновенное дифференциальное уравнение (в случае уравнений в частных производных второго порядка) относительно исходной переменной в плоскости операторов;

при помощи формулы обратного преобразования в общем случае асимптотическими или численными методами в частных случаях находят временное решение искомой переменной.

Преимущества методов интегральных преобразований по сравнению с классическими методами заключаются в следующем. Во-первых, решается всего лишь алгебраическое или обыкновенное дифференциальное уравнение, что обычно не вызывает затруднений. Во-вторых, начальные условия учитываются с самого начала и вводятся в решение автоматически. Они позволяют при известном опыте ясно видеть влияние начальных условий до нахождения решения. Часто встречающийся на практике или приводимый к нему случай нулевых начальных условий значительно упрощает вычисления, что не происходит при использовании методов, описанных в гл. 2.3. При этом необходимо подбирать постоянные интегрирования так, чтобы были удовлетворены начальные условия, для чего решается еще одна система уравнений. В-третьих, каждая составляющая функция операторного изображения может быть вычислена отдельно. Это ценно тогда, когда представляет интерес определение одной переменной без вычисления остальных.

Напомним важнейшие теоремы интегральных преобразований, теорема линейности

$$F(t) = F_1(t) + F_2(t) \text{ и } F(t) = af_1(t);$$

$$f(s) = f_1(s) + f_2(s) \text{ и } f(s) = af_1(s);$$

теорема подобия

$$F(at) \div \frac{1}{a} f\left(\frac{t}{a}\right);$$

$$F(as) \div \frac{1}{a} F\left(\frac{s}{a}\right);$$

теорема сдвига

$$F(t-a) \div e^{-as} f(s);$$

$$F(t+a) \div e^{as} \left[f(s) - \int_0^a F(t) dt \right];$$

теорема затухания

$$e^{-at} F(t) = f(s+a);$$

теорема дифференцирования

$$F'(t) \div sf(s) - F(0);$$

$$F''(t) \div s^2 f(s) - F(0)s - F'(0);$$

$$F^n(t) \div s^n f(s) - F(0)s^{n-1} - \dots - F^{n-2}(0)s - F^{n-1}(0),$$

где F^n означает производную от функции F n -порядка по t ;

теорема интегрирования

$$\int_0^t F(\tau) d\tau \div \frac{1}{s} f(s);$$

теорема о конечном значении

$$\lim_{t \rightarrow \infty} F(t) = \lim_{s \rightarrow 0} sf(s);$$

теорема о начальном значении

$$\lim_{t \rightarrow 0} F(t) = \lim_{s \rightarrow \infty} sf(s);$$

теорема свертки

$$f_1(s)f_2(s) = \int_0^t F_1(\tau)F_2(t-\tau) d\tau = \int_0^t F_1(t-\tau)F_2(\tau) d\tau.$$

Теоремы о конечном и начальном значениях позволяют контролировать для непериодических функций получение результатов на временной плоскости по операторному изображению, и наоборот.

В некоторых случаях бывает необходимым определить экстремум во временной плоскости непосредственно по известному операторному уравнению. Весьма интересный метод решения этой задачи можно найти, используя теорему Уиддера о нулях функции комплексного переменного [2.36].

Если функция $F(t)$ k раз меняет знак при значениях $t > 0$, то производные функции $f^h(s)$ при достаточно больших значениях k имеют точно k вещественных нулей. Если функция $F(t)$ меняет знак при времени t_0 , то производная функция $f^h(s)$ имеет нуль функции s_k , для которого $\lim_{k \rightarrow \infty} k/s_k = t_0$.

Применим эту теорему к производной

$$L[F'] = sf(s) - F(0) = f_1(s),$$

где

$$F(0) = \lim_{s \rightarrow \infty} sf(s).$$

Находим функцию $f^h(s)$ и для каждой производной нули функции s_k, \dots, s_n^k . Предельные значения $k/s_k^1, \dots, k/s_k^n$ дадут нам значения нулевых точек функции t_1, \dots, t_n , а следовательно, n точек условного экстремума функции $F'(t)$. Этот метод для некоторых случаев представляет собой медленно сходящийся процесс, поэтому требует большой вычислительной работы. Например,

$$f(s) = \frac{1}{(s+1)^2}.$$

Находим:

$$F(0) = \lim_{s \rightarrow \infty} \frac{s}{(s+1)^2} = 0.$$

Рассмотрим функцию

$$f_1(s) = \frac{s}{(s+1)^2}$$

Тогда

$$f_1^k = s \frac{dk}{ds^k} (s+1)^{-2} + k \frac{d^{k-1}}{ds^{k-1}} (s+1)^{-2}$$

Так как

$$\frac{d^k}{ds^k} (s+1)^{-2} = (-1)^k (k+1)! (s+1)^{-k+2},$$

то

$$\begin{aligned} f_1^k &= s(-1)^k (k+1)! (s+1)^{-(k+2)} + k(-1)^{k-1} k! (s+1)^{-(k+1)} = \\ &= (-1)^{k-1} k! \frac{k-s}{(s+1)^{k+2}} \end{aligned}$$

Следовательно, каждая производная имеет единственный нуль функции $s_k = k$; тогда $k/s_k = 1$. Таким образом, единственный экстремум при $t_0 = k/s_k$ равен 1. Результат можно проверить по функции

$$F(t) = t e^{-t} \div \frac{1}{k(s+1)^2}$$

для которой экстремум равен 1.

Наиболее часто при решении задач используется теорема свертки, называемая интегралом свертки или интегралом Дюамеля. В области изображений разделение исходного сложного операционного изображения на произведение простейших, чаще всего имеющих табличные оригиналы, позволяет в виде интегральной функции получить общее временное решение. Однако при нулевых начальных условиях нетрудно получить переходные $h(t)$ или импульсные переходные $g(t)$ характеристики динамической системы (реакции на воздействие соответственно единичной функции и единичного скачка). Интеграл Дюамеля позволяет анализировать поведение динамической системы во временной области при переменных и скачкообразных воздейст-

виях на входе этой системы. При этом заметим, что $h(t) = \int_0^t g(\tau) d\tau$ и $h'(t) = g(t)$.

Любое входное воздействие $x(t)$ на систему можно представить суммой единичных функций как ступенчатых, так и импульсных (квантование непрерывной функции по амплитуде либо по времени). Тогда и выходная величина $y(t)$ определяется по формуле

$$y(t) = \int_0^t x(\tau) g(t-\tau) d\tau = \int_0^t g(\tau) x(t-\tau) d\tau$$

Для известных переходных характеристик $h(t)$ имеем следующие формы интеграла Дюамеля при $x \neq 0$:

$$y(t) = x(0) h(t) + \int_0^t x(\tau) h'(t-\tau) d\tau;$$

$$y(t) = x(0) h(t) + \int_0^t x(t-\tau) h'(\tau) d\tau;$$

$$y(t) = x(0) h(t) + \int_0^t x'(t-\tau) h(\tau) d\tau;$$

$$y(t) = h(t) x(0) + \int_0^t x'(\tau) h(t-\tau) d\tau;$$

$$y(t) = h(0) x(t) + \int_0^t x(\tau) h'(t-\tau) d\tau;$$

$$y(t) = h(0) x(t) + \int_0^t h'(\tau) x(t-\tau) d\tau.$$

Тот или иной вид интеграла Дюамеля применяется в зависимости от конкретных условий.

В связи с тем, что для управления транспортом газа применяется как плавное, так и ступенчатое (путем отключения компрессорных агрегатов) регулирование, функция $x(t)$ может иметь конечное число разрывов, а интеграл Дюамеля запишется в виде

$$y(t) = \sum_{k=1}^n x_k h_-(t-t_k) + \int_0^t x'_1(\tau) h(t-\tau) d\tau,$$

где n — число разрывов первого рода.

Для нахождения обратного преобразования по оригиналу кроме вычисления комплексного интеграла (2.20) используют формулу Хэвисайда.

Если $F(t) \div f(s) = \frac{A(s)}{B(s)}$ и известны полюсы и нули функции $f(s)$, то

$$F(t) = \frac{A(0)}{B(0)} + \sum_{k=1}^n \frac{A(s_k)}{s_k B'(s_k)} e^{s_k t},$$

где

$$B'(s_k) = \left. \frac{dB(s)}{ds} \right|_{s=s_k};$$

s_k — корень характеристического уравнения $B(s) = 0$.

Например,

$$F(t) \div f(s) = \frac{3s^2 - 5s + 1}{s^3 - 2s^2 + 7s - 6} = \frac{A(s)}{B(s)}.$$

Корни уравнения $B(s)$: $s_1 = 3$; $s_2 = 1$; $s_3 = -2$.

Отсюда

$$B'(s) = 3s^2 - 4s + 7.$$

Тогда

$$\begin{aligned} F(t) \div \frac{A(s)}{B(s)} \Big|_{s=0} &+ \frac{A(3)}{3B'(3)} e^{3t} + \frac{A(1)}{4B'(1)} e^t + \frac{A(-2)}{1B'(-2)} e^{-2t} = \\ &= -\frac{1}{6} + \frac{13}{60} e^{3t} - \frac{1}{6} e^t + \frac{23}{54} e^{-2t}. \end{aligned}$$

В случае корней n -го порядка для функции без нулевых корней при нахождении временного решения можно применить n -кратное интегрирование:

$$F(t) \div \frac{A(s)}{B(s)} = \frac{1}{s} \frac{A(s)}{B_1(s)} = \int_0^t \varphi(\tau) d\tau,$$

где

$$\varphi(\tau) \div \frac{A(s)}{B_1(s)}$$

Этот метод иногда используют и для случая бесконечного множества корней, что происходит при трансцендентном виде уравнения $B(s)$. В этом случае ограничиваются n корнями для приближенного определения функции $F(t)$.

Для простых временных и операторных функций имеются обширные таблицы прямого и обратного интегральных преобразований, которые позволяют определять без больших затрат времени как прямые, так и обратные преобразования [2.37]. В случае сложных операторных изображений стремятся тем или иным методом свести их к совокупности простых, для которых в отдельности находят обратное преобразование и далее используют последовательно интеграл свертки. Применение тех или иных методов будет рассмотрено ниже на конкретных задачах дальнего транспорта газа. Для уравнений в частных производных чаще всего применяют интегральные преобразования для переменной t , но это не означает, что нельзя использовать его по переменной x . Подвергнем преобразованию частные производные по t :

$$\begin{aligned} L \left\{ \frac{\partial p(x, \tau)}{\partial \tau} \right\} &= sp(x, s) - p(x, 0); \\ L \left\{ \frac{\partial^2 p(x, t)}{\partial \tau^2} \right\} &= s^2 p(x, s) - p(x, 0)s - \frac{\partial p(x, 0)}{\partial \tau}, \end{aligned}$$

где величины $p(x, 0)$ и $\frac{\partial p(x, 0)}{\partial \tau}$ задаются начальными условиями задачи.

Рассмотрим применение преобразования Лапласа для типичных уравнений, используемых в задачах анализа нестационарных режимов. Выше было показано, что для некоторого круга задач используется уравнение вида (2.14).

Рассмотрим полубесконечный трубопровод, что, как показано ниже, отвечает некоторым задачам эксплуатации длинных газопроводов. Тогда при граничном условии $P(0, t) = P_0$ при $x = 0$ и $t > 0$ и начальном условии $P(x, 0) = 0$ при $t = 0$ и $x > 0$.

$$P(s) = \int_0^{\infty} e^{-s\tau} P(x, \tau) d\tau;$$

$$\int_0^{\infty} e^{-s\tau} \frac{\partial p(x, \tau)}{\partial \tau} d\tau = [e^{-s\tau} P(x, \tau)]_{\tau=0}^{\tau=\infty} + s \int_0^{\infty} e^{-s\tau} P(x, \tau) d\tau = sP(x, s),$$

так как при $t \rightarrow \infty$ первое слагаемое пропадает благодаря множителю e^{-st} , а при $t = 0$ оно обращается в нуль вследствие начального условия. Тогда характеристическое уравнение имеет вид

$$\frac{d^2 P(x, s)}{dx^2} = sP(x, s)$$

при граничном условии $P(0, s) = P_0/s$.

Решение обыкновенного дифференциального уравнения при данном граничном условии:

$$P(x, s) = \frac{P_0}{s} e^{-x\sqrt{s}}.$$

По таблицам обращения [2.36] имеем:

$$P(x, \tau) = P_0 \Phi^* \left(\frac{x}{2\sqrt{k\tau}} \right),$$

где

$$\Phi^* = 1 - \Phi(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\infty} e^{-u^2} du.$$

Решим ту же задачу с использованием синус-преобразования Фурье для переменной x :

$$\int_0^{\infty} \sin sx \frac{\partial^2 P(s, \tau)}{\partial x^2} dx = -s [P(s, t) \cos sx]_{x=0}^{x=\infty} - s^2 \int_0^{\infty} P(s, \tau) \sin sx dx.$$

Для физических задач $P \rightarrow 0$ при $x \rightarrow \infty$, тогда

$$\int_0^{\infty} \sin sx \frac{\partial^2 P(x, s)}{\partial x^2} dx = sP(s, \tau) \Big|_{x=0} - s^2 P(s, \tau).$$

Для исходного уравнения

$$\frac{dP(s, \tau)}{d\tau} = sP_0 - s^2P(s, \tau)$$

решение имеет вид

$$P(s, \tau) = \frac{P_0}{s} (1 - e^{-s^2\tau}).$$

По формуле обращения

$$f(x) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} f(s) \sin sx \, ds$$

имеем:

$$P(x, t) = \frac{2P_0}{\pi} \int_0^{\infty} (1 - e^{-s^2t}) \sin sx \frac{ds}{s}.$$

Так как

$$\int_0^{\infty} \frac{\sin sx}{s} \, ds = \frac{\pi}{2},$$

то получаем:

$$P(x, \tau) = P_0 \left[1 - \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} e^{-s^2\tau} \sin xs \frac{ds}{s} \right] = P_0 \Phi^* \left(\frac{x}{2\sqrt{k\tau}} \right).$$

Результат совпадает с полученными выше.

При решении задач нестационарных режимов течения газа с помощью преобразования Лапласа операторы часто имеют трансцендентный вид

$$F(s) = \frac{e^{\sqrt{s}x} + e^{-\sqrt{s}x}}{e^{\sqrt{s}l} + e^{-\sqrt{s}l}} a(s).$$

Чтобы получить аналитическое решение для первого множителя, прибегают к разложению вида

$$\begin{aligned} \frac{e^{\sqrt{s}x} + e^{-\sqrt{s}x}}{e^{\sqrt{s}l} + e^{-\sqrt{s}l}} &= \frac{e^{\sqrt{s}x} + e^{-\sqrt{s}x}}{e^{\sqrt{s}x}(1 + e^{-2\sqrt{s}l})} = \\ &= e^{-\sqrt{s}(l-x)} + e^{-\sqrt{s}(l+x)} \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n e^{-2n\sqrt{s}l} = \\ &= \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n e^{-\sqrt{s}[(2n+1)l-x]} + \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n e^{-\sqrt{s}[(2n+1)l+x]}. \end{aligned}$$

Временное решение для членов этого разложения получают, используя таблицы обратного преобразования. Часто применяется также разложение функции вида

$$\begin{aligned} \operatorname{ch} \sqrt{s}x &= 1 + \frac{\sqrt{s}x^2}{2} + \frac{sx^4}{4!} + \dots; \\ \operatorname{sh} \sqrt{s}x &= \sqrt{s}x + \frac{s\sqrt{s}x^3}{3!} + \frac{s^2\sqrt{s}x^5}{5!} + \dots \end{aligned}$$

При вычислении по формуле обращения применяется метод полюсов для определения интеграла обращения. Например, для функции

$$F(s) = \frac{\operatorname{ch} \sqrt{s}x}{s \operatorname{ch} \sqrt{s}l}$$

интеграл обращения запишется в виде

$$F(t) = \frac{1}{2\pi i} \int_{\gamma-i\infty}^{\gamma+i\infty} \frac{e^{st} \operatorname{ch} \sqrt{s}x \, ds}{s \operatorname{ch} \sqrt{s}l}.$$

Функция $F(s)$ имеет простые полюсы при $s = 0$ и тех значениях, где величина $\operatorname{ch} \sqrt{s}x$ обращается в нуль. Тогда

$$s = -\frac{(2n+1)\pi^2}{4l^2}; \quad n = 0, 1, 2, 3, \dots$$

При этом часто для получения временного решения берут ограниченное число полюсов внутри контура интегрирования. Рассмотрим более общие граничные условия для уравнения (2.14).

При начальном условии $P(x, 0) = 0$ граничные условия можно задать в следующем виде:

1. $P(0, \tau) = P_1(\tau); \quad P(l, \tau) = P_2(\tau);$
2. $\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial \tau} = AG_1^2(\tau); \quad P(l, \tau) = P_2(\tau);$
3. $P(0, \tau) = P_1(\tau); \quad \frac{\partial P(l, \tau)}{\partial \tau} = AG_2^2(\tau);$
4. $\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial \tau} = AG_1^2(\tau); \quad \frac{\partial P(l, \tau)}{\partial \tau} = AG_2^2(l, \tau).$

Операторное уравнение имеет вид

$$\frac{d^2P(x, s)}{dx^2} = sP(x, s).$$

Введем гиперболические функции

$$\begin{aligned} \operatorname{sh} \sqrt{s}x &= \frac{e^{\sqrt{s}x} - e^{-\sqrt{s}x}}{2}; \\ \operatorname{ch} \sqrt{s}x &= \frac{e^{\sqrt{s}x} + e^{-\sqrt{s}x}}{2} \end{aligned}$$

и обозначим

$$\begin{aligned} N_1(x) &= \frac{\operatorname{sh} \sqrt{s}x}{s \cdot \operatorname{sh} \sqrt{s}l}; \quad N_2(x) = \frac{\operatorname{ch} \sqrt{s}x}{s \operatorname{ch} \sqrt{s}l}; \\ N_3(x) &= \frac{\operatorname{sh} \sqrt{s}x}{s \sqrt{s} \operatorname{ch} \sqrt{s}l}; \quad N_4(x) = \frac{\operatorname{ch} \sqrt{s}x}{s \sqrt{s} \operatorname{sh} \sqrt{s}l}. \end{aligned}$$

Тогда решения уравнения (2.14):

$$\begin{aligned} P_1(x) &= P_1(s) s N_1(l-x) + P_2(s) s N_1(x); \\ P_2(x) &= -AG_1^2(s) \cdot s N_3(l-x) + P_2(s) s N_2(x); \\ P_3(x) &= P_1(s) s N_2(l-x) + AG_2^2(s) s N_3(x); \\ P_4(x) &= -AG_1^2(s) N_4(l-x) + AG_2^2(s) s N_4(x). \end{aligned}$$

Уравнения $P_1(x)$, $P_2(x)$, $P_3(x)$, $P_4(x)$ удовлетворяют исходному уравнению и граничным условиям.

Функции $N_1(x)$, $N_2(x)$, $N_3(x)$, $N_4(x)$ находим из уравнения (2.14) при граничных условиях вида:

$$\begin{aligned} N_1(0) &= 0; \quad N_1(l) = \frac{1}{s}; \\ \frac{dN_2(0)}{dx} &= 0; \quad N_2(l) = \frac{1}{s}; \\ N_3(0) &= 0; \quad \frac{dN_3(l)}{dx} = \frac{1}{s}; \\ \frac{dN_4(0)}{dx} &= 0; \quad \frac{dN_4(l)}{dx} = \frac{1}{s}. \end{aligned}$$

При $x > 0$ используем разложение

$$\begin{aligned} N_1(x) &= \frac{1}{s} \sum_{n=0}^{\infty} \{ \exp[-(2n+1)l-x] \sqrt{s} - \exp[-(2n+1)l-x] \sqrt{s} \}; \\ N_2(x) &= \frac{1}{s} \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n \{ \exp[-(2n+1)l-x] \sqrt{s} + \\ &\quad + \exp[-(2n+1)l-x] \sqrt{s} \}; \\ N_3(x) &= \frac{1}{s \sqrt{s}} \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n \{ \exp[-(2n+1)l-x] \sqrt{s} - \\ &\quad - \exp[-(2n+1)l-x] \sqrt{s} \}; \\ N_4(x) &= \\ &= \frac{1}{s \sqrt{s}} \sum_{n=0}^{\infty} \{ \exp[-(2n+1)l-x] \sqrt{s} + \exp[-(2n+1)l-x] \sqrt{s} \} \end{aligned}$$

или во временной области

$$\begin{aligned} N_1(x) &= \left\{ \sum_{n=0}^{\infty} \left(\operatorname{erfs} \frac{(2n+1)l-x}{2\sqrt{\tau}} - \operatorname{erfs} \frac{(2n+1)l+x}{2\sqrt{\tau}} \right) \right\}; \\ N_2(x) &= \left\{ \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n \left(\operatorname{erfs} \frac{(2n+1)l-x}{2\sqrt{\tau}} - \operatorname{erfs} \frac{(2n+1)l+x}{2\sqrt{\tau}} \right) \right\}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} N_3(x) &= \frac{1}{s} \left\{ \frac{1}{\sqrt{\pi\tau}} \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n \left(\exp \frac{[(2n+1)l-x]^2}{-4\tau} - \exp \frac{[(2n+1)l-x]^2}{-4\tau} \right) \right\}; \\ N_4(x) &= \frac{1}{s} \left\{ \frac{1}{\sqrt{\pi\tau}} \sum_{n=0}^{\infty} \left(\exp \frac{[(2n+1)l-x]^2}{-4\tau} + \exp \frac{[(2n+1)l-x]^2}{-4\tau} \right) \right\}. \end{aligned}$$

Эти ряды быстро сходятся при малых значениях τ . Для больших величин τ используют ряды

$$\begin{aligned} N_1(x) &= \left\{ x + \frac{2}{\pi} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(-1)^n}{n} \exp[-n^2\pi^2\tau \sin n\pi x] \right\}; \\ N_2(x) &= \left\{ 1 + \frac{2}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{\left(n - \frac{1}{2}\right)^2} \exp\left[-\frac{(n-1)^2}{4} \pi^2\tau \cos\left(n - \frac{1}{2}\right)\pi x\right] \right\}; \\ N_3(x) &= \left\{ x + \frac{2}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{\left(n - \frac{1}{2}\right)^2} \exp\left[-\frac{(n-1)^2}{4} \pi^2\tau\right] \sin\left(n - \frac{1}{2}\right)\pi x \right\}. \end{aligned}$$

Ряд $N_4(x)$ нельзя представить в подобной форме, так как видно, что

$$\lim_{t \rightarrow \infty} N_4(x, \tau) = \infty.$$

Физически это означает, что если при $x = 0$ закачивать газ, а при $x = l$ газопровод закрыт, то давление в газопроводе будет неограниченно возрастать.

Некоторые решения для ограниченной и полуограниченной областей сведены в табл. 2.8, 2.9.

Решения, получаемые преобразованием Лапласа, плохо сходятся при больших отношениях τ/l^2 , а решения методом разделения переменных — при малых отношениях τ/l^2 , так что оба метода дополняют друг друга. Кроме того, при помощи метода разделения переменных удобно решать задачи с нулевыми краевыми и произвольными начальными условиями. Метод интегральных преобразований, наоборот, проще применять в случае нулевого начального и произвольных граничных условий.

Рассмотрим один приближенный метод решения уравнения (2.14) операционным методом при начальном условии

$$P(x, 0) = f(x)$$

и граничных условиях

$$P(0, \tau) = P_1(\tau); \quad P(l, \tau) = P_2(\tau).$$

Преобразуя по Лапласу исходное уравнение и начальное условие, получаем:

$$\frac{d^2 P(x, s)}{dx^2} - sP(x, s) + f(x) = 0.$$

Порядковый номер задачи	Граничные условия	Начальное условие	Решение уравнения $\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\partial P}{\partial \tau}$ и операторное изображение решения $0 < x < l$
I	$P(0, \tau) = AG_0^2$ $\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} = 0$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, s) = \frac{AG_0 \operatorname{ch} \sqrt{s} x}{s \operatorname{ch} \sqrt{s} l}$ $P(x, \tau) = AG_0^2 \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n \Phi^* \left[\frac{(2n+1)l-x}{2\sqrt{\tau}} \right] + AG_0^2 \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n \Phi^* \left[\frac{(2n+1)l+x}{2\sqrt{\tau}} \right]$
II	$P(0, \tau) = 0$ $P(l, \tau) = P_0$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, s) = \frac{P_0 \operatorname{sh} x \sqrt{s}}{s \operatorname{sh} l \sqrt{s}}$ $P(x, \tau) = P_0 \sum_{n=0}^{\infty} \left\{ \Phi^* \left[\frac{(2n+1)l-x}{2\sqrt{\tau}} \right] - \Phi^* \left[\frac{(2n+1)l+x}{2\sqrt{\tau}} \right] \right\}$
III	$\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} = 0$ $\frac{\partial P(l, \tau)}{\partial x} = AG_0^2$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, s) = \frac{AG_0^2 \operatorname{ch} x \sqrt{s}}{s \sqrt{s} \operatorname{sh} x \sqrt{s}}$ $P(x, \tau) = 2AG_0^2 \sqrt{\tau} \sum_{n=0}^{\infty} \left\{ i \Phi^* \left[\frac{(2n+1)l-x}{2\sqrt{\tau}} \right] + i \Phi^* \left[\frac{(2n+1)l+x}{2\sqrt{\tau}} \right] \right\}$
IV	$\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} = 0$ $P(l, \tau) = \varphi(\tau)$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, s) = \varphi(s) \frac{\operatorname{ch} \sqrt{s} x}{\operatorname{ch} \sqrt{s} l}$ $P(x, \tau) = \frac{\pi}{l^2} \sum_{n=0}^{\infty} \exp \left[-\frac{(2n+1)\pi^2 \tau}{l^2} \right] (-1)^n (2n+1) \cos \frac{(2n+1)\pi x}{2l} \times$ $\times \int_0^{\tau} \exp \left[\frac{(2n+1)^2 \pi^2 t}{4l^2} \right] \varphi(t) dt$
V	$P(0, \tau) = 0$ $P(l, \tau) = P_0$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, s) = \frac{P_0 \operatorname{sh} \sqrt{s} x}{s \operatorname{sh} \sqrt{s} l}$ $P(x, \tau) = \frac{P_0 x}{l} + 2 \frac{P_0}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{n} \exp \left[-\frac{n^2 \pi^2 \tau}{l^2} \right] \sin \frac{n\pi x}{l}$
VI	$P(0, \tau) = \varphi_1(\tau)$ $P(l, \tau) = \varphi_2(\tau)$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, s) = \frac{\operatorname{sh}(l-x)\sqrt{s}}{\operatorname{sh} l \sqrt{s}} \varphi_1(s) + \frac{\operatorname{sh} x \sqrt{s}}{\operatorname{sh} l \sqrt{s}} \varphi_2(s)$ $P(x, \tau) = -\frac{1}{l} \int_0^{\tau} \frac{\partial}{\partial x} U_s \left(\frac{x}{2l}, \frac{l-T}{l^2} \right) \varphi_1(T) dT + \frac{1}{l} \int_0^{\tau} \frac{\partial}{\partial x} U_s \left(\frac{l-x}{2l}, \frac{l-T}{l^2} \right) \varphi_2(T) dT$ $U_s(x, t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} \exp [2ni\pi x - n^2 \pi^2 t]$
VII	$\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} = 0$ $P(l, \tau) = P_l$	$P(x, 0) = P_0$	$P(x, s) = \frac{P_0}{s} + \frac{P_l - P_0}{s} \frac{\operatorname{ch} x \sqrt{s}}{\operatorname{ch} l \sqrt{s}}$ $P(x, \tau) = P_l + \frac{2(P_l - P_0)}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{(-1)^k}{k - \frac{1}{2}} \cos \left(k - \frac{1}{2} \right) \frac{\pi x}{l} \exp \left[-\frac{\pi^2}{l^2} \left(k - \frac{1}{2} \right)^2 \tau \right]$
VIII	$P(0, \tau) = 0$ $P(l, \tau) = 0$	$P(x, 0) = f(x)$	$P(x, s) = \begin{cases} \int_0^x \frac{\operatorname{sh} e \sqrt{s} \operatorname{sh}(l-x)\sqrt{s}}{\sqrt{s} \operatorname{sh} l \sqrt{s}} f(e) de & 0 \leq e \leq x \\ \int_0^l \frac{\operatorname{sh} x \sqrt{s} \operatorname{sh}(l-e)\sqrt{s}}{\sqrt{s} \operatorname{sh} l \sqrt{s}} f(e) de & x < e \leq l \end{cases}$ $P(x, \tau) = \frac{1}{2} \int_0^{\infty} \Gamma(x, e, \tau) f(e) de \quad \kappa(x, t) = \frac{1}{\sqrt{\pi t}} \exp \left[-\frac{x^2}{4t} \right]$ $\Gamma(x, e, \tau) = \frac{1}{2} \sum_{n=-\infty}^{+\infty} [\kappa(2nl+x-e, \tau) - \kappa(2nl+x+e, \tau)]$

Порядковый номер задачи	Граничное условие	Начальное условие	Решение уравнения $\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\partial P}{\partial \tau}$ и операторное изображение $0 \leq x < \infty$
I	$P(0, \tau) = A \sin(\omega\tau + \varepsilon)$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, s) = \frac{A(\omega \cos \varepsilon + \sin \varepsilon) e^{-\sqrt{s}x}}{s^2 + \omega^2}$ $P(x, \tau) = A \exp\left[-x\sqrt{\frac{\omega}{2}}\right] \sin\left(\omega\tau + \varepsilon - x\sqrt{\frac{\omega}{2}}\right) + \frac{2A}{x} \int_0^{\infty} \frac{\omega \cos \varepsilon - u^2 \sin \varepsilon}{\omega^2 + u^4} \times \exp[-u^2\tau] \sin(ux) du$
II	$P(0, \tau) = f(\tau)$	$P(x, 0) = 0$	$P(x, s) = f(s) \exp(-\sqrt{s}x)$ $P(x, \tau) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\infty} f\left(\tau - \frac{x}{4\varepsilon^2}\right) \exp[-\varepsilon^2] d\varepsilon$
III	$P(0, \tau) = P_0$	$P(x, 0) = P_1$	$P(x, s) = \frac{P_1 - P_0}{s} \exp[-\sqrt{s}x]$ $P(x, \tau) = P_0 + (P_1 - P_0) \Phi\left(\frac{x}{2\sqrt{\pi\tau}}\right)$
IV	$P(0, \tau) = 0$	$P(x, 0) = f(x)$	$P(x, s) = \begin{cases} \int_0^x \frac{1}{\sqrt{s}} \exp[-x\sqrt{s}] \operatorname{sh} \varepsilon \sqrt{s} f(\varepsilon) d\varepsilon & \text{при } 0 \leq x \leq \varepsilon \\ \int_0^l \frac{1}{\sqrt{s}} \exp[-\varepsilon\sqrt{s}] \operatorname{sh} x \sqrt{s} f(\varepsilon) d\varepsilon & \text{при } \varepsilon \leq x \leq \infty \end{cases}$ $P(x, \tau) = \int_0^l \Gamma(x, \varepsilon, \tau) f(\varepsilon) d\varepsilon = \Gamma(x, \varepsilon, \tau) = \frac{1}{2} \int_0^{\infty} [\kappa(\varepsilon - x, \tau) - \kappa(\varepsilon - x, \tau)] d\varepsilon$ $\kappa(x, t) = \frac{1}{\sqrt{4\pi t}} \exp\left[-\frac{x^2}{4t}\right]$
V	$\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} = AG^2$	$P(x, 0) = P_0$	$P(x, s) = \frac{P_0}{s} + \frac{AG^2}{s\sqrt{s}} \exp(-\sqrt{s}x)$ $P(x, \tau) = P_0 + 2AG^2\sqrt{\tau} \Phi\left(\frac{x}{2\sqrt{\pi\tau}}\right)$

Общее решение имеет вид

$$P(x, s) - \frac{f(x)}{s} = A_s \operatorname{ch} \sqrt{s}x + B_s \operatorname{sh} \sqrt{s}x.$$

Постоянные A_s и B_s определяем из граничных условий

$$P(0, s) = P_1(s); \quad P(l, s) = P_2(s);$$

$$P_1(s) - \frac{f(x)}{s} = A_s;$$

$$P_2(s) - \frac{f(x)}{s} = A_s \operatorname{ch} \sqrt{s}l + B_s \operatorname{sh} \sqrt{s}l.$$

Отсюда

$$B_s = \frac{sP_2(s) - f(x)}{s \operatorname{sh} \sqrt{s}l} - \frac{sP_1(s) - f(x)}{s} \frac{\operatorname{ch} \sqrt{s}l}{\operatorname{sh} \sqrt{s}l}.$$

Тогда

$$P(x, s) - \frac{f(x)}{s} = \frac{sP_1(s) - f(x)}{s} \operatorname{ch} \sqrt{s}x + \frac{sP_2(s) - f(x)}{s \operatorname{sh} \sqrt{s}l} \operatorname{sh} \sqrt{s}x - \frac{sP_1(s) - f(x)}{s \operatorname{sh} \sqrt{s}l} \operatorname{ch} \sqrt{s}l \operatorname{sh} \sqrt{s}x. \quad (2.21)$$

При начальных условиях $P(x, 0)$ и $f(x)$ и граничных условиях $P(0, \tau) = P_1(\tau)$

$$\frac{\partial P(l, \tau)}{\partial x} = AG^2(l, \tau)$$

или в операционном виде

$$P(0, s) = \frac{f(x)}{s};$$

$$P(0, s) = P_1(s);$$

$$\frac{\partial P(l, s)}{\partial x} = AG^2(l, s)$$

имеем:

$$\frac{\partial P(x, s)}{\partial x} = \frac{f'(x)}{s} + C_s \sqrt{s} \operatorname{sh} \sqrt{s}x + D_s \sqrt{s} \operatorname{ch} \sqrt{s}x,$$

$$\frac{\partial P(l, s)}{\partial x} = \frac{f'(x)}{s} + C_s \sqrt{s} \operatorname{sh} \sqrt{s}l + D_s \sqrt{s} \operatorname{ch} \sqrt{s}l,$$

где

$$C_s = \frac{sP_1(s) - f(x)}{s};$$

$$D_s = \frac{AG^2(l, s)}{\sqrt{s} \operatorname{ch} \sqrt{s}l} - \frac{f'(x)}{s \sqrt{s} \operatorname{ch} \sqrt{s}l} - \frac{sP_1(s) - f(x)}{s \operatorname{ch} \sqrt{s}l} \operatorname{sh} \sqrt{s}l;$$

$$P(x, s) - \frac{f(x)}{s} = \frac{sP_1(s) - f(x)}{s} \operatorname{sh} \sqrt{s}x +$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{AG^2(l, s)}{\sqrt{s} \operatorname{ch} \sqrt{s} l} \operatorname{ch} \sqrt{s} x - \frac{f'(x)}{s \sqrt{s} \operatorname{ch} \sqrt{s} l} \operatorname{ch} \sqrt{s} x - \\
& - \frac{sP_1(s) - f(x)}{s \operatorname{ch} \sqrt{s} l} \operatorname{sh} \sqrt{s} l \operatorname{ch} \sqrt{s} x. \quad (2.22)
\end{aligned}$$

При начальных и граничных условиях $P(x, 0) = f(x)$

$$\begin{aligned}
\frac{\partial P(0, \tau)}{\partial x} &= A_1 G_1^2(\tau); \\
\frac{\partial P(l, \tau)}{\partial x} &= A_2 G_2^2(\tau)
\end{aligned}$$

или в операционном виде

$$P(x, 0) = \frac{f(x)}{s};$$

$$\frac{\partial P(0, s)}{\partial x} = A_1 G_1^2(s); \quad \frac{\partial P(l, s)}{\partial x} = A_2 G_2^2(s);$$

получаем

$$\frac{\partial P(0, s)}{\partial x} = \frac{f'(x)}{s} + E_s \sqrt{s} = A_1 G_1^2(s),$$

где

$$E_s = \frac{A_1 G_1^2(s)}{\sqrt{s}} - \frac{f'(x)}{s \sqrt{s}};$$

$$\begin{aligned}
\frac{\partial P(l, s)}{\partial x} &= \frac{f_1(x)}{s} + H_s \sqrt{s} \operatorname{sh} \sqrt{s} l + A_1 G_1^2(s) \operatorname{ch} \sqrt{s} l - \\
& - \frac{f'(x)}{s} \operatorname{ch} \sqrt{s} l = A_2 G_2^2(s),
\end{aligned}$$

где

$$H_s = \frac{A_2 G_2^2(s)}{\sqrt{s} \operatorname{sh} \sqrt{s} l} - \frac{f_1(x)}{s \sqrt{s} \operatorname{sh} \sqrt{s} l} - \frac{A_1 G_1^2(s) \operatorname{ch} \sqrt{s} l}{\sqrt{s} \operatorname{sh} \sqrt{s} l} + \frac{f_1(x) \operatorname{ch} \sqrt{s} l}{s \sqrt{s} \operatorname{sh} \sqrt{s} l};$$

$$\begin{aligned}
P(x, s) - \frac{f(x)}{s} &= \frac{A_2 G_2^2(s)}{\sqrt{s} \operatorname{sh} \sqrt{s} l} \operatorname{ch} \sqrt{s} x - \\
& - \frac{f_1(x)}{s \sqrt{s} \operatorname{sh} \sqrt{s} l} \operatorname{ch} \sqrt{s} x - \frac{A_1 G_1^2(s) \operatorname{ch} \sqrt{s} l}{\sqrt{s} \operatorname{sh} \sqrt{s} l} \operatorname{ch} \sqrt{s} x + \\
& + \frac{f_1(x) \operatorname{ch} \sqrt{s} l}{s \sqrt{s} \operatorname{sh} \sqrt{s} l} \operatorname{ch} \sqrt{s} x + \frac{A_1 G_1^2(s)}{\sqrt{s}} \operatorname{sh} \sqrt{s} x - \frac{f'(x)}{s \sqrt{s}} \operatorname{sh} \sqrt{s} x. \quad (2.23)
\end{aligned}$$

Теорему разложения Хэвисайда можно использовать только в том случае, если имеем в знаменателе произведение элементарных множителей, т. е. когда легко можно найти корни знаменателя.

Тогда для формулы (2.21) имеем:

1) $s = 0$;

2) множество корней трансцендентного характеристического уравнения $\operatorname{sh} \sqrt{s} l = 0$.

Для формул (2.22), (2.23):

1) $s = 0$;

2) множество корней трансцендентных характеристических уравнений $\sqrt{s} \operatorname{ch} \sqrt{s} l = 0$ и $\sqrt{s} \operatorname{sh} \sqrt{s} l = 0$.

Для формулы (2.21) обозначим:

$$i \sqrt{s} l = \mu.$$

Тогда с учетом выражения

$$\operatorname{sh} z = \frac{1}{i} \sin iz$$

имеем:

$$\sin \mu = 0 \text{ с корнями } \mu_n = n\pi \quad (n = 1, 2, 3, \dots, \infty).$$

Корни s_n определяются из соотношения

$$s_n = -\frac{\mu_n^2}{l^2}.$$

Для уравнения $\sqrt{s} \operatorname{ch} \sqrt{s} l = 0$ получаем: $\frac{\mu}{il} \cos \mu = 0$.

Корни имеют вид:

$$\mu_1 = 0, \quad \mu_n = (2n + 1) \frac{\pi}{2}; \quad n = 0, 1, 2, 3, \dots$$

Если правую часть операционного уравнения можно представить как сумму бесконечного числа дробей вида $\frac{C_n}{s - s_n}$, то оригинал имеет вид

$$\frac{C_n}{s - s_n} \div C_n e^{s_n t}.$$

Согласно формуле Хэвисайда

$$F(t) = \frac{A(0)}{B(0)} + \sum_{k=1}^n \frac{A(s_k)}{s_k B'(s_k)} e^{s_k t}.$$

Для $A(s_n)/B(s_n) = (\operatorname{sh} \sqrt{s_n} x) / (s_n \operatorname{sh} \sqrt{s_n} l)$ имеем:

$$B'(s_n) = (s_n \operatorname{sh} \sqrt{s_n} l)' = \operatorname{sh} \sqrt{s_n} l + \frac{s_n l}{2 \sqrt{s_n} l} \operatorname{ch} \sqrt{s_n} l.$$

Так как

$$\operatorname{sh} \sqrt{s_n} l = 0,$$

то

$$B'(s_n) = \frac{1}{2} \sqrt{s_n} l \operatorname{ch} \sqrt{s_n} l = \frac{1}{2i} \mu_n \cos \mu_n;$$

$$A(s_n) = \frac{1}{i} \sin \mu_n \frac{x}{l}.$$

Отсюда следует, что ненулевым простым корням в операторной плоскости соответствует во временной плоскости сумма бесконечного ряда

$$\sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin \mu_n \frac{x}{l}}{\mu_n \cos \mu_n} e^{-\frac{\mu_n^2}{l^2} \tau}$$

Применяя последовательно теорему Хэвисайда для всех слагаемых, получаем окончательное решение во временной плоскости. Неопределенность вида 0/0 раскрываем по Лопиталю.

Можно поступить несколько иначе, воспользовавшись разложениями вида

$$\operatorname{sh} z = z + \frac{z^3}{3!} + \frac{z^5}{5!} + \dots;$$

$$\operatorname{ch} z = 1 + \frac{z^2}{2!} + \frac{z^4}{4!} + \dots$$

Получаем решения в операторной плоскости для первого случая:

$$P(x, s) - \frac{f(x)}{s} = \frac{sP_1(s) - f(x)}{s} \left[1 + \frac{sx^2}{2!} + \frac{s^2x^4}{4!} + \dots \right] + \frac{sP_2(s) - f(x)}{s} \cdot \frac{\left[\sqrt{s}x + \frac{(\sqrt{s})^3 x^3}{2!} + \frac{(\sqrt{s})^5 x^5}{5!} + \dots \right]}{\left[\sqrt{s}l + \frac{(\sqrt{s})^3 l^3}{2!} + \frac{(\sqrt{s})^5 l^5}{5!} + \dots \right]} - \frac{sP_1(s) - f(x)}{s} \cdot \frac{\left[\sqrt{s}x + \frac{(\sqrt{s})^3 x}{2!} + \frac{(\sqrt{s})^5 x^5}{5!} + \dots \right] \left[1 + \frac{sx}{2!} + \frac{s^2x^3}{4!} + \dots \right]}{\left[\sqrt{s}l + \frac{(\sqrt{s})^3 l^3}{2!} + \frac{(\sqrt{s})^5 l^5}{5!} + \dots \right]}$$

Ограничившись первыми членами ряда знаменателя, определяем корни s_n полинома и далее применяем теорему Хэвисайда. Для нахождения s_n известны методы половинного давления, метод хорд, метод касательных как частные виды итеративных методов, и, наконец, графические методы.

Часто используется система, рассматриваемая И. А. Чарным,

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{1}{F} \cdot \frac{\partial G}{\partial t} + kG;$$

$$-\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{c^2}{F} \frac{\partial G}{\partial x}$$

при начальных условиях

$$p(x, 0) = \sqrt{p_0^2 - (p_0^2 - p_l^2) \frac{x}{l}} = f(x)$$

или

$$G(x, 0) = g(x)$$

и при граничных условиях $p(0, t) = p(t)$ и $G(l, t) = G(t)$.

Подвергаем преобразованию частные производные исходных дифференциальных уравнений:

$$\begin{aligned} -\frac{\partial p(x, s)}{\partial x} + \frac{1}{F} G(x, 0) &= \frac{1}{F} (s+k) G(x, s); \\ -\frac{dG(x, s)}{dx} + \frac{F}{c^2} p(x, 0) &= \frac{F}{c^2} sp(x, s). \end{aligned} \quad (2.24)$$

Исключая из системы уравнений (2.24) функцию $G(x, s)$, получаем:

$$\frac{d^2 p(x, s)}{dx^2} - \frac{s}{c^2} (k+s) p(x, s) = \frac{1}{F} \frac{dG(x, 0)}{dx} - \frac{s+k}{c^2} p(x, 0).$$

Исключая из системы уравнений (2.24) функцию $p(x, s)$, получаем:

$$\frac{d^2 G(x, s)}{dx^2} - \frac{s(s+k)}{c^2} G(x, s) = \frac{F}{c^2} \frac{dp(x, 0)}{dx} - \frac{p}{c^2} G(x, 0).$$

Неоднородные уравнения (2.23) и (2.24) сводятся к однородным при нулевых начальных условиях.

Для однородного уравнения получаем:

$$p_*(x, s) = C_1 \exp\left(\frac{x}{c} \sqrt{s^2 + ks}\right) + C_2 \exp\left(-\frac{x}{c} \sqrt{s^2 + ks}\right);$$

$$G_*(x, s) = C_1^* \exp\left(\frac{x}{c} \sqrt{s^2 + ks}\right) + C_2^* \exp\left(-\frac{x}{c} \sqrt{s^2 + ks}\right);$$

для неоднородного —

$$\begin{aligned} p(x, s) &= p_*(x, s) + \frac{1}{\sqrt{s^2 + ks}} \int_0^x \left[\frac{1}{F} g'(x) - \frac{s+k}{c^2} f(x) \right] \times \\ &\quad \times \operatorname{sh} \left[\frac{x-l}{l} \sqrt{s^2 + ks} \right] dx; \\ G(x, s) &= p_*(x, s) + \\ &\quad + \frac{1}{\sqrt{s^2 + ks}} \int_0^x \left[\frac{F}{c^2} f'(x) - \frac{s}{c^2} g(x) \right] \operatorname{sh} \left[\frac{x-l}{l} \sqrt{s^2 + ks} \right] dx. \end{aligned}$$

Постоянные интегрирования C_1 и C_2 , C_1^* и C_2^* находятся из граничных условий. Если рассматривать нестационарный режим при отсеченном стационарном, то ограничиваются решением однородного дифференциального уравнения. Общее решение получается в виде суммы решений стационарного режима и нестационарной добавки. Для этого случая к сложным системам магистральных газопроводов в области операторов возможно применение аппарата линейной алгебры.

Однако имеются определенные трудности даже при нулевых начальных условиях в получении самой операционной модели нестационарных процессов в сложных системах магистральных

газопроводов. Поэтому целесообразно также и ее составление переложить на вычислительную машину.

Для получения временного решения целесообразно использование методов численного обращения, когда по численным значениям данных в плоскости операторов получают численные значения решения уравнения во времени. Известно несколько методов численного преобразования [2.38], основанных на разложении в степенные ряды, применении теоремы моментов, приводящей к полиномам Лежандра, Чебышева, Лаггера и так далее, с использованием синус-

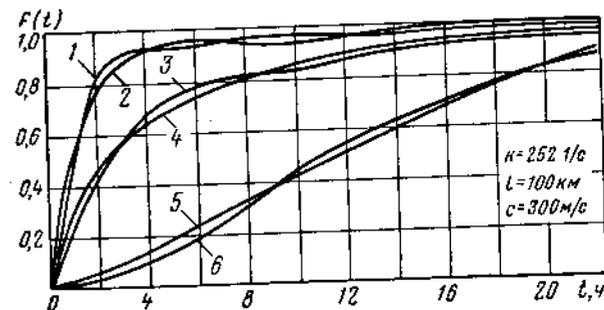
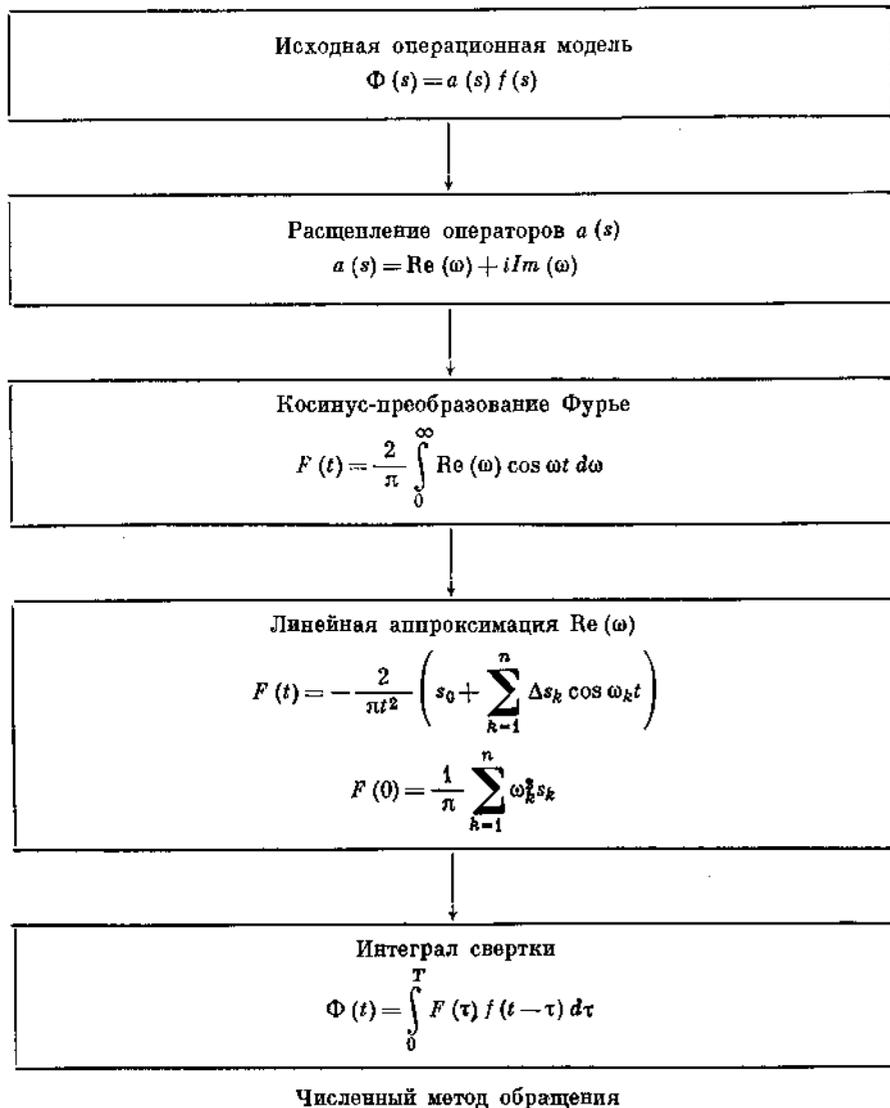


Рис. 2.7. Сравнительные расчеты переходных процессов на участке магистрального газопровода:
 1, 2 — между величинами $p_{вх}$ и $p_{вых}$; 3, 4 — между величинами $p_{вх}$ и $p_{вых}$, $Q_{вх}$ и $Q_{вых}$; 5, 6 — между величинами $Q_{вх}$ и $p_{вых}$.
 Методы обращения: 1, 3, 6 — численные; 2, 4, 5 — аналитические

и косинус-преобразований Фурье и др. Все эти методы не равноценны по точности и затратам машинного времени. Области их применения в ряде случаев не оговорены.

Например, метод Паулулиса [2.36] ведет к неустойчивости решения при $t \rightarrow 0$ и дает пригодные результаты лишь при $t \rightarrow 5-8$ ч для нашей системы. Весьма удовлетворительные результаты при достаточной точности обеспечивают преобразования Фурье, что использовалось авторами для создания программы получения временного решения по известной операционной модели. В этом случае класс функций, с которыми мы работаем, ограничивается условиями Дирихле, однако для нашего круга практических задач эти условия полностью удовлетворяются. Сущность метода иллюстрируется схемой на с. 102, где $f(t)$ — воздействие; $F(t)$ — импульсная переходная характеристика участка газопровода любой сложности, полученная по известной операционной модели, составленной с использованием известных уравнений И. А. Чарного; k — точки линейной аппроксимации вещественной части оператора $a(s)$; s_k — наклон k -того прямоугольного участка.

Результаты расчетов переходных процессов для участка газопровода показаны на рис. 2.7. Несколько уступая в точности интегральному, разработанный метод более широк по области применения и имеет достаточную точность, которую можно повысить для устранения систематической ошибки счета нормировкой по стационарным режимам работы газопровода.

Опыт проведенных расчетов позволяет резюмировать, что операционные методы упрощают анализ нестационарных процессов в сложных системах газопроводов и могут применяться для диспетчерских служб.

5. ИМПЕДАНСНЫЕ МЕТОДЫ ДЛЯ ЗАДАЧ ТРАНСПОРТА ГАЗА

Импедансные методы весьма широко распространены в электро- и радиотехнических расчетах [2.39, 2.40]. Позднее эти методы стали использовать для расчета упругих систем гидравлических сетей, в задачах колебаний механических систем [2.53, 2.54] и т. д. Мы рассмотрим распространение метода импеданса на газотранспортные системы, основанные на апробированных результатах, полученных многими авторами.

Известны уравнения

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{k}{F} G + \frac{1}{F} \cdot \frac{\partial G}{\partial t};$$

$$-\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{c^2}{F} \cdot \frac{\partial G}{\partial x}.$$

Преобразовывая их по Лапласу, с учетом начальных условий получаем:

$$\left(\frac{1}{F} s + \frac{k}{F}\right) G(x, s) = -\frac{dp(x, s)}{dx} + \frac{1}{F} G(x, 0);$$

$$\frac{F}{c^2} sp(x, s) = -\frac{dG(x, s)}{dx} + \frac{F}{c^2} p(x, 0).$$

Дифференцируя по x и комбинируя, при нулевых начальных условиях находим

$$\frac{d^2 p(x, s)}{dx^2} = \left[(k+s) \frac{1}{c^2} s\right] p(x, s);$$

$$\frac{d^2 G(x, s)}{dx^2} = \left[(k+s) \frac{1}{c^2} s\right] G(x, s),$$

где $\frac{(k+s)s}{c^2} = \alpha^2$ — оператор распространения.

Отсюда

$$p(x, s) = C_1 e^{-\alpha x} + C_2 e^{\alpha x} = K_1 \operatorname{sh} \alpha x + K_2 \operatorname{ch} \alpha x;$$

$$G(x, s) = C_3 e^{-\alpha x} + C_4 e^{\alpha x} = K_3 \operatorname{sh} \alpha x + K_4 \operatorname{ch} \alpha x,$$

где коэффициенты

$$K_1 = C_1 + C_2; \quad K_2 = C_2 - C_1; \quad K_3 = C_3 + C_4;$$

$$K_4 = C_4 - C_3;$$

$$C_3 = \frac{C_1}{z_0}; \quad C_4 = \frac{C_2}{z_c}; \quad C_2 = \frac{z_2 - z_0}{z_2 + z_0} e^{-2\alpha l} C_1$$

находят с учетом граничных условий.

При этом отношение давления к расходу в операторной форме на конце называется импедансом нагрузки z_l .

Характеристический импеданс на единицу длины трубопровода запишем в виде

$$z_c = \frac{c}{F} \sqrt{\frac{k+s}{s}}.$$

Пусть нам заданы давление и расход на конце трубопровода: $p(l, t)$ и $Q(l, t)$

Тогда имеем:

$$p(x, s) = p(l, s) \operatorname{ch} \alpha x + z_c G(l, s) \operatorname{sh} \alpha x;$$

$$G(x, s) = \frac{p(l, s)}{z_c} \operatorname{sh} \alpha x + G(l, s) \operatorname{ch} \alpha x.$$

Если известны значения $p(0, t)$ и $G(0, t)$, то

$$p(x, s) = p(0, s) \operatorname{ch} \alpha x - z_c G(0, s) \operatorname{sh} \alpha x;$$

$$G(x, s) = -\frac{p(0, s)}{z_c} \operatorname{sh} \alpha x + G(l, s) \operatorname{ch} \alpha x.$$

Если при $x = 0$ расход $G(0, t) = G(0, s)$, а при $s = l$ давление $p(l, t) = 0$, т. е. трубопровод открыт в атмосферу при $x = l$, то имеем:

$$G(x, s) = G(0, s) \frac{\operatorname{sh} \alpha (l-x)}{\operatorname{sh} \alpha l};$$

$$p(x, s) = p(0, s) \frac{\operatorname{sh} \alpha (l-x)}{\operatorname{sh} \alpha l}.$$

Из уравнений

$$p(x, s) = C_1 e^{-\alpha x} + C_2 e^{\alpha x};$$

$$G(x, s) = \frac{C_1 e^{-\alpha x}}{z_0} + \frac{C_2 e^{\alpha x}}{z_c}$$

при $x = l$ найдем

$$\frac{p(x, s)}{z_c G(x, s)} = \frac{z_l}{z_c} = \frac{C_1 e^{-\alpha x} + C_2 e^{\alpha x}}{C_1 e^{-\alpha x} - C_2 e^{\alpha x}},$$

откуда

$$C_2 = \frac{z_l - z_c}{z_l + z_c} e^{-2\alpha l}; \quad C_1 = r e^{-2\alpha l} C_1.$$

Тогда можно записать для конечного трубопровода с известным импедансом нагрузки z_l :

$$p(x, s) = p(0, s) \left[\frac{(1+r) e^{-\alpha x}}{1 + r e^{-2\alpha x}} \right] =$$

$$= p(0, s) (1+r) [e^{-\alpha x} - r e^{-3\alpha x} + r^2 e^{-5\alpha x} - \dots].$$

Физически эту величину r можно интерпретировать как отражение волн в конечных трубопроводах.

То же получается для уравнения

$$G(x, s) = G(0, s)(1+r)[e^{-\alpha x} - r e^{-2\alpha x} + r^2 e^{-3\alpha x} - \dots].$$

При этом

$$G(x, s) = p(x, s) \frac{F}{c} \sqrt{\frac{s}{s+k}}$$

или для первой отраженной волны

$$p(x, s) = p(0, s) \exp\left(-\frac{x}{c} \sqrt{s^2 + ks}\right);$$

$$G(x, s) = \frac{F}{c} p(0, s) \sqrt{\frac{s}{s+k}} \exp\left(-\frac{x}{c} \sqrt{s^2 + ks}\right).$$

При $p(0, t) = p_0 = \text{const}$ получим:

$$G(x, s) = \frac{F}{c} \cdot \frac{\exp\left(-\frac{x}{c} \sqrt{s^2 + ks}\right)}{\sqrt{s^2 + ks}}, \text{ так как}$$

$$p_0 \div \frac{P_0}{s}$$

Используя изображение Бесселевых функций

$$\exp(-(a+b)t) I_0[(b-a)\sqrt{t^2 - \mu^2}] = \frac{\exp(-\mu\sqrt{(s+2a)(s+2b)})}{\sqrt{(s+2a)(s+2b)}}$$

и заменяя $b = k/2$, $a = 0$; $\mu = x/c$, найдем

$$G(x, t) = p_0 \frac{F}{c} e^{-\frac{k}{2}t} I_0\left[\frac{k}{2} \sqrt{t^2 - \frac{x^2}{c^2}}\right].$$

Из соотношения

$$\frac{dG(x, s)}{dx} = -\frac{F}{c^2} s p(x, s)$$

или

$$p(x, s) = -\frac{c^2}{F} \cdot \frac{1}{s} \cdot \frac{dG(x, s)}{dx}$$

получаем:

$$p(x, t) = -\frac{c^2}{F} \int_0^t \frac{dG(x, \tau)}{dx} d\tau$$

или

$$p(x, t) = \frac{c}{F} p_0 \frac{k}{2} \left\{ \int_0^t e^{-\frac{k}{2}\tau} \frac{I_0\left(\frac{k}{2} \sqrt{\tau^2 - \frac{x^2}{c^2}}\right)}{\sqrt{\tau^2 - \frac{x^2}{c^2}}} d\tau - \int_0^t e^{-\frac{k}{2}\tau} I_0\left(\frac{k}{2} \sqrt{\tau^2 - \frac{x^2}{c^2}}\right) d\tau \right\}.$$

Второй интеграл

$$\int_0^t e^{-\frac{k}{2}\tau} I_0\left(\frac{k}{2} \sqrt{\tau^2 - \frac{x^2}{c^2}}\right) d\tau = -e^{-\frac{x}{c} \cdot \frac{k}{2}}.$$

Тогда

$$p(x, t) = p_0 \frac{c}{F} \frac{k}{2} \left[\int_{\frac{x}{c}}^t e^{-\frac{k}{2}\tau} \frac{I_1\left(\frac{k}{2} \sqrt{\tau^2 - \frac{x^2}{c^2}}\right)}{\sqrt{\tau^2 - \frac{x^2}{c^2}}} d\tau + e^{-\frac{x}{c} \cdot \frac{k}{2}} \right]$$

при $t > \frac{x}{c}$;

$$p(x, t) = 0 \text{ при } t \leq \frac{x}{c}.$$

Те простейшие варианты, которые чаще всего рассматриваются в электро- и радиотехнике, в нашем случае мало применимы, так как, во-первых, величина z_c существенно зависит от величины s , во-вторых, для систем передачи газа необходимо рассматривать наиболее общий случай, исключая частные, как-то: трубопровод без потерь давления, закрытый или открытый в атмосферу трубопровод и т. д.

Если трубопровод закрыт, то

$$z_l = \frac{p(l, t)}{G(l, t)} = \infty,$$

так как $G(l, t) = 0$.

Если трубопровод открыт, то

$$z_l = \frac{p(l, t)}{G(l, t)} = 0,$$

так как изменение давления на конце $p(l, t) = 0$.

Некоторые импедансные решения даны в табл. 2.10.

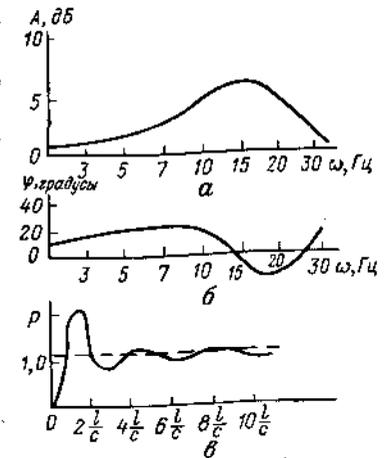


Рис. 2.8. Амплитудно- (а) и фазо-частотная (б) характеристики трубопровода и кривая давления в переходном процессе (в)

Порядок номера формулы	Выходной импеданс	Операторное решение	Временное решение уравнений	$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{h}{F} G + \frac{1}{F} \cdot \frac{\partial G}{\partial t}$ $-\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{c^2}{F} \cdot \frac{\partial G}{\partial x}$ <p>при $p(0, t) = 1$ при нулевых начальных условиях</p>
I	$z_c = z_l = -\frac{c}{F} \sqrt{\frac{s+h}{s}}$	$p(x, s) = \frac{1}{s} e^{-\frac{x}{c} \sqrt{s^2+h^2}}$ $G(x, s) = \frac{F}{sc} \times \sqrt{\frac{s}{s+h}} e^{-\frac{x}{c} \sqrt{s^2+h^2}}$	$p(x, t) = \frac{x}{c} \frac{h}{2} \int_{x/c}^t \exp\left[-\frac{h}{2} t\right] \frac{I_1\left(\frac{h}{2} \sqrt{t^2 - \frac{x^2}{c^2}}\right)}{\sqrt{t^2 - \frac{x^2}{c^2}}} dt + e^{-\frac{h}{2} \frac{x}{c}} \text{ при } t > \frac{x}{c}$ $p(x, t) = 0 \text{ при } t < \frac{x}{c}$ $G(x, t) = \frac{F}{c} \exp\left(-\frac{h}{2} t\right) I_0\left[\frac{h}{2} \sqrt{t^2 - \frac{x^2}{c^2}}\right]$	
II	$z_l = \infty$	$p(x, s) = \frac{1}{s} \frac{\text{sh} \frac{l-x}{c} \sqrt{s^2+h^2}}{\text{sh} \frac{l}{c} \sqrt{s^2+h^2}}$ $G(x, s) = \frac{F}{cs} \sqrt{\frac{s}{s+h}} \times \frac{\text{ch} \frac{l-x}{c} \sqrt{s^2+h^2}}{\text{sh} \frac{l}{c} \sqrt{s^2+h^2}}$	$p(x, t) = \left[\left(1 - \frac{x}{c}\right) - \frac{2t}{x} \exp\left[-\frac{h}{2} t\right] \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{\sqrt{\frac{n\pi^2 c^2}{x^2} - \frac{h^2}{4}}} \sin\left(n \frac{\pi x}{l}\right) \times \right.$ $\left. \times \sin\left(\sqrt{\frac{n\pi^2 c^2}{x^2} - \frac{h^2}{4}} + \arctg\left(\frac{x}{c} \sqrt{\frac{n\pi^2 c^2}{x^2} - \frac{h^2}{4}}\right)\right) \right];$ $G(x, t) = \frac{F}{ch} \left(1 - \exp\left[-\frac{h}{2} t\right] + \frac{2F}{c}\right) \exp\left[-\frac{h}{2} t\right] \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{\sqrt{\frac{n\pi^2 c^2}{x^2} - \frac{h^2}{4}}} \times$ $\times \cos\left(n\pi \frac{x}{l}\right) \sin \sqrt{\frac{n\pi^2 c^2}{x^2} - \frac{h^2}{4}}$	
III	$z_l = \infty$ короткий трубопровод	$p(x, s) = \frac{1}{s} \frac{\text{ch} \frac{l-x}{c} s}{\text{ch} \frac{l}{c} s}$ $G(x, s) = \frac{F}{c} \cdot \frac{1}{s} \times \frac{\text{ch} \frac{l-x}{c} s}{\text{ch} \frac{l}{c} s}$	$p(x, t) = 1 - \frac{4}{\pi} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(-1)^n}{2n+1} \cos\left(\frac{2n+1}{2} \frac{l-x}{l} \pi\right) \cos\left(\frac{2n+1}{2} \frac{c\pi}{l} t\right);$ $G(x, t) = \frac{4F}{\pi c} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(-1)^n}{2n+1} \sin\left(\frac{2n+1}{2} \frac{l-x}{l} \pi\right) \sin\left(\frac{2n+1}{2} \frac{c\pi}{l} t\right)$	
IV	$z_l = 0$ короткий трубопровод	$p(x, s) = \frac{1}{s} \left[\frac{1 - \text{ch} \frac{l+x}{c} s}{\text{ch} \frac{l}{c} s} \right]$ $G(x, s) = -\frac{F}{c} \cdot \frac{1}{s} \times \frac{\text{ch} \frac{l-x}{c} s}{\text{ch} \frac{l}{c} s}$	$p(x, t) = \frac{4}{\pi} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(-1)^n}{2n+1} \cos\left(\frac{2n+1}{2} \pi \frac{l-x}{l}\right) \cos\left(\frac{(2n+1)}{2} \frac{c}{l} \pi t\right)$ $G(x, t) = \frac{4}{\pi} \frac{F}{c} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(-1)^n}{2n+1} \sin\left(\frac{2n+1}{2} \pi \frac{l-x}{l}\right) \sin\left(\frac{(2n+1)}{2} \frac{c}{l} \pi t\right)$	
V	$z_l = 0$	$p(x, s) = \frac{1}{s} \frac{\text{ch}\left(\frac{x}{c} \sqrt{s^2+h^2}\right)}{\text{ch}\left(\frac{l}{c} \sqrt{s^2+h^2}\right)}$ $G(x, s) = \frac{1}{s} \cdot \frac{F}{c} \times \sqrt{\frac{s}{s+h}} \frac{\text{sh}\left(\frac{x}{c} \sqrt{s^2+h^2}\right)}{\text{ch}\left(\frac{l}{c} \sqrt{s^2+h^2}\right)}$	$p(x, t) = \left\{ 1 - \frac{4}{\pi} \exp\left[-\frac{h}{2} t\right] \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\sin\left[\frac{(2n+1)\pi}{2l}\right]}{2n+1} \frac{1}{\sqrt{\left[(2n+1)\frac{\pi l}{2x}\right]^2 - \frac{h^2}{4}}} \times \right.$ $\left. \times \left[\frac{h}{2} \sin \sqrt{\left[(2n+1)\frac{\pi l}{2x}\right]^2 - \frac{h^2}{4}} t + \sqrt{\left[(2n+1)\frac{\pi l}{2x}\right]^2 - \frac{h^2}{4}} \cos \sqrt{\left[(2n+1)\frac{\pi l}{2x}\right]^2 - \frac{h^2}{4}} t \right] \right\}$ $G(x, t) = \frac{2F}{c} \exp\left[-\frac{h}{2} t\right] \sum_{n=0}^{\infty} \frac{1}{\sqrt{\left[(2n+1)\frac{\pi l}{2x}\right]^2 - \frac{h^2}{4}}} \sin \sqrt{\left[(2n+1)\frac{\pi l}{2x}\right]^2 - \frac{h^2}{4}} t \times$ $\times \cos(2n+1) \frac{\pi x}{2l}$	

Если вместо величины s подставить выражение $j\omega$, то получим амплитудно-фазовую характеристику системы, по которой можно сделать некоторые количественные и качественные оценки ее поведения.

Характерные амплитудно-частотная и фазо-частотная характеристики для коротких трубопроводов [2.41] приведены на рис. 2.8, а, б. Характеристики были сняты для трубопровода длиной 20,7 м, диаметром 25,4 мм при толщине стенок 1,6 мм и среднем расходе 0,606 м³/с, $t_{ср} = 25$ °С, $Re \approx 14\ 000$, $p_{вх} = 3,5$ кгс/см².

Временное решение дано на рис. 2.10, в. Видно, что для коротких трубопроводов весьма существенное влияние имеет явление гидравлического удара, и процесс получается колебательный.

Броун [2.42] вывел из общих уравнений Навье — Стокса оператор распространения с учетом влияния вязкости в виде

$$z_c = \frac{4c}{\omega D^2} \Gamma(s),$$

где

$$\Gamma(s) = I_0 \left(s \sqrt{1 - \frac{2I_1 \left(j \frac{D}{2} \sqrt{\frac{s}{v_0}} \right)}{j \frac{D}{2} \sqrt{\frac{s}{v_0}} I_0 j \frac{D}{2} \sqrt{\frac{s}{v_0}}}} \right);$$

I_0 и I_1 — функция Бесселя нулевого и I рода; v_0 — кинематическая вязкость жидкости; D — диаметр трубопровода; ω — частота; c — скорость звука в газе.

В области низких частот, что существенно для работы систем транспорта газа, можно упростить выражение для функции $\Gamma(s)$:

$$\Gamma(s) = \sqrt{8} \tau_0 \sum_{k=0}^{\infty} g_k \left(\frac{D^2 s}{4v_0} \right)^{k+\frac{1}{2}},$$

где

$$\tau_0 = \frac{4v_0 l}{D^2 c}.$$

Величина g_k для первых шести членов ряда равна:

$$\begin{aligned} g_0 &= 1; \quad g_1 = 8,333 \cdot 10^{-2}; \\ g_2 &= 3,906 \cdot 10^{-3}; \quad g_3 = 3,4 \cdot 10^{-4}; \quad g_4 = -3,649 \cdot 10^{-5}; \\ g_5 &= 4,389 \cdot 10^{-6}; \quad g_6 = -5,668 \cdot 10^{-7}. \end{aligned}$$

В [2.42] рассмотрены основные типы воздействий:

- 1) изменение давления при $x = l$ на скачок давления при $x = 0$ (рис. 2.9, а);
- 2) то же, на скачок расхода при $x = 0$ (рис. 2.9, а);
- 3) изменение расхода $x = l$ на скачок давления при $x = 0$ (рис. 2.9, б);
- 4) то же, на скачок расхода при $x = 0$ (рис. 2.9, в).

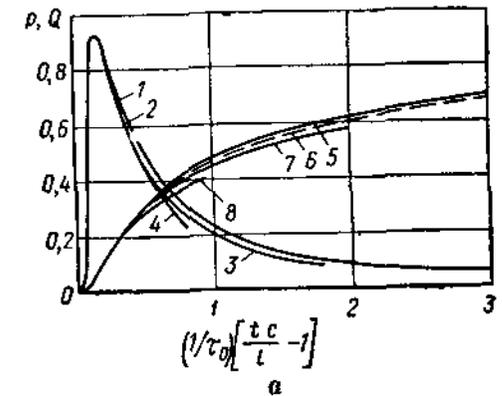
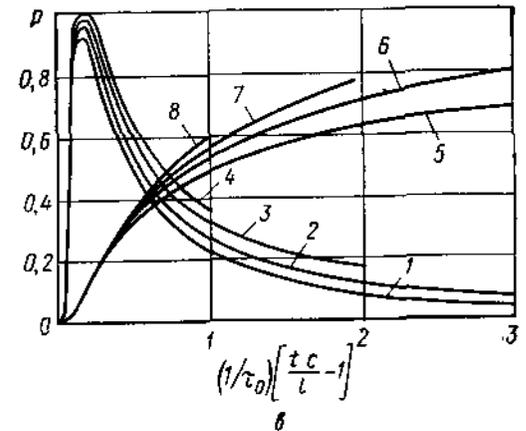
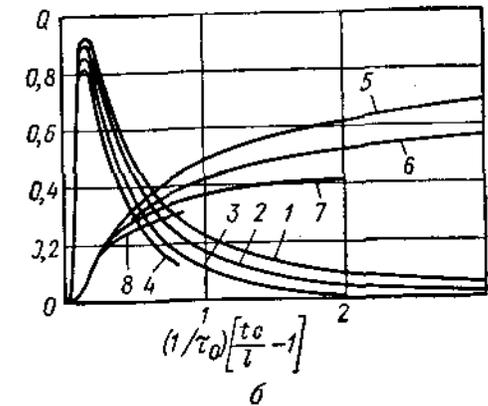


Рис. 2.9. Фронтальные участки переходных характеристик:

а — реакция давления на скачок $e^{\tau_0 p_l}$ и импульс давления $\tau_0 e^{\tau_0 p_l}$ или реакция расхода на скачок и импульс расхода; б — реакция расхода на скачок $\frac{4c}{\pi D^2} \tau_0 e^{\tau_0 G_l}$ и импульс давления $\frac{4c}{\pi D^2} \tau_0 e^{\tau_0 G_l}$; в — реакция давления на скачок $\frac{\pi D^2}{4c} e^{\tau_0 p_l}$ и импульс расхода $\frac{\pi D^2}{4c} \tau_0 e^{\tau_0 p_l}$;
1, 5 — $\tau_0 = 0$; 2, 6 — $\tau_0 = 0,107$; 3, 7 — $\tau_0 = 0,214$; 4, 8 — $\tau_0 = 0,327$



При этом случаи 1 и 4 определяются обратным преобразованием выражения

$$\frac{1}{s} \exp[-\Gamma(s)],$$

случаи 2 и 3 — соответственно выражениями

$$\frac{z_c(s)}{s} \exp[-\Gamma(s)];$$

$$\frac{1}{sz_c(s)} \exp[-\Gamma(s)].$$

Основное достоинство импедансного метода в том, что он достаточно просто позволяет анализировать сложные соединения трубопроводов. Это позволяет получать простые расчетные выражения для анализа, особенно если учесть, что можно в ряде задач ограничиться полубесконечными решениями, т. е. учесть только первую падающую волну.

При изменении диаметра трубопровода (от площади сечения A_1 до площади сечения A_2) коэффициент отражения выражается формулой

$$r = \frac{z_1 - z_c}{z_1 + z_c} = \frac{\frac{A_1 z_c}{A_2} - z_c}{\frac{A_1 z_c}{A_2} + z_c} = \frac{A_1 - A_2}{A_1 + A_2}.$$

Давление и расход на первом участке площадью сечения A_1

$$p_1(x, s) = (1+r)p(0, s)e^{-\alpha x};$$

$$Q_1(x, s) = (1-r)Q(0, s)e^{-\alpha x},$$

на втором участке

$$Q_2(x, s) = \frac{A_2(1+r)P(0, s)}{A_1 z_c} e^{-\alpha x} = \frac{(1-r)P(0, s)}{z_c} e^{-\alpha x}.$$

При разветвлении трубопровода площадью сечения A на две (A_1 и A_2) эквивалентный импеданс разветвления

$$z = \frac{1}{\left(\frac{A_1}{A z_c} + \frac{A_2}{A z_c}\right)} = \frac{A z_c}{A_1 + A_2},$$

так как расход в подводящем трубопроводе равен сумме расходов в ответвлениях и таким образом соблюдается условие неразрывности.

При более сложных системах применяется принцип суперпозиции решений. Этот подход не нов и восходит еще к Рэлею. В [2.43] он рассматривает пропускание акустических волн в участках с параллельными трубами и выводит коэффициенты отражения и преломления падающих акустических волн.

Чтобы оценить применение импедансных методов для анализа сложных гидравлических систем, в [2.44] рассмотрена методика эксперимента на трубе длиной 92 м. После установления стационарного режима в начале трубопровода включался быстродействующий вентиль и на замкнутом конце трубы измерялось давление. В другом опыте при такой же методике исследовались две последовательно соединенные трубы длиной 92 м, диаметр которых уменьшался. Экспериментально измеренное изменение давления при быстром закрытии вентиля и результаты расчета показаны на рис. 2.10. Видно, что рассчитанная система имеет высокочастотные колебания, отсутствующие в физической системе. По-видимому, диапазон частот, при котором она рассчитывалась, необходимо сместить в сторону меньших частот.

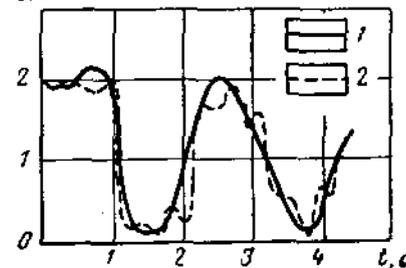


Рис. 2.10. Изменение давления трубопровода при закрытии вентиля:

1 — расчет; 2 — эксперимент

6. ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЛИНЕЙНЫХ УРАВНЕНИЙ ПРИ АНАЛИЗЕ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Диспетчерский контроль за работой магистральных газопроводов ведется по стационарным методикам. При этом режим рассчитывается по осредненным значениям расхода и давления за сутки. Для расчета нестационарных режимов чаще всего стараются использовать линейные уравнения в частных производных, которые просты в использовании для обоснованных диапазонов их применения.

Для стационарных формул показано, что ошибка линейризации по методу наименьших квадратов достигает 3—4% при $\epsilon = p_k/p_n \leq 2$, т. е. перепад давления существенно влияет на точность расчетов. Погрешность линейризации максимальна при $x = 0$, $x = l$, $x = l/2$. По методу Чарного И. А. погрешность линейризации имеет тот же порядок и наибольшие значения при $x \approx 1/3 l$ и $x = l$.

Для длинных газопроводов используем уравнения

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{k}{F} G; \quad -\frac{\partial p}{\partial t} = c^2 \frac{\partial G}{\partial x},$$

где k — коэффициент линейризации по И. А. Чарному,

$$k = \frac{\lambda v_{ср}}{2D}.$$

Величина v_{cp} выбирается из условия

$$\int_{v_k}^{v_n} \frac{\lambda}{2D} v^2 dv = \int_{v_k}^{v_n} \left[\frac{\lambda v_k^2}{2D} + 2a(v - v_n) \right] dv$$

и равна

$$v_{cp} = \frac{2}{3}(v_k + 2v_n).$$

где

$$v_n = \frac{1}{\rho_n FT} \int_0^T G_n(\tau) d\tau;$$

$$v_k = \frac{1}{\rho_n FT} \int_0^T G_k(\tau) d\tau.$$

Величина ρ_n принимается при давлении

$$p = \frac{1}{T} \int_0^T p(\tau) d\tau,$$

где T — диапазон осреднения по времени.

При пусковых и аварийных режимах перепады давления резко возрастают ($\xi > 10$). Во столько же раз изменяется скорость v . В этих случаях погрешность расчетов возрастает до 8—20% из-за осреднения по длине при определении коэффициента k , который необходимо принимать с учетом резкого изменения скорости по длине газопровода: $k = k(x)$. В неравнопроходных кранах, диффузорах и конфузорах имеется резкое изменение диаметра D , и поэтому коэффициент k также необходимо брать в виде $k = k(x)$.

Такой же учет изменения коэффициентов по длине является целесообразным для оценки ошибки линеаризации исходных уравнений, например, представляя коэффициенты зависящими от темпа падения давления. Выше мы использовали уравнение вида

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\lambda G}{FD} \frac{\partial P}{\partial t},$$

где, производя линеаризацию и вводя новую переменную

$$\tau = \frac{DF}{\lambda} \left(\frac{P}{G} \right)_{cp} t,$$

сводили его к уравнению (2.14), которое аналитически легко решается.

Рассмотрим случай, когда можно в общем виде решить задачу с переменной величиной $\lambda G / DP$.

Запишем уравнение в виде

$$\frac{DPF}{\lambda G} \cdot \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\partial P}{\partial t};$$

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{DPF}{\lambda G} \frac{\partial P}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left(\alpha \frac{\partial P}{\partial x} \right), \quad (1.24)$$

где $P = p^2$

$$1. \alpha = \alpha_0 x^n.$$

Применяя преобразования Лапласа при начальных и граничных условиях

$$p(x, 0) = 0;$$

$$P(\infty, t) = 0;$$

$$P(0, t) = p_0^2,$$

получаем

$$x^n P''(x, s) + nx^{n-1} P'(x, s) - \frac{F s}{\alpha_0} P(x, s) = 0.$$

Подставляя значение $\xi = x^n$, находим:

$$m^2 x^{2m+n+2} \frac{d^2 P(x, s)}{d\xi^2} + m(m+n-1) x^{m+n-2} \frac{d^2 P(x, s)}{d\xi^2} - \frac{s}{\alpha_0} P(x, s) = 0.$$

Пусть $2m + n - 2 = 0$, тогда

$$\frac{d^2 P(x, s)}{d\xi^2} + \frac{n}{2-n} \cdot \frac{1}{\xi} \cdot \frac{dP(x, s)}{d\xi} - \frac{4}{(2-n)^2} \cdot \frac{s}{\alpha_0} P(x, s) = 0$$

Это уравнение Бесселя с частными решениями:

$$\xi^{\nu} I_{\nu} \left(\xi^{\frac{2-n}{2}} \sqrt{\frac{s}{\alpha_0}} \right); \quad \xi^{\nu} K_{\nu} \left(\xi^{\frac{2-n}{2}} \sqrt{\frac{s}{\alpha_0}} \right),$$

где I_{ν} и K_{ν} — функция Бесселя ν -го порядка,

$$\nu = \frac{1-n}{2-n}, \quad n \neq 2.$$

Анализируя поведение решения относительно граничных и начальных условий, приходим к выводу, что при переходе к переменной $x = \epsilon(2/2-n)$ его можно записать в виде

$$P(x, s) = Ax^{\frac{1-n}{2}} K_{\nu} \left(x^{\frac{2-n}{2}} \sqrt{\frac{s}{\alpha_0}} \frac{2}{2-n} \right),$$

где

$$A = \frac{2P_0}{2F(\nu)(2-n)^{\nu}} \left(\frac{s}{\alpha_0} \right)^{\frac{\nu}{2}}.$$

По таблице изображений получаем:

$$P(x, t) = P_0 \cdot \frac{\Gamma(\nu \lambda)}{\Gamma(\nu)}.$$

где

$$\chi = \frac{x^{2-n}}{(2-n)^2 \alpha_0 t};$$

$\Gamma(v, \kappa)$ — гамма-функция.

2. $\alpha = \alpha_0 \exp(-\beta x)$.

Начальные условия

$$P(x, 0) = 0;$$

Граничные условия

$$P(0, t) = f_1(t);$$

$$P(l, t) = f_2(t).$$

Изображение по Лапласу имеет вид:

$$P''(x, s) - \beta P'(x, s) - \frac{s}{\alpha_0} \exp(\beta x) P(x, s) = 0.$$

Используя подстановку

$$\xi = \frac{2}{\beta} \sqrt{\frac{s}{\alpha_0}} \exp\left(\frac{\beta x}{2}\right),$$

получаем выражение

$$P''(x, s) - \frac{1}{\xi} P'(x, s) - P(x, s) = 0$$

с решением

$$P(x, s) = A\xi I_1(\xi) + B\xi K_1(\xi),$$

где I_1 и K_1 — функции Бесселя мнимого аргумента первого порядка. Коэффициенты A и B определяем из начальных и граничных условий.

При переходе к величине x находим:

$$\begin{aligned} P(x, s) = & \left\{ \left[\frac{2f_2(s)}{\beta \sqrt{\alpha_0}} K_1(m) - \frac{2f_1(s)}{\beta \sqrt{\alpha_0}} K_1(m) \exp \frac{\beta l}{2} \right] \times \right. \\ & \times \exp \frac{\beta x}{2} I_1\left(m \exp \frac{\beta x}{2}\right) + \left[\frac{2f_2(s)}{\beta \sqrt{\alpha_0}} \exp \frac{\beta l}{2} \times \right. \\ & \times \left. I_1\left(m \exp \frac{\beta l}{2}\right) - \frac{2f_1(s)}{\beta \sqrt{\alpha_0}} I_1(m) \right] \exp \frac{\beta x}{2} \left. \right\} \times \\ & \times \left[K_1\left(m \exp \frac{\beta x}{2}\right) \right] \left\{ \left[K_1(m) I_1\left(m \exp \frac{\beta l}{2}\right) - \right. \right. \\ & \left. \left. - I_1(m) K_1\left(m \exp \frac{\beta l}{2}\right) \right] \frac{2}{\beta \sqrt{\alpha_0}} \exp \frac{\beta l}{2} \right\}^{-1}. \end{aligned}$$

Оригинал при $p(0, t) = 0$; $p(l, t) = P_0$ имеет вид

$$\begin{aligned} P(x, t) = & P_0 \left\{ \frac{\exp(\beta x) - 1}{\exp(\beta l) - 1} - \pi \exp \left[\frac{\beta}{2} (x - l) \right] \times \right. \\ & \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{I_1(\mu_n) I_1 \left[\mu_n \exp \frac{\beta l}{2} \right]}{I_1^2(\mu_n) - I_1^2 \left[\mu_n \exp \frac{\beta l}{2} \right]} \left\{ I_1 \left[\mu_n \exp \frac{\beta x}{2} \right] Y(\mu_n) - \right. \\ & \left. \left. - I_1(\mu_n) Y \left[\mu_n \exp \left(\frac{\beta x}{2} \right) \right] \right\} \exp \left[-\frac{\alpha \beta^2}{2} \mu_n^2 t \right], \end{aligned}$$

где μ_n — корни характеристического уравнения

$$\frac{I_1 \left[\mu \exp \left(\frac{\beta l}{2} \right) \right]}{I_1(\mu)} = \frac{Y \left[\mu \exp \frac{\beta l}{2} \right]}{Y(\mu)}$$

3. $\alpha = \alpha_0 (1 + \beta P)$.

В этом случае имеем:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left[\alpha_0 (1 + \beta P) \frac{\partial P}{\partial x} \right]$$

или

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \alpha_0 \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\alpha_0 \beta}{2} \frac{\partial^2 P^2}{\partial x^2}.$$

При начальных и граничных условиях

$$P(x, 0) = P_0; \quad P(0, t) = 0; \quad \frac{\partial P(\infty, t)}{\partial x} = 0$$

и $\beta = 0$ решение уравнения (2.25) принимает вид

$$P(x, t) = P_0 \exp \left(\frac{x}{2 \sqrt{\alpha_0 t}} \right).$$

Для решения исходного нелинейного уравнения в [2.45] предлагается такая линеаризация, чтобы

$$\frac{\partial^2 P}{\partial t^2} = \alpha_0 \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \alpha_0 \frac{\beta P_0^2}{2} \frac{\partial^2}{\partial x^2} \left[\exp \left(\frac{x}{2 \sqrt{\alpha_0 t}} \right) \right]^2.$$

Тогда получим линейное уравнение с источником, распределенным по длине.

Решение его дано в [2.45]:

$$\begin{aligned} P(x, t) = & A + B\Phi + \frac{\beta P_0^2}{\sqrt{\pi}} [1 - \Phi] \xi \exp(-\xi^2) + \\ & + \frac{\beta P_0^2}{\pi} [1 - \exp(-2\xi^2)] - \frac{\beta P_0^2}{2} \Phi^2, \end{aligned}$$

где

$$\xi = \frac{x}{2\sqrt{\alpha_0 t}}; \quad \Phi = \operatorname{erfc}(\xi).$$

Величину ξ часто называют подстановкой Больцмана. Значения A и B находим из граничных условий:

$$A = P_0^2 - \frac{\beta P_0^2}{\pi}; \quad B = \frac{\beta P_0^2}{\pi} - P_0 + \frac{\beta P_0^2}{2}.$$

Иногда можно использовать следующий метод для уравнения вида

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\lambda v(x)}{F \cdot 2D} G;$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{c^2}{F} \cdot \frac{\partial G}{\partial x}$$

при нулевых начальных условиях.

Граничное условие при $x = 0$ имеет вид:

$$G(0, t) = \begin{cases} 0; & t = 0; \\ G_0; & 0 < t < \tau; \\ 0; & \tau < t. \end{cases}$$

При $x = L$ граничное условие выражаем в импедансном виде

$$z(L, s) = \frac{p(L, s)}{G(L, s)}.$$

Переход к любым значениям $G(0, t)$ осуществляется с помощью интеграла свертки.

В случае критического истечения для задач анализа аварийных режимов принимаем:

$$G(L, t) = \text{const}; \quad p(L, t) = f(t).$$

Используя операционный метод, получаем:

$$\frac{dp}{dx} = l(x) G;$$

$$\frac{dG}{dx} = bsp,$$

где

$$l(x) = \frac{\lambda v(x)}{2FD}; \quad b = \frac{F}{c^2}.$$

Для граничного условия имеем:

$$G(0, s) = \frac{G_0}{s} (1 - e^{-s\tau}).$$

Преобразуя, получим

$$l^2(x) sbp - \frac{dl(x)}{dx} \cdot \frac{dp}{dx} l(x) \frac{d^2 p}{dx^2} = 0; \quad (2.26)$$

$$\frac{d^2 G}{dx^2} - bsl(x) G = 0. \quad (2.27)$$

Используя подстановку в виде

$$G = A e^{-\Gamma(x, s)},$$

приходим для уравнения (2.27) к уравнению Риккати по переменной Γ :

$$\frac{d\Gamma(x, s)}{dx} - \Gamma^2(x, s) = -bsl(x).$$

То же получаем и для величины p , представив, что $p = B e^{-\Gamma(x, s)}$:

$$\frac{d\Gamma(x, s) l(x)}{dx} + \frac{\Gamma(x, s) dl}{dx} = l^2(x) sb.$$

Уравнения (2.26), (2.27) не разрешаются в квадратурах и решаются приближенно. В [2.46] предлагается решение подобных уравнений использованием ряда для величины Γ :

$$\Gamma = b_1 s + b_0 + b_1 s^{-1} + \dots$$

Некоторые другие преобразования приведены в [2.45]. Для получения решений нелинейных уравнений, когда в общем виде $\alpha = f(x, P, G)$, широко используются численные методы, в частности итерационный метод Ньютона. Задаем некоторым приближенным решением нелинейного уравнения $P(x, t)$, затем ищем следующее приближение $P(x, t) + \alpha P$. Подставляем его в исходное уравнение (2.25), а также в граничные и начальные условия, разлагаем полученное уравнение в ряд по α . Далее, используя только линейные члены, разрешаем его относительно величины αP и повторяем процесс решения.

Практические расчеты эксплуатационных режимов газопровода ($\varepsilon \leq 2$) показывают, что для переходных процессов ошибка максимальна при $t \rightarrow 0$ ($\Delta \approx 3,5-4,5\%$) и резко уменьшается при $t \rightarrow 3-5$ ч, длине газопровода 100 км и его диаметре 1,0 м. В общем случае нестационарных процессов ошибка постоянна во времени ($\Delta \approx 3,5-4,5\%$) и зависит от изменения величин p и G как по амплитуде, так и по длине.

При $\varepsilon > 2$ ошибка резко возрастает и несколько уменьшается по длине газопровода из-за затухания колебательных и переходных процессов. Это существенно лишь для колебаний с периодом $T \leq 1-2$ ч.

Для подобных режимов целесообразно при их анализе применять нелинейные уравнения. Одинаковую точность расчетов можно получить при разбиении газопровода на n участков, где $\varepsilon \leq 2$. В этом

случае на каждом участке решаются линейные уравнения и решений для каждого участка стыкуются между собой по давлению и прои«води тел ьн ости. Наиболее простой, достаточно точный в местах замера и менее точный в остальных точках метод заключается в нормировку линейных уравнений по данным эксплуатации газопроводов на подобных режимах. Из расчетов видно, что задачи с учетом нелинейности необходимо решать эпизодически для уточнения областей применения линеаризованной модели для режимов с большим перепадами давлений, при анализе процессов в трубопровода переменного диаметра.

7. ОЦЕНКА НЕКОТОРЫХ МЕТОДОВ ЛИНЕАРИЗАЦИИ УРАВНЕНИЙ ДВИЖЕНИЯ ГАЗА

При анализе нестационарных режимов в сложных системах газопроводов использование нелинейных уравнений из-за необходимости большого машинного времени не приводит к желаемым результатам. Поэтому целесообразно иметь аналитическое решение (хотя бы приближенное), которое удовлетворяло бы практическим требованиям. Во многих случаях распределение давления по длине газопровода мало отличается от линейного закона, но линеаризация нелинейных уравнений облегчает и ускоряет решение многих задач.

Оценим точность решения при линеаризации уравнений, описывающих стационарный режим. Этот режим — асимптотическое приближение для переходных процессов, возникающих от скачкообразных изменений давлений или расхода. Если применить гипотезу квазистационарности, ошибка линеаризации при нестационарном режиме не превысит ошибки линеаризации параболического закона распределения давления вдоль трассы при стационарном режиме; С. А. Бобровским [2.49] показано, что чем меньше отношение конечных давлений $\varepsilon = p_1/p_2$, тем распределение давления по длине газопровода лучше следует линейному закону. В зависимости от длины газопровода оценку общей погрешности от линеаризации по конечным значениям давления можно записать в виде

$$\delta_p = 1 - \frac{p_1 - \frac{p_1 - p_2}{l} x}{\sqrt{p_1^2 - (p_1^2 - p_2^2) \frac{x}{l}}},$$

где p_1, p_2 — давления на входе и выходе газопровода; l — длина газопровода, x — текущая координата.

Максимальную погрешность оценивают по формуле

$$\delta_m = 1 - 2 \frac{\sqrt{\varepsilon}}{\varepsilon + 1}. \quad (2.28)$$

Если производить линеаризацию по методу наименьших квадратов, оценка максимальной погрешности имеет вид

$$\delta = 1 - 2 \frac{\sqrt{\frac{2}{\varepsilon} \varepsilon - \frac{1}{6} + \frac{1}{3} \sqrt{\frac{\varepsilon^2 + 1}{2} (\varepsilon + 1) - \varepsilon^2}}}{\varepsilon + 1}. \quad (2.29)$$

Из формул (2.28), (2.29) следует, что ошибка линеаризации зависит не от длины газопровода, а только от отношения между давлениями на входе и выходе газопровода.

Для линейной части газопровода ошибка линеаризации не превышает 2,5% и значительно возрастает лишь для последнего участка газопровода. Например, когда $p_1 \approx 40-50$ кгс/см², $p_2 \approx 30-40$ кгс/см², то $\delta < 1,5\%$. Отсюда следует, что для линейной части газопровода ошибка линеаризации не превышает ошибки задания граничных условий по диспетчерским данным.

Таким образом, для установления распределения давления и расхода по трассе газопровода можно с достоверной точностью использовать линейные уравнения. С помощью разбивки трассы на участки ошибку линеаризации при анализе сложных систем магистральных газопроводов можно свести к минимуму, не превышающему точность задания исходной информации для расчета.

Для случая нестационарных режимов анализ погрешности линеаризации был приведен в [2.1]. При этом показано, что коэффициент линеаризации целесообразно определять из условия минимума отклонения от кривой.

Если трубопровод длинный, то членом $\partial(\rho v)/\partial t$ можно пренебречь, т. е. использовать уравнение теплопроводности. Это возможно, если исключить из рассмотрения начальный отрезок времени переходного процесса, который имеет порядок нескольких пробегов звуковой волны трубопровода (например, для трубопровода длиной $l = 100$ км и скорости звука $c = 300$ м/с $t = 3 \mu\text{с} = 3 \frac{100000}{300} = 16,6$ мин).

Если учесть, что время переходного процесса для трубопровода длиной 100 км и диаметром 1000 мм составляет примерно 8—10 ч, то такое предположение можно допустить.

Оценим точность этого метода линеаризации по отношению к исходной нелинейной системе уравнений движения газа.

Вводя коэффициент линеаризации $k = \frac{\lambda v_{cp}}{2D}$, где

$$v_{cp} = \frac{v_1^2 + v_1 v_0 - 2v_0^2}{v_1 - v_0},$$

v_0 и v_1 — нижний и верхний пределы изменения скоростей нестационарного движения, получаем систему уравнений

$$\begin{aligned} -\frac{\partial p}{\partial x} &= k(\rho v); \\ -\frac{\partial p}{\partial t} &= c^2 \frac{\partial(\rho v)}{\partial x}. \end{aligned}$$

В безразмерной форме при $p = p/p_0$, $Q = q/q_0$; $x = x/l$ имеем:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = C_1 Q;$$

$$-\frac{\partial p}{\partial t} = C_2 \frac{\partial Q}{\partial x},$$

где

$$C_1 = \frac{k}{F} \cdot \frac{l Q_0}{p_0}; \quad C_2 = \frac{C^2}{F} \cdot \frac{Q_0}{p_0 l};$$

F — площадь сечения трубопровода; Q_0 и p_0 — расход и давление для стационарного режима.

Задаемся следующими граничными и начальными условиями

$$p(0, t) = 0; \quad Q(1, t) = A; \quad p(x, 0) = 0.$$

Применяя операционные методы [2.36], получаем:

$$p(x, t) = -AC_1 \left\{ x - \frac{2}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{1}{\left(n - \frac{1}{2}\right)^2} \times \right. \\ \left. \times \sin \pi \left(n - \frac{1}{2}\right) x \exp \left[-\frac{C_2}{C_1} \pi^2 \left(n - \frac{1}{2}\right)^2 t \right] \right\}; \quad (2.30)$$

$$Q(x, t) = A \left\{ 1 - \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{1}{\left(n - \frac{1}{2}\right)} \cos \pi \times \right. \\ \left. \times \left(n - \frac{1}{2}\right) x \exp \left[-\frac{C_2}{C_1} \pi^2 \left(n - \frac{1}{2}\right)^2 t \right] \right\}. \quad (2.31)$$

Расчеты по формулам (2.30), (2.31) дают значительную ошибку (более 8%).

Диапазон изменения скорости разбивается на два поддиапазона: от v_0 до v_1 и от v_1 до v_2 . При этом первый поддиапазон используется при малых отклонениях от стационарного режима, а второй — при значительных колебаниях нестационарного. В этом случае погрешность снижается до 4–6%.

Оценим возможность применения уравнения теплопроводности в сравнении с линеаризованными уравнениями по И. А. Чарному [2.1]

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial (\rho v)}{\partial t} + k(\rho v);$$

$$-\frac{\partial p}{\partial t} = c^2 \frac{\partial (\rho v)}{\partial x}.$$

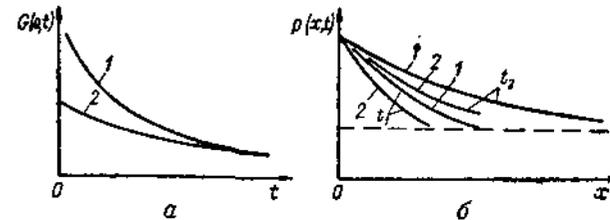


Рис. 2.11. Изменение расхода (а) и давления (б) при скачкообразном снижении давления в газопроводе по линеаризованному уравнению (2) и уравнению теплопроводности (1)

По расчетам, выполненным И. А. Чарным, видно, что в уравнении теплопроводности скорость распространения возмущений и массовая скорость при $t = 0$ бесконечны, хотя это физически нереально (рис. 2.11). Однако по истечении времени, равного нескольким десяткам секунд, решения по обеим системам уравнений совпадают. Это соответствует значению безразмерного аргумента $\frac{k}{2} t \geq 5-7$. Такие же результаты получены в [2.47] при использовании линеаризованных уравнений И. А. Чарного для анализа сложных систем газопроводов. Результаты расчетов в [2.47] сравнены с данными работы [2.48].

В ней были приняты в качестве исходных: $l = 48.3$ км, $D = 508$ мм, $\lambda = 0.011$, $\rho_{\text{ср}} = 18.6$ кг/м³, $T = 289$ К, $p_{\text{вых}} = 10.5$ кгс/см².

Расход газа на выходе из трубопровода задавался по формуле

$$Q = Q_{\text{стац}} + Q(t) \sin \frac{2\pi t}{T},$$

где $Q_{\text{стац}} = 4.89$ млн. м³/сут; $Q(t) = 0.81$ млн. м³/сут; $T = 24$ ч.

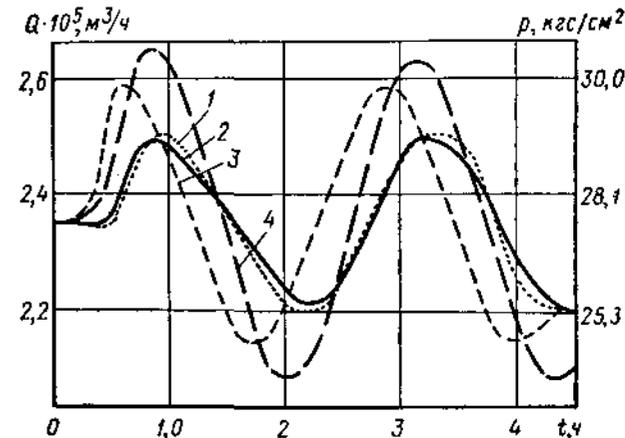


Рис. 2.12. Сравнительный расчет колебаний пропускной способности газопровода

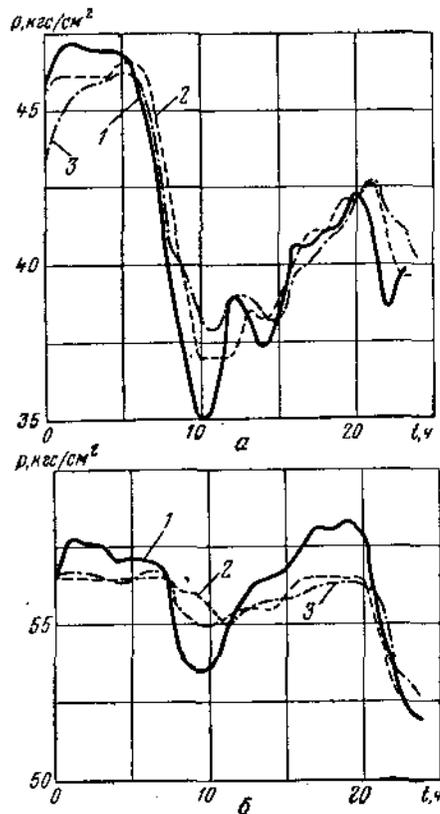


Рис. 2.13. Изменения давления на участке газопровода Шебелинка — Харьков:

а — на входе газопровода; б — на ГРС Харькова; 1 — расчетные данные по линеаризованному уравнению; 2 — измеренные значения; 3 — расчетные данные по нелинейным уравнениям

По данным [2.51] видно, что ошибка уменьшается от $\delta = 4,5\%$ при $t = 2$ ч до $\delta = 1\%$ при $t > 8$ ч, т. е. при расчетах переходных режимов от скачкообразных воздействий на газопровод наибольшая ошибка будет при начальных значениях. Если производить расчет нестационарных режимов, то ошибка не превосходит величины $4,5\%$, что согласуется с другими исследованиями, например с данными М. А. Жидковой [2.29, 2.8] и данными в [2.52].

Нами на основании диспетчерских данных был проведен статистический анализ допустимости линеаризации по И. А. Чарному для задач диспетчерской службы магистральных газопроводов [2.32]. Погрешность расчетов имеет несколько большее значение, чем при

Кривая 1 (рис. 2.12) рассчитывалась методами интегральных преобразований, кривые 2 и 3 показывают изменение пропускной способности газопровода соответственно на входе и выходе, кривая 4 — изменение давления на входе.

Для исходного стационарного режима принимались следующие параметры: $Q(0) = 1,1 \cdot 10^6$ м³/ч; $p(0) = 27,4$ кгс/см²; $p(1) = 10,5$ кгс/см². Время счета составляло около 3 мин.

Если ошибку отнести к стационарным величинам, то в этом случае точность расчета не выше 1% . Суммарная ошибка расчета стационарного и нестационарного режимов — не больше $1,5\%$.

Ю. И. Максимовым в [2.50] оценивалась точность расчетов по линеаризованному уравнению и по конечно-разностному методу на основании эксплуатационных данных работы участка газопровода. При $t \leq 0$ принималось, что газопровод работал на стационарном режиме.

В качестве граничных условий были приняты изменения расходов в начале и конце газопровода Шебелинка — Харьков, а за начальное условие принят стационарный режим при $p_1 = 56,5$ кгс/см² и $p_2 = 43$ кгс/см². Результаты расчетов приведены на рис. 2.13. Как видно из рис. 2.13, погрешность для указанного случая не превышает 5% .

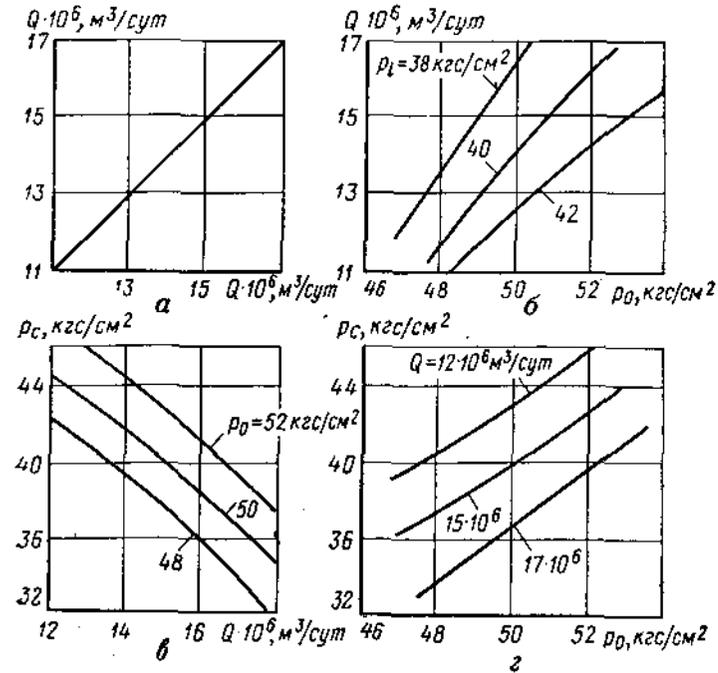


Рис. 2.14. Закономерности, показывающие возможность нормировки для устранения систематических ошибок при расчете нестационарных режимов:

а — между пропускной способностью на входе и выходе газопровода; б — между давлением на входе и пропускной способностью газопровода; в — между давлением на выходе и пропускной способностью газопровода; г — между давлением на выходе и входе газопровода

аналитических расчетах, ввиду неточности исходной информации и погрешности самого статистического метода.

Для устранения систематических и грубых ошибок при задании исходной информации и ошибок самого счета при решении физических задач часто применяют метод нормировки по значениям, которые можно легко проверить ручным счетом, либо по асимптотическим результатам.

Целесообразно проводить нормировку по стационарным формулам, учтя возможность в линеаризации уравнений движения газа, что подтверждается графиками на рис. 2.14. Один из методов нормировки заключается в следующем.

В нормально работающем газопроводе при четко выраженном нестационарном режиме за относительно длительный промежуток времени T (50—80 ч на 100 км длины газопровода) можно с достаточной точностью определить эквивалентный стационарный режим за время T по уравнению $fG^2 = p_1^2 - p_2^2$,

где

$$f = \frac{16}{\pi^2} \cdot \frac{\lambda R T L}{D^5};$$
$$G^2 = \frac{1}{T} \int_0^T G^2(t) dt;$$
$$p_1^2 = \frac{1}{T} \int_0^T p_1^2(t) dt;$$
$$p_2^2 = \frac{1}{T} \int_0^T p_2^2(t) dt.$$

Найдя значение f , можно легко определить нормировочные коэффициенты для расчета нестационарных режимов.

Подобный подход позволяет использовать наиболее простой вид исходных уравнений для расчета нестационарных процессов, что имеет важное значение из-за затрат большого машинного времени для расчета отдельных участков газопроводов.

Иногда так подбирают функцию линеаризации, чтобы она отвечала реальным условиям эксплуатации газопровода. При этом величины параметров газопровода можно, например, искать, сводя к минимуму ошибку между точным и линеаризованным решениями (задача идентификации процесса транспорта газа).

Методы нормировки решений и линеаризация с использованием идей идентификации наиболее приемлемы для анализа сложных систем дальнего транспорта газа, так как позволяют использовать более простые линейные уравнения для описания процессов транспорта газа, что, в свою очередь, увеличивает объем задач для анализа. Если конечно-разностными и некоторыми трудоемкими аналитическими методами применения ЭВМ средней мощности за два-три часа можно проанализировать несколько участков газопровода одного управления магистральных газопроводов, то использование обоснованных для конкретных задач более простых линейных уравнений позволяет за то же машинное время рассчитать процессы в системах, охватывающих уже несколько управлений.

1. АНАЛИЗ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ С КОМПРЕССОРНЫМИ СТАНЦИЯМИ, РАБОТАЮЩИМИ НА ПОСТОЯННОМ ДАВЛЕНИИ НАГНЕТАНИЯ

Рассмотрим газопровод, состоящий из N участков с компрессорными станциями.

Обозначим длины участков между компрессорными станциями КС-1—КС-2, КС-2—КС-3, ..., КС- N соответственно через $l_1, l_2, l_3, \dots, l_N = l_k$.

При $\tau < 0$ режим течения газа по газопроводу будем считать стационарным с давлением p_{1i} в начале каждого участка между КС, а в конце — p_i .

Таким образом, распределение квадратов давлений на участке между компрессорными станциями при стационарном режиме будет

$$P_i = P_{1i} - (P_{1i} - P_{2i}) \frac{x}{l_i},$$

где $P = p^2$.

Пусть при $\tau \geq 0$ отбор газа в конце газопровода (участок l_N) изменился и принял новое значение $G_k(t)$, а в начале каждого участка газопровода поддерживается известное давление p_{1i} , ограничиваемое условиями прочности трубы.

Определим параметры газа на участках $i = 1, 2, 3, \dots, N$ между КС при $\tau > 0$.

Очевидно, что при изменении расхода в конце последнего участка новый стационарный режим и новое стационарное распределение давления наступят не мгновенно, а через определенный промежуток времени.

Можно показать, что в пределах точности практических расчетов и измерения параметров газа в эксплуатационных условиях газопроводов установление новой стационарной кривой депрессии происходит за вполне конкретный ограниченный промежуток времени. В течение этого времени в газопровode будут протекать переходные процессы. При этом различные участки между компрессорными станциями будут входить в нестационарный режим не одновременно, а с некоторым запаздыванием относительно друг друга. Очевидно, чем дальше расположен участок от источника возмущения, тем больше время такого запаздывания. Естественно, и переходные процессы в различных участках будут иметь различную продолжительность.

В работах И. А. Чарного [2.1] показано, что если длина газопровода достаточно велика и потери давления от трения превосходят ударное давление по Н. Е. Жуковскому более чем в 3,5—4 раза, то неустановившееся движение газа в газопроводе описывается ранее рассмотренными системами уравнений.

Имеем:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\lambda G}{DP} \cdot \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (3.1)$$

где $P = p^2$ — квадрат абсолютного давления газа в газопроводе; t — время; $G = \rho v$ — массовая скорость; ρ — плотность газа; v — скорость газа; D — внутренний диаметр газопровода, λ — коэффициент гидравлического сопротивления; x — текущая координата.

В уравнении (3.1) произведем линеаризацию и обозначим:

$$\tau = \frac{D}{\lambda} \left(\frac{p}{G} \right)_{cp} t.$$

Тогда исходное уравнение примет вид:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\partial P}{\partial \tau}. \quad (3.2)$$

Решения $P_i(\tau, x)$, $0 \leq x \leq l_i$ должны удовлетворять системе уравнений

$$\frac{\partial^2 P_i}{\partial x^2} = \frac{\partial P_i}{\partial \tau} \quad (i = 1, 2, 3, \dots, N) \quad (3.3)$$

при начальных условиях

$$\tau \leq 0; \quad P_i = P_{1i} - (P_{1i} - P_{2i}) \frac{x}{l_i}$$

и граничных условиях

$$x = 0, \quad P_i = P_{1i};$$

$$x = l_N = l_{ki}; \quad \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=l_N} = f_k(\tau);$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial x} \Big|_{x=l_i} = \frac{\partial P_{i+1}}{\partial x} \Big|_{x=0} = f_i(\tau, l_i).$$

Система уравнений (3.3) с начальными и граничными условиями решается методом операционного исчисления. Применяя преобразование Лапласа и учитывая начальные и граничные условия, получаем:

$$\frac{d^2 P_i}{dx^2} - s \bar{P}_i = - \left[P_{1i} - (P_{1i} - P_{2i}) \frac{x}{l_i} \right];$$

$$x = 0, \quad P_i(0, s) = \frac{P_{1i}}{s};$$

$$x = l_i, \quad \frac{dP_i}{dx} = f_i(s),$$

$$\frac{dP_i}{dx} \Big|_{x=l_i} = \frac{dP_{i+1}}{dx} \Big|_{x=0} = f_i(s, l_i),$$

где $i = 1, 2, 3, \dots, N$,

Общий вид решения

$$P_i(x, s) = A_i \operatorname{ch} x \sqrt{s} + B_i \operatorname{sh} x \sqrt{s} + \frac{P_{1i}}{s} - \frac{(P_{1i} - P_{2i})}{sl_i} x. \quad (3.4)$$

Удовлетворяя граничные условия, найдем:

$$\text{при } x=0 \quad P_i(0, s) = \frac{P_{1i}}{s} = A \operatorname{ch} 0 \sqrt{s} + B \operatorname{sh} 0 \sqrt{s} + \frac{P_{1i}}{s};$$

$$\text{при } x=l_i \quad \frac{dP_i}{dx} = f_i(s) = \sqrt{s} A_i \operatorname{sh} l_i \sqrt{s} + \sqrt{s} B_i \operatorname{ch} l_i \sqrt{s} - \frac{P_{1i} - P_{2i}}{sl_i}.$$

Определив коэффициенты A_i и B_i и подставив их в уравнение (3.4), а затем перейдя к оригиналам, получаем

$$P_i(x, \tau) = P_{1i} + (P_{1i} - P_{2i}) \frac{8}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{(2n-1)^2} \exp \left\{ - \left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_i} \right]^2 \tau \right\} \times \\ \times \sin \frac{\pi(2n-1)}{2l_i} x - \frac{2}{l_i} \int_0^{\tau} \left\{ f_i(w) \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \exp \left\{ - \left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_i} \right]^2 (\tau - w) \right\} \times \right. \\ \left. \times \sin \frac{\pi(2n-1)}{2l_i} x \right\} dw, \quad (3.5)$$

где $i = 1, 2, 3, \dots, N$.

Так как связь между расходом газа и давлением определяется соотношением

$$- \frac{\partial P_i}{\partial x} = \frac{c^2 \lambda}{D} G_i^2,$$

то

$$G_i^2(x, \tau) = \frac{D_i}{c^2 \lambda} \left\{ \frac{\pi}{l_i^2} \int_0^{\tau} \left[f_i(w) \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n (2n-1) \exp \left\{ - \left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_i} \right]^2 \tau \right\} \times \right. \right. \\ \left. \left. \times (\tau - w) \right\} \cos \frac{\pi(2n-1)}{2l_i} x \right] dw - \frac{4(P_{1i} - P_{2i})}{\pi l_i} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{2n-1} \times \\ \times \exp \left\{ - \left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_i} \right]^2 \tau \right\} \cos \frac{\pi(2n-1)}{2l_i} x \right\}. \quad (3.6)$$

При $i = 1$ получаем решение для газопровода, состоящего из одного участка.

Порядок пользования формулами:

по известному графику газопотребления $G_N(l_N, t)$ определяется функция

$$f_N = - \frac{c^2 \lambda}{D} G_N^2(l_N, t);$$

По $f_N(t, l_N)$ при $i = N$ на последнем участке газопровода определяем величины $P_N(x, t)$ и $G_N(x, t)$; по формуле (3.6) при $i = N$ вычисляется величина $G(0, t)$; имея в виду, что $G_{N-1}(l_{N-1}, t) = G_N(0, t)$, находим функцию

$$f_{N-1} = -\frac{c^2 \lambda}{D} G_N^2(0, t);$$

по известной функции f_{N-1} по формулам (3.5) и (3.6) при $i = N - 1$ вычисляются параметры транспорта газа для $N - 1$ участка.

Аналогично определяются параметры на участках КС-2, КС-3 и т. д. Таким образом, определение параметров газа на отдельных участках между КС производится в порядке убывания номеров участков.

Исследование полученных решений. Поскольку параметры изменяются в интервалах $0 \leq t$ и $0 \leq x \leq l$, то в решениях уравнений (3.5), (3.6) величины

$$\exp\left\{-\left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_i}\right]^2 \tau\right\} = q \text{ и } \frac{x}{L}$$

заклучены в интервалах $0 \leq q \leq 1$; $0 \leq x/L \leq 1$.

При $\tau = 0$ (очевидно, $q = 1$)

$$P_i(x, 0) = P_{1i} - (P_{1i} - P_{2i}) \frac{8}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{(2n-1)^2} \sin \frac{\pi(2n-1)}{2l_i} x.$$

Но известно, что

$$\sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{(2n-1)^2} \sin \frac{\pi(2n-1)}{2l_i} = -\frac{\pi^2 x}{8l_i}.$$

Тогда $P_i(x, 0) = P_{1i} - (P_{1i} - P_{2i}) \frac{x}{l_i}$, т. е. мы получаем начальное распределение давления газа на i -том участке газопровода. Аналогично можно показать, что при $\tau = 0$ получаем начальный расход газа на i -том участке газопровода.

При $x = 0$ ($\tau > 0$) следует, что $p_i(0, \tau) = P_{1i}$.

Рассмотрим два частных случая, вытекающих из уравнений (3.5) и (3.6).

С л у ч а й I. При $\tau \geq 0$ в конце газопровода, состоящего из N участков, из-за разрыва газопровода и срабатывания автомата закрытия крана прекращается отбор газа, в начале каждого участка ($x = 0$) поддерживается постоянное давление. Определить изменение давления на участках газопровода.

Распределение давления газа в N -м участке газопровода

$$P_N(x, t) = P_{1N} + (P_{1N} - P_{2N}) \frac{8}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{(2n-1)^2} \exp\left\{-\left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_N}\right]^2 \tau\right\} \times \sin \frac{\pi(2n-1)}{2l_N} x; \quad 0 \leq x \leq l_N. \quad (3.7)$$

$$P_N(l_N, t) = P_{1N} + (P_{1N} - P_{2N}) \frac{8}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{(2n-1)^2} \times \exp\left\{-\left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_N}\right]^2 \tau\right\} \sin \frac{\pi(2n-1)}{2l_N}. \quad (3.8)$$

Ряды в уравнениях (3.7) и (3.8) быстро сходятся. Поэтому для относительно больших величин τ можно удержать один член ряда. Тогда приближенно можно записать

$$P_N(l_N, \tau) = P_{1N} - (P_{1N} - P_{2N}) \frac{8}{\pi^2} \exp\left\{-\left[\frac{\pi^2}{4l_N^2}\right] \tau\right\}. \quad (3.9)$$

Из выражения (3.9) можно найти время выхода последнего участка газопровода на новый стационарный режим:

$$t \approx -\frac{4l_N^2 \lambda}{\pi^2 D} \left(\frac{G}{P}\right)_{\text{ср}} \ln \left\{ \frac{\pi^2}{8} \left[\frac{1 - P_N(l_N, \tau)/P_{1N}}{1 - P_{2N}/P_{1N}} \right] \right\}. \quad (3.10)$$

Поскольку из уравнения (3.9) при $\tau \rightarrow \infty$, $\frac{P_N(l_N, \tau)}{P_{1N}} \rightarrow 1$,

т. е. процесс следует асимптотическому закону, то с достаточной степенью точности можно считать (в пределах точности технических приборов), что переходный процесс заканчивается при отношениях давлений:

$$\frac{P_N(l_N, \tau)}{P_{1N}} \approx 0,96 \div 0,98; \quad \frac{P_N(l_N, \tau)}{P_{1N}} \approx 0,92 \div 0,96.$$

Из уравнения (3.10) следует, что:

чем длиннее участок газопровода между компрессорными станциями, тем длительнее будет проходить стабилизация давления в газопроводе. При прочих равных условиях длительность переходных процессов пропорциональна квадрату расстояния между компрессорными станциями;

длительность переходных процессов зависит также от отношения квадратов давлений в начале и в конце газопровода при стационарном режиме. Анализ формулы (3.10) показывает, что чем больше отношение давлений P_{1N}/P_{2N} , тем длительнее протекает переходный процесс. Например, при изменении отношения давлений с 2 до 1,2 квадрата длительность времени стабилизации уменьшается приблизительно втрое;

длительность переходного процесса прямо пропорциональна коэффициенту гидравлического сопротивления труб λ и обратно пропорциональна диаметру трубы.

Интересно отметить еще одну характерную особенность, связанную с влиянием величины λ на стационарные и нестационарные

процессы. Если при стационарном режиме расход газа в газопровод $G \approx l\sqrt{\lambda}$, т. е. увеличение коэффициента λ вдвое уменьшит пропускную способность газопровода только на 30%, то при стабилизации давления длительность этого процесса стабилизации увеличивается в 2 раза.

Из уравнения (3.6) получим распределение расхода (скорости) газа для N -го участка ($0 \leq x \leq x_N$):

$$G_N^1(x, \tau) = -\frac{D}{c^2\lambda} \left\{ \frac{4}{\pi l_N} (P_{1N} - P_{2N}) \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{2n-1} \times \right. \\ \left. \times \exp \left\{ -\left[\frac{\pi(2n-1)^2}{2l_N} \right]^2 \tau \right\} \cos \frac{\pi(2n-1)}{2l_N} x \right\}.$$

В точке $x = 0$ найдем:

$$G_N^2(0, \tau) = -\frac{D}{c^2\lambda} \left\{ \frac{4}{\pi l_N} (P_{1N} - P_{2N}) \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{2n-1} \times \right. \\ \left. \times \exp \left\{ -\left[\frac{\pi(2n-1)^2}{2l_N} \right]^2 \tau \right\} \right\}.$$

При $\tau = 0$ получаем:

$$P_N = P_{1N} - (P_{1N} - P_{2N}) \frac{x}{l},$$

т. е. начальное распределение давления газа на участке 1—2 при $\tau \geq 0$ и $x = 0$.

Из уравнения (3.9) следует, что $P_N(0, \tau) = P_1$, а из выражения (3.10) при $x = l_N$ вытекает: $G_N(l_N, \tau) = 0$.

Таким образом, уравнения (3.9) и (3.10) удовлетворяют начальным граничным условиям.

Так как при относительно больших величинах τ ряды в формулах (3.9) и (3.10) быстро сходятся, то для практических расчетов можно ограничиться значениями первых членов рядов.

Определяем

$$l_{N-1} - \frac{c^2\lambda}{D} G_N(l_{N-1}, t) = \frac{4}{\pi l_N} (P_{1N} - P_{2N}) \times \\ \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n \exp \left\{ -\left[\frac{\pi(2n-1)^2}{2l_N} \right]^2 \tau \right\}}{2n-1} \approx \\ \approx -\frac{4}{\pi l_N} (P_{1N} - P_{2N}) \exp \left\{ -\left[\frac{\pi^2}{2l_N} \right] \tau \right\}.$$

Распределение давления на $N-1$ участке:

для случая, когда расстояния между КС не равны между собой ($l_{N-1} \neq l_N$),

$$P_{N-1}(x, \tau) = P_{1, N-1} + (P_{1, N-1} - P_{2, N-1}) \frac{8}{\pi^2} \times \\ \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{(2n-1)^2} \exp \left\{ -\left[\frac{\pi(2n-1)^2}{2l_{N-1}} \right]^2 \tau \right\} \sin \frac{\pi^2(2n-1)}{2l_{N-1}} x + \\ + \frac{8}{\pi l_N l_{N-1}} (P_{1N} - P_{2N}) \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \times \\ \times \frac{\exp \left\{ -\left[\frac{\pi}{2l_N} \right]^2 \tau - \left[\frac{\pi(2n-1)^2}{2l_{N-1}} \right]^2 \tau \right\}}{\frac{\pi^2}{4} \left[\frac{2n-1}{l_{N-1}^2} - \frac{1}{l_N^2} \right]} \sin \frac{\pi(2n-1)}{2l_{N-1}} x;$$

для случая, когда расстояния между КС равны ($l_{N-1} = l_N = l$),

$$P_{N-1}(x, \tau) = P_{1, N-1} + (P_{1, N-1} - P_{2, N-1}) \frac{8}{\pi^2} \times \\ \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n \exp \left\{ -\left[\frac{\pi(2n-1)^2}{2l} \right]^2 \tau \right\}}{(2n-1)^2} \sin \frac{\pi(2n-1)}{2l} x + \\ + \frac{8}{\pi} (P_{1N} - P_{2N}) + \left\{ -\frac{\tau}{l^2} \sin \frac{\pi x}{2l} \exp \left\{ -\left[\frac{\pi}{2l} \right]^2 \tau \right\} + \right. \\ \left. + \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \sin \frac{\pi(2n-1)}{2l} x \frac{\exp \left\{ -\left[\frac{\pi}{2l} \right]^2 \tau \right\} - \exp \left\{ -\left[\frac{\pi(2n-1)^2}{2l} \right]^2 \tau \right\}}{\frac{\pi^2}{4} [(2n-1)^2 - 1]} \right\}.$$

Расход газа на участке:

для случая, когда $l_{N-1} \neq l_N$,

$$G_{N-1}^2(x, \tau) = -\frac{D}{c^2\lambda} \left\{ (P_{1, N-1} - P_{2, N-1}) \frac{4}{\pi l_{N-1}} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{2n-1} \times \right. \\ \times \exp \left\{ -\left[\frac{\pi(2n-1)^2}{2l_{N-1}} \right]^2 \tau \right\} \cos \frac{\pi(2n-1)}{2l_{N-1}} x + \frac{4}{l_{N-1}^2 l_N} (P_{1N} - P_{2N}) \times \\ \times \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n (2n-1) \cos \frac{\pi(2n-1)}{2l_N} x \times \\ \times \frac{\exp \left\{ -\left[\frac{\pi}{2l_N} \right]^2 \tau \right\} - \exp \left\{ -\left[\frac{\pi(2n-1)^2}{2l_{N-1}} \right]^2 \tau \right\}}{\frac{\pi^2}{4} \left[\frac{2n-1}{2l_{N-1}^2} - \frac{1}{l_N^2} \right]} \right\};$$

для случая, когда $l_{N-1} = l_N = l$,

$$G_{N-1}^2(x, \tau) = -\frac{D}{c^2\lambda} \left\{ (P_{1, N-1} - P_{2, N-1}) \frac{4}{\pi l} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{2n-1} \times \right. \\ \times \exp \left\{ -\left[\frac{\pi(2n-1)}{2l} \right]^2 \tau \right\} \cos \frac{\pi(2n-1)}{2l} x + (P_{1N} - P_{2N}) \frac{4}{l} \tau \times \\ \times \left(\cos \frac{\pi x}{2l} \right) \exp \left\{ -\left[\frac{\pi}{2l} \right]^2 \tau \right\} + \frac{4}{l} (P_{1N} - P_{2N}) \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n (2n-1) \times \\ \times \frac{\exp \left\{ -\left[\frac{\pi}{2l} \right]^2 \tau \right\} \exp \left\{ -\left[\frac{\pi(2n-1)}{2l} \right]^2 \tau \right\}}{\frac{\pi^2}{4} [(2n-1)^2 - 1]} \cos \frac{\pi(2n-1)}{2l} x \right\}.$$

Далее определяем функцию

$$f_{N-2} = \frac{c^2\lambda}{D} G_{N-1}^2(0, \tau).$$

Подставив ее значение в уравнения (3.5) и (3.6), получаем выражение для определения $P_{N-2}(x, \tau)$ и $G_{N-2}(x, \tau)$.

Аналогично определяются параметры и остальных участков.

С л у ч а й II. При $\tau = 0$ газопровод был остановлен, т. е. $P_1 = P_2$, а при $\tau \geq 0$ после окончания ремонтно-восстановительных работ в конце газопровода начинается отбор газа с постоянным расходом $G_N(l_N\tau) = \text{const}$. В начале газопровода поддерживается давление $P_1 = P_2 = \text{const}$.

Определим распределение давления и расхода газа во времени и по длине газопровода. Интересно также проследить пусковой режим компрессорных станций, продолжительность выхода отдельных участков газопровода на новый стационарный режим.

Из уравнений (3.5) и (3.6) получаем соответственно:

$$P_l(x, \tau) = P_{1l} - \frac{2}{l} \int_0^\tau \left\{ f_l(l_N, w) \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \exp \left\{ -\left[\frac{\pi(2n-1)}{2l} \right]^2 \tau \right\} \times \right. \\ \times (\tau - w) \left. \right\} \sin \frac{\pi(2n-1)}{2l} x \, dw; \\ G_l^2(x, \tau) = \frac{D}{c^2\lambda} \left\{ \frac{\pi}{l^2} \int_0^\tau \left\{ f_l(w) \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \exp \left\{ -\left[\frac{\pi(2n-1)}{2l} \right]^2 \tau \right\} \times \right. \right. \\ \left. \left. \times (\tau - w) \right\} \cos \frac{\pi(2n-1)}{2l} x \right\} dw. \quad (3.12)$$

На конечном участке газопровода поддерживается постоянный отбор газа, т. е. $G(l_N, \tau) = \text{const}$.

Тогда

$$f_N = -\frac{c^2\lambda}{D} G_N^2(l_N, \tau). \quad (3.13)$$

Подставив формулу (3.13) в (3.11) и (3.12), получаем:

$$P_N(x, \tau) = P_{1N} + \frac{2c^2\lambda}{l_N D} G_N^2 \int_0^\tau \left\{ \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \times \right. \\ \times \exp \left\{ -\left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_N} \right]^2 (\tau - w) \right\} \sin \frac{\pi(2n-1)}{2l_N} \left. \right\} dw = \\ = P_{1N} + \frac{8c^2\lambda l_N G_N^2}{\pi^2 D} \left\{ \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{(2n-1)^2} \sin \frac{\pi(2n-1)}{2l_N} - \right. \\ \left. - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{(2n-1)^2} \exp \left\{ -\left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_N} \right]^2 \tau \right\} \sin \frac{\pi(2n-1)}{2l_N} \right\}.$$

Изменение давления газа в конце газопровода

$$P_N(l_N, \tau) = P_{1N} + \frac{8c^2\lambda l_N G_N^2}{\pi^2 D} \left\{ \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{(2n-1)^2} \times \right. \\ \times \sin \frac{\pi(2n-1)}{2} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{(2n-1)^2} \exp \left\{ -\left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_N} \right] \tau \sin \frac{\pi(2n-1)}{2} \right\} \left. \right\}.$$

Поскольку

$$\sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{(2n-1)^2} \sin \frac{\pi(2n-1)}{2} = -\sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{(2n-1)^2} = -\frac{\pi^2}{8}, \quad (3.14)$$

то уравнение (3.14) можно записать так:

$$P_N(l_N, \tau) = P_{1N} - \frac{c^2\lambda l_N G_N^2}{D} \left\{ 1 - \frac{8}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\exp \left\{ -\left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_N} \right]^2 \tau \right\}}{(2n-1)^2} \right\}. \quad (3.15)$$

Из выражения (3.15) следует, что

$$\text{при } \tau \rightarrow 0 \quad P_N(l_N, 0) = P_{1N};$$

$$\text{при } \tau \rightarrow \infty \quad P_{2N} = P_{1N} - \frac{c^2\lambda l_N G_N^2}{D}; \quad G_N^2 = \frac{(P_{1N} - P_{2N}) D}{c^2\lambda l_N},$$

т. е. газопровод выходит на новый стационарный режим.

При достаточно больших величинах τ уравнение (3.15) можно упростить, удержав только один член ряда. Тогда

$$P_N(l_N, \tau) = P_{1N} + \frac{c^2 \lambda l_N G_N^2}{D} \left\{ 1 - \frac{8}{\pi^2} \exp \left\{ - \left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_N} \right]^2 \tau \right\} \right\}. \quad (3.16)$$

Из уравнения (3.16) можно приближенно определить время, необходимое для выхода последнего участка газопровода на новый стационарный режим:

$$t \approx - \frac{4l_N^2 \lambda}{\pi^2 D} \left(\frac{G}{p} \right)_{cp} l_N \left\{ \frac{\pi^2}{8} \left[1 - \frac{P_{1N} - P_N(l_N, \tau)}{l_N} \cdot \frac{D}{c^2 \lambda G^2} \right] \right\}.$$

Расход газа на этом участке:

$$G_N^2(x, \tau) = \frac{4G_N^2(l_N, \tau)}{\pi} \left\{ \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{2n-1} \cos \frac{\pi(2n-1)x}{2l_N} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{2n-1} \exp \left\{ - \left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_N} \right]^2 \tau \right\} \cos \frac{\pi(2n-1)x}{2l_N} \right\}. \quad (3.17)$$

При $x=0$ из уравнения (3.17) получаем:

$$G_N^2(0, \tau) = \frac{4G_N^2(l_N, \tau)}{\pi} \left\{ \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{2n-1} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{2n-1} \times \exp \left\{ - \left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_N} \right]^2 \tau \right\} \right\}.$$

Известно, что

$$\sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{(2n-1)} = - \frac{\pi}{4},$$

откуда

$$G_N^2(0, \tau) = G_N^2(l_N, \tau) \left\{ 1 + \frac{4}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{2n-1} \exp \left\{ - \left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_N} \right]^2 \tau \right\} \right\}.$$

Для больших величин τ

$$G_N^2(0, \tau) \approx G_N^2(l_N, \tau) \left\{ 1 - \frac{4}{\pi} \exp \left\{ - \left[\frac{\pi}{2l_N} \right]^2 \tau \right\} \right\}$$

Поскольку

$$f_{N-1} = - \frac{c^2 \lambda}{D} G_N^2(0, \tau) = - \frac{c^2 \lambda}{D} G_N^2(l_N, \tau) \times \left\{ 1 - \frac{4}{\pi} \exp \left\{ - \left[\frac{\pi}{2l_N} \right]^2 \tau \right\} \right\},$$

то подставив значение f_{N-1} в уравнение (3.11), получаем: для $l_{N-1} \neq l_N$

$$P_{N-1}(x, \tau) = P_{1, N-1} + \frac{2c^2 \lambda G^2(l_N, \tau)}{l_{N-1} D} \left\{ \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \times \frac{1 - \exp \left\{ - \left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_{N-1}} \right]^2 \tau \right\}}{\frac{2n-1}{2l_{N-1}}} \sin \frac{\pi(2n-1)x}{2l_{N-1}} x \frac{4}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \times \frac{\exp \left\{ - \left[\frac{\pi}{2l_N} \right]^2 \tau \right\} - \exp \left\{ - \left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_{N-1}} \right]^2 \tau \right\}}{\frac{\pi}{4} \left[\frac{(2n-1)^2}{l_{N-1}^2} - \frac{1}{l_N^2} \right]} \sin \frac{\pi(2n-1)x}{2l_{N-1}} \right\}; \quad (3.18)$$

для $l_{N-1} = l_N = l$

$$P_{N-1}(x, \tau) = P_{1, N-1} + \frac{2c^2 \lambda G^2(l_N, \tau)}{l_{N-1} D} \left\{ \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \times \frac{1 - \exp \left\{ - \left[\frac{\pi(2n-1)}{2l} \right]^2 \tau \right\}}{\left[\frac{\pi(2n-1)}{2l} \right]^2} x \sin \frac{\pi(2n-1)x}{2l} + \frac{4}{\pi} \exp \left\{ - \left[\frac{\pi}{2l} \right]^2 \tau \right\} \tau \sin \frac{\pi}{2l} x \frac{4}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \times \frac{\exp \left\{ - \left[\frac{\pi}{2l} \right]^2 \tau \right\} - \exp \left\{ - \left[\frac{\pi(2n-1)}{2l} \right]^2 \tau \right\}}{\frac{\pi^2}{4l^2} [(2n-1)^2 - 1]} \sin \frac{\pi(2n-1)x}{2l} \right\}. \quad (3.19)$$

Продифференцировав выражения (3.18) и (3.19) и имея в виду зависимость $-\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{c^2 \lambda}{D} G^2$, получаем расход газа на участке:

для $l_{N-1} \neq l_N$

$$G_{N-1}^2(x, \tau) = - \frac{2}{l_{N-1}} G^2(l_N, \tau) \left\{ \frac{\pi}{2l_{N-1}} \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n (2n-1) \times \frac{1 - \exp \left\{ - \left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_{N-1}} \right]^2 \tau \right\}}{\frac{\pi^2}{4} \left(\frac{2n-1}{2l_{N-1}} \right)^2} \cos \frac{\pi(2n-1)x}{2l_{N-1}} x - \frac{2}{l_{N-1}} \times \right\}$$

$$\times \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n (2n-1) \frac{\exp\left\{-\left[\frac{\pi}{2l_N}\right]^2 \tau\right\} - \exp\left\{-\left[\frac{\pi(2n-1)}{2l_{N-1}}\right]^2 \tau\right\}}{\frac{\pi^2}{4} \left[\frac{(2n-1)^2}{l_{N-1}^2} - \frac{1}{l_N^2}\right]} \times$$

$$\times \cos \frac{\pi(2n-1)}{2l_{N-1}} x \Bigg\};$$

для $l_{N-1} = l_N = l$

$$G_{N-1}^2(x, \tau) = \frac{2}{l} G^2(l_{N-1}, \tau) \left\{ \frac{\pi}{2l} \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n (2n-1) \times \right.$$

$$\times \frac{1 - \exp\left\{\left[\frac{\pi(2n-1)}{2l}\right]^2 \tau\right\}}{\frac{\pi^2}{4l^2} [(2n-1)^2]} \cos \frac{\pi(2n-1)}{2l} x +$$

$$\left. + \frac{2}{l} \tau \exp\left\{-\left[\frac{\pi}{2l}\right]^2 \tau\right\} \cos \frac{\pi}{2l} x - \frac{2}{\pi} \sum_{n=2}^{\infty} (-1)^n (2n-1) \times \right.$$

$$\times \frac{\exp\left\{-\left[\frac{\pi}{2l}\right]^2 \tau\right\} - \exp\left\{-\left[\frac{\pi(2n-1)}{2l}\right]^2 \tau\right\}}{\frac{\pi^2}{4l^2} [(2n-1)^2 - 1]} x \Bigg\} \times$$

$$\times \cos \frac{\pi(2n-1)}{2l} x. \quad (3.20)$$

По выражению (3.20) $G_{N-1}^2(0, \tau)$ определяем:

$$f_{N-2} = \frac{c^2 \lambda}{D} G_{N-1}^2(0, \tau).$$

Подставив величину f_{N-2} в уравнения (3.5) и (3.6), определяем параметры газа на участках КС-1 и КС-2. Таким же образом определяются параметры и на остальных участках.

Пример 1. Газопровод диаметром 720×10 мм, состоящий из двух участков ($l_1 = l_2 = 100$ км), работает на стационарном режиме при $t \leq 0$ с давлением $p_{1,1} = p_{1,2} = 55$ кгс/см², $p_{2,1} = p_{2,2} = 35$ кгс/см² и $G_0 = 27,5$ кг/м²·с. Известно: $c = 383,3$ м/с; $\lambda = 0,0113$; $p_{cp} = 45,7$ кгс/см². В первом приближении

$$\tau = \frac{D}{\lambda} \left(\frac{p}{G} \right)_{cp} t = 1078t.$$

Построить кривые депрессии давления в газопроводе $p_1(t, x)$; $p_2(t, x)$ и изменения расхода газа во времени через компрессорные станции, если при $t > 0$ отбор газа из газопровода ($x = l_2$) прекращен, т. е. происходит его набивка.

По результатам расчетов построены кривые на рис. 3.1. Как видно из них, первый участок газопровода входит в нестационарный режим с некоторым опозданием (0,5 ч) и выходит на новый стационарный режим с опозданием на

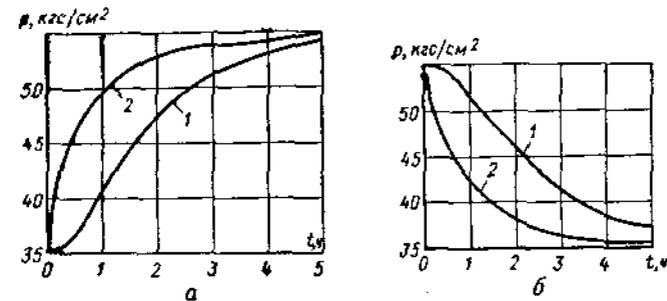


Рис. 3.1. Кривые изменения давления во времени при набивке (а) и пуске (б) газопровода:

1 — в конце первого участка; 2 — в конце второго участка

1,5—2 ч. Если в конце второго участка (см. рис. 3.1а, кривая 2) через 1 ч после прекращения отбора газа давление равно 50 кгс/см², то в это же время давление в точке 1 первого участка (кривая 1) равно 40 кгс/см², а давление до 50 кгс/см² здесь поднимается только через 2,5 ч.

Аналогично изменяются и расходы через компрессорные станции (см. рис. 3.1б). Например, через 3 ч после прекращения отбора производительность КС-2 составляет 8 кг/м², а на КС-1 такая же производительность будет только через 5 ч. Это обстоятельство нужно учесть с тем условием, что компрессорные агрегаты не вошли в помпажную зону рабочих характеристик.

На рис. 3.2. представлена зависимость времени выхода последнего участка газопровода на стационарный режим от длины участка. Как видно из рис. 3.2, если при $l = 100$ км время выхода на новый стационарный режим длится примерно 2,5—3 ч, то при $l = 200$ км — приблизительно 12 ч.

Пример 2. Газопровод был остановлен, давление на всех участках выравнялось и принято значение $p = p_1 = 55$ кгс/см². При $t > 0$ начинается отбор газа из последнего участка газопровода (пуск) величиной $G = 27,5$ кг/(м²·с).

Определить изменения давления в конце первого и второго участков и расходов на КС-1 и КС-2. Остальные исходные данные приняты из примера 1. Результаты расчетов представлены на рис. 3.3, а, б.

Анализ полученных уравнений и примеры 1 и 2 показывают, что переходные процессы в магистральных газопроводах имеют значительную длительность (в приведенных случаях 2—5 ч), что необходимо учесть при расчете перевода магистральных газопроводов с одного режима на другой. Длительность переходных процессов существенно зависит от расстояния между компрессорными станциями (примерно пропорционально квадрату расстояния). Чем меньше расстояние между КС, тем быстрее магистральный газопровод переводится с одного режима на другой.

Таким образом, для сокращения времени выхода магистрального газопровода на новый стационарный режим необходимо обеспечить работу

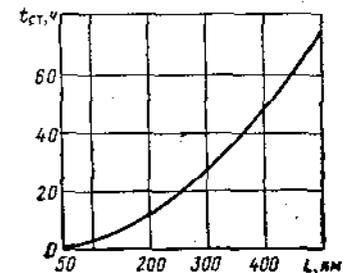


Рис. 3.2. Зависимость времени стабилизации давления газопровода от его длины

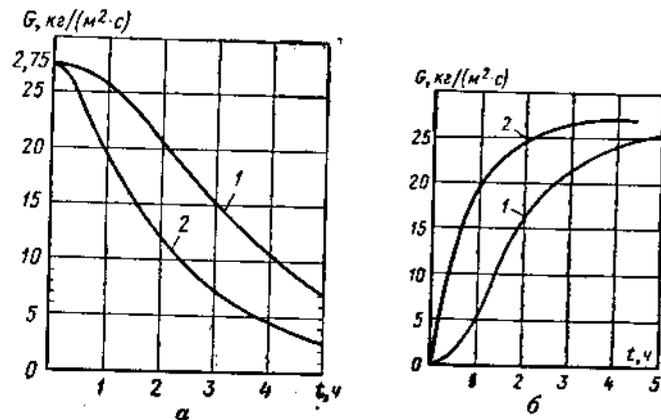


Рис. 3.3. Кривые изменения расхода во времени при набивке (а) и пуске (б) газопровода:

1 — в конце первого участка; 2 — в конце второго участка

всех компрессорных станций. Например, если в конце магистрального газопровода прекращен отбор газа и набивка газопровода происходит при работе половины из числа всех КС (компрессорные станции отключены через одну), то стабилизация давления в газопроводе произойдет за время, в четыре раза превышающее длительность стабилизации давления при работе всех КС. Аналогично, если пуск газопровода в начальный момент производить при нескольких отключенных КС, это может значительно удлинить время выхода газопровода на стационарный режим работы.

Указанные положения необходимо учесть как с точки зрения минимума энергетических затрат, так и исходя из условий предотвращения попадания центробежных нагнетателей в помпажную зону их рабочих характеристик.

Длительность процессов стабилизации давления также зависит от того, насколько отличаются стационарные режимы (до начала переходного процесса и новый стационарный) друг от друга, т. е. от «глубины» происходящих процессов. Так, при прочих равных условиях время, необходимое для набивки газопровода до давления $p_{\max} = 55 \text{ кгс/см}^2$, работавшего при стационарном режиме ($t \leq 0$) с начальным давлением 55 кгс/см^2 , конечным — $27,5 \text{ кгс/см}^2$ ($\epsilon_1 = p_1/p_2 = 2$), в 2,5 раза больше, чем время, необходимое для того же процесса, но для газопровода, работавшего при давлении $p_1 = 55 \text{ кгс/см}^2$, $p_2 = 46 \text{ кгс/см}^2$ ($\epsilon_2 = 1,2$), хотя отношение степеней сжатия $\epsilon_1/\epsilon_2 \approx 1,66$.

При нестационарных процессах коэффициент гидравлического сопротивления труб существенно влияет на длительность процессов перехода от одного стационарного режима к другому.

2. ОПТИМИЗАЦИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ПО МАКСИМУМУ ВЫХОДНОГО ДАВЛЕНИЯ НА КС

Вначале рассмотрим простейший газопровод с одной компрессорной станцией, который имеет один участок до компрессорной станции и другой после нее. Режим всего газопровода зависит от условий работы всех элементов.

Участок до компрессорной станции оказывает влияние на работу всей системы в зависимости от изменения расхода или давления на входе в участок. Режим работы системы меняется также в зависимости от числа и характеристики компрессорных агрегатов на компрессорной станции и от закономерностей отбора газа или изменения давления на последнем участке газопровода.

Для анализа режима работы всей системы целесообразно использовать аналитические описания каждого элемента системы.

При рассмотрении режимов работы газопровода будем учитывать влияние инерционных сил для нестационарных процессов на участках газопровода.

Длину первого участка газопровода (рис. 3.4) обозначим через l , длину всего газопровода — через L .

Нестационарный процесс в каждом участке газопровода описывается системой уравнений

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{1}{F} \cdot \frac{\partial G}{\partial t} + 2aG; \quad -\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{c^2}{F} \cdot \frac{\partial G}{\partial x}. \quad (3.24)$$

В начальный момент времени газопровод находится в стационарном состоянии:

$$G(x, 0) = g_0; \quad \frac{\partial G(x, 0)}{\partial t} = 0. \quad (3.22)$$

В процессе работы газопровода подача газа в первый участок и отбор его из второго изменяются во времени и по данным эксплуатации имеют периодический характер в течение суток, недели и месяца.

Изменение расхода газа в начале и конце газопровода достаточно точно можно описать рядами Фурье, ограничиваясь шестью членами.

Таким образом, граничные условия для системы запишутся в виде

$$G(0, t) = g_1(t) = \sum_{k=1}^G A_k \sin \omega_k t + \sum_{k=1}^G B_k \cos \omega_k t + A_0; \quad (3.23)$$

$$G(L, t) = g_2(t) = \sum_{k=1}^G C_k \sin \omega_k t + \sum_{k=1}^G D_k \cos \omega_k t + A_0, \quad (3.24)$$

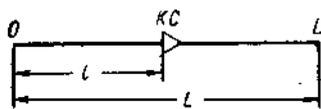


Рис. 3.4. Схема простейшего газопровода с одной КС

где A_0 — постоянная составляющая переменного расхода; A_k, B_k, C_k — коэффициенты ряда Фурье.

$$\text{Если } \int_0^T g_1(t) dt > \int_0^T g_2(t) dt,$$

в газопроводе наблюдается аккумуляция газа, если $\int_0^T g_1(t) dt <$

$< \int_0^T g_2(t) dt$ — опорожнение в газопроводе. При граничных условиях (3.23) и (3.24) давление в газопроводе не должно выходить за допустимые пределы.

Компрессорная станция в рассматриваемой системе представляется сечением, в котором соблюдается равенство расходов $G_i = G_o \varepsilon$ и имеет место скачок давления

$$p_i \varepsilon = p_o L,$$

где ε — степень сжатия компрессорной станции; p_L и $p_o L$ — давления до и после станции.

Метод решения системы (3.21) с граничными условиями (3.23) и (3.24) и начальными (3.22) относительно величины $G(x, t)$. Система (3.21) путем элементарных преобразований может быть сведена к гиперболическому уравнению относительно $G(x, t)$:

$$\frac{\partial^2 G}{\partial t^2} = c^2 \frac{\partial^2 G}{\partial x^2} - 2aF \frac{\partial G}{\partial t}. \quad (3.25)$$

Общее решение задачи (3.25) может быть найдено методом Фурье. Будем искать общее решение этой задачи в виде суммы решений

$$G(x, t) = G_0 + \sum_{k=1}^G G_{1k} + \sum_{k=1}^G G_{2k} + G_3, \quad (3.26)$$

где G_0 — решение уравнения (3.25) при граничных условиях

$$G(0, t) = G(L, t) = A_0;$$

$\sum_{k=1}^G G_{1k}$ — решение уравнения (3.25) при граничных условиях

$$G(0, t) = \sum_{k=1}^G A_k \sin \omega_k t$$

и

$$G(L, t) = \sum_{k=1}^G C_k \sin \omega_k t;$$

$\sum_{k=1}^G G_{2k}$ — решение уравнения (3.25) при граничных условиях

$$G(0, t) = \sum_{k=1}^G B_k \cos \omega_k t;$$

$$G(L, t) = \sum_{k=1}^G D_k \cos \omega_k t;$$

G_3 — общее решение уравнения (3.25) при граничных однородных условиях $G(0, t) = G(L, t) = 0$ и начальных

$$G_3(x, 0) = g_0 - G_0(x, 0) - G_1(x, 0) - G_2(x, 0);$$

$$\frac{\partial G_3(x, 0)}{\partial t} = \frac{\partial G_0(x, 0)}{\partial t} - \frac{\partial G_1(x, 0)}{\partial t} - \frac{\partial G_2(x, 0)}{\partial t}.$$

Прежде чем приступить к отысканию решений G_0, G_1, G_2 , сделаем одно замечание. Мы будем искать решение уравнения (3.25) при построении решений G_1 и G_2 следующим образом. Предполагаем, что граничные условия заданы в виде $A_k e^{i\omega_k t}$ (это делается для удобства отыскания решения). Тогда получаем некоторое решение вида $X_k(x) e^{i\omega_k t}$. При этом, если граничные условия — типа $A_k \sin \omega_k t$, то решение — $Im [X_k(x) e^{i\omega_k t}]$. Аналогично для $A_k \cos \omega_k t$ решение — $Re [X_k(x) e^{i\omega_k t}]$, так как

$$e^{i\omega_k t} = \cos \omega_k t + i \sin \omega_k t.$$

Поскольку величины G_0, G_{1k}, G_{2k} получают аналогично, то вначале найдем решение для некоторого значения G_k , являющегося решением системы (3.25) с граничными условиями указанного выше вида

$$\frac{\partial^2 G_k}{\partial t^2} = c^2 \frac{\partial^2 G_k}{\partial x^2} - 2F \frac{\partial G_k}{\partial t};$$

$$G_k(t, 0) = A_k e^{i\omega_k t}; \quad G_k(L, t) = B_k e^{i\omega_k t}.$$

Ищем решение в виде $X_k(x) e^{i\omega_k t}$. Тогда

$$G_k(t) = \left\{ A_k \frac{\text{sh } \lambda(L-x)}{\text{sh } \lambda L} + B_k \frac{\text{sh } \lambda x}{\text{sh } \lambda L} \right\} e^{i\omega_k t},$$

где

$$\lambda^2 = \frac{2aF\omega_k t - \omega_k^2}{c^2}.$$

При отыскании решений G_{1k} и G_{2k} нам приходится находить действительную и мнимую часть решений $G_k(x, t)$. Поэтому нам необходимо записать решение $G_k(x, t)$:

$$G_k(x, t) = \text{Re} \{G_k(x, t)\} + i \text{Im} \{G_k(x, t)\}.$$

Подставим величину λ в виде

$$\lambda = \alpha_k + i\beta_k,$$

где

$$\alpha_k = \frac{\sqrt{\omega_k^4 + 4a^2 F^2 \omega_k^2}}{c} \cos \frac{\varphi_k}{2};$$

$$\beta_k = \frac{\sqrt{\omega_k^4 + 4a^2 F^2 \omega_k^2}}{c} \sin \frac{\varphi_k}{2};$$

$$\cos \frac{\varphi_k}{2} = \frac{-\omega_k^2}{\sqrt{\omega_k^4 + 4a^2 F^2 \omega_k^2}};$$

$$\sin \frac{\varphi_k}{2} = \frac{2aF\omega_k}{\sqrt{\omega_k^4 + 4a^2 F^2 \omega_k^2}}.$$

Если воспользоваться формулой

$$\operatorname{sh} \{(\alpha_k + i\beta_k) x\} = \operatorname{sh} \alpha_k x \cos \beta_k x + i \operatorname{ch} \alpha_k x \sin \beta_k x,$$

то после элементарных выкладок окончательно получаем:

$$\begin{aligned} \operatorname{Re} G_k &= (f_k^A \cos \omega_k t + \varphi_k^A \sin \omega_k t) \operatorname{ch} \alpha_k (L-x) \cos \beta_k (L-x) + \\ &+ (\varphi_k^A \cos \omega_k t - f_k^A \sin \omega_k t) \operatorname{ch} \alpha_k (L-x) \sin \beta_k (L-x) + \\ &+ (f_k^B \cos \omega_k t + \varphi_k^B \sin \omega_k t) \operatorname{sh} \alpha_k x \cos \beta_k x + \\ &+ (\varphi_k^B \cos \omega_k t - f_k^B \sin \omega_k t) \operatorname{ch} \alpha_k x \sin \beta_k x, \end{aligned} \quad (3.27)$$

где

$$\frac{A_k C_k}{C_k^2 + D_k^2} = f_k^A; \quad A_k = \operatorname{ch} \alpha_k L \sin \beta_k L;$$

$$C_k = \operatorname{sh} \alpha_k L \cos \beta_k L; \quad D_k = \operatorname{sh} \alpha_k L \sin \beta_k L;$$

$$\frac{A_k D_k}{C_k^2 + D_k^2} = \varphi_k^A; \quad \frac{B_k C_k}{C_k^2 + D_k^2} = f_k^B; \quad B_k = \operatorname{ch} \alpha_k L \cos \beta_k L;$$

$$\frac{B_k D_k}{C_k^2 + D_k^2} = \varphi_k^B.$$

$$\begin{aligned} \operatorname{Im} G_k &= (f_k^A \sin \omega_k t - \varphi_k^A \cos \omega_k t) \operatorname{sh} \alpha_k (L-x) \cos \beta_k (L-x) + \\ &+ (\varphi_k^A \sin \omega_k t + f_k^A \cos \omega_k t) \operatorname{ch} \alpha_k (L-x) \sin \beta_k (L-x) + \\ &+ (f_k^B \sin \omega_k t - \varphi_k^B \cos \omega_k t) \operatorname{sh} \alpha_k x \cos \beta_k x + \\ &+ (\varphi_k^B \sin \omega_k t + f_k^B \cos \omega_k t) \operatorname{ch} \alpha_k x \sin \beta_k x. \end{aligned} \quad (3.28)$$

Теперь переходим к решению конкретных задач, т. е. отысканию решения уравнения (3.25) при различных граничных условиях:

$$\begin{aligned} \text{I. } \frac{\partial^2 G_0}{\partial t^2} &= c^2 \frac{\partial^2 G_0}{\partial x^2} - 2aF \frac{\partial G_0}{\partial t}; \\ G_0(0, t) &= A_0; \quad G_0(L, t) = A_0; \\ G_0(x, t) &= A_0 - \text{решение.} \end{aligned} \quad (3.29)$$

$$\begin{aligned} \text{II. } \frac{\partial^2 G_{1k}}{\partial t^2} &= c^2 \frac{\partial^2 G_{1k}}{\partial x^2} - 2aF \frac{\partial G_{1k}}{\partial t}; \\ G_{1k}(0, t) &= A_k \sin \omega_k t; \quad G_{1k}(L, t) = C_k \sin \omega_k t. \end{aligned}$$

На основании уравнений (3.27) и (3.28) получаем:

$$\begin{aligned} G_{1k} &= (f_k^A \sin \omega_k t - \varphi_k^A \cos \omega_k t) \operatorname{sh} \alpha_k (L-x) \cos \beta_k (L-x) + \\ &+ (\varphi_k^A \sin \omega_k t + f_k^A \cos \omega_k t) \operatorname{ch} \alpha_k (L-x) \sin \beta_k (L-x) + \\ &+ (f_k^C \sin \omega_k t + \varphi_k^C \cos \omega_k t) \operatorname{sh} \alpha_k x \cos \beta_k x + \\ &+ (\varphi_k^C \sin \omega_k t + f_k^C \cos \omega_k t) \operatorname{ch} \alpha_k x \sin \beta_k x. \end{aligned} \quad (3.30)$$

Таким образом,

$$G_1 = \sum_{k=1}^{\infty} G_{1k}.$$

$$\begin{aligned} \text{III. } \frac{\partial^2 G_{2k}}{\partial t^2} &= c^2 \frac{\partial^2 G_{2k}}{\partial x^2} - 2aF \frac{\partial G_{2k}}{\partial t}; \\ G_{2k}(0, t) &= B_k \cos \omega_k t; \quad G_{2k}(L, t) = D_k \cos \omega_k t. \end{aligned}$$

На основании уравнений (3.28) находим:

$$\begin{aligned} G_{2k} &= (f_k^B \cos \omega_k t + \varphi_k^B \sin \omega_k t) \operatorname{sh} \alpha_k (L-x) \cos \beta_k (L-x) + \\ &+ (\varphi_k^B \cos \omega_k t - f_k^B \sin \omega_k t) \operatorname{ch} \alpha_k (L-x) \sin \beta_k (L-x) + \\ &+ (f_k^D \cos \omega_k t + \varphi_k^D \sin \omega_k t) \operatorname{sh} \alpha_k x \cos \beta_k x + \\ &+ (\varphi_k^D \cos \omega_k t - f_k^D \sin \omega_k t) \operatorname{ch} \alpha_k x \sin \beta_k x. \end{aligned} \quad (3.31)$$

Отсюда

$$G_2 = \sum_{k=1}^{\infty} G_{2k}.$$

$$\begin{aligned} \text{IV. } \frac{\partial^2 G_2}{\partial t^2} &= c^2 \frac{\partial^2 G_2}{\partial x^2} - 2aF \frac{\partial G_2}{\partial t}; \\ G(0, t) &= G(L, t) = 0. \end{aligned}$$

Из формул (3.27)–(3.31) определяем начальные условия:

$$G_3(x, 0) = F(x) = g_0 - A_0 - \sum_{k=1}^{\infty} \{ (f_k^B - \varphi_k^A) \operatorname{sh} \alpha_k(L-x) \times \\ \times \cos \beta_k(L-x) + (\varphi_k^B + f_k^A) \operatorname{ch} \alpha_k(L-x) \times \\ \times \sin \beta_k(L-x) + (f_k^D - \varphi_k^C) \operatorname{ch} \alpha_k x \cos \beta_k x + (\varphi_k^D - f_k^C) \operatorname{ch} \alpha_k x \sin \beta_k x \}; \\ \frac{\partial G_3(x, 0)}{\partial t} = \Phi(x) = - \sum_{k=1}^{\infty} \omega_k \{ (f_k^A - \varphi_k^B) \operatorname{sh} \alpha_k(L-x) \times \\ \times \cos \beta_k(L-x) + (\varphi_k^A - f_k^B) \operatorname{ch} \alpha_k(L-x) \sin \beta_k(L-x) + \\ + (f_k^C - \varphi_k^D) \operatorname{sh} \alpha_k x \cos \beta_k x + (\varphi_k^C - f_k^D) \operatorname{ch} \alpha_k x \sin \beta_k x \}.$$

Решение ищем методом Фурье в виде

$$G_3 = \sum_{n=0}^{\infty} X_n(x) T_n(t).$$

Тогда

$$G_3(x, t) = \sum_{n=1}^{\infty} e^{-aFt} [N_n \cos \theta_n t + M_n \sin \theta_n t] \sin \frac{\pi n}{L} x,$$

где

$$\theta_n = \sqrt{\frac{\pi^2 n^2 c^2}{L^2} - a^2 F^2}.$$

Величины N_n и M_n определяем из начальных условий:

$$G_3(x, 0) = \sum_{n=1}^{\infty} M_n \sin \frac{\pi n x}{L} = F(x);$$

$$\frac{\partial G_3(x, 0)}{\partial t} = \sum_{n=1}^{\infty} [aF N_n + \theta_n M_n] \sin \frac{\pi n}{L} x = \Phi(x);$$

где N_n — n -й коэффициент Фурье разложения в ряд по $\sin(\pi n/L)$ x функции $F(x)$;

$$M_n = \frac{\Phi_n + aF_n}{\theta_n},$$

где Φ_n — коэффициент Фурье разложения в ряд по $\sin(\pi n/L)$ x функции $\Phi(x)$:

$$F_n = \frac{1}{2L} \int_0^L F(x) \sin \frac{\pi n}{L} x dx;$$

$$\Phi_n = \frac{1}{2L} \int_0^L \Phi(x) \sin \frac{\pi n}{L} x dx.$$

Таким образом, общее решение уравнений (3.25) при начальных условиях (3.22) и граничных (3.23) и (3.24):

$$G(x, t) = A_0 + \sum_{k=1}^{\infty} \{ [(f_k^A + \varphi_k^B) \sin \omega_k t - (\varphi_k^A - f_k^B) \times \\ \times \cos \omega_k t] \operatorname{ch} \alpha_k(L-x) \cos \beta_k(L-x) + [(\varphi_k^A - f_k^B) \sin \omega_k t + \\ + (f_k^A - f_k^B) \cos \omega_k t] \operatorname{ch} \alpha_k(L-x) \sin \beta_k(L-x) + \\ + [(f_k^C + \varphi_k^D) \sin \omega_k t - (\varphi_k^C - f_k^D) \cos \omega_k t] \operatorname{sh} \alpha_k x \cos \beta_k x + \\ + [(\varphi_k^C - f_k^D) \sin \omega_k t + (f_k^C + \varphi_k^D) \cos \omega_k t] \operatorname{ch} \alpha_k x \sin \beta_k x \} + \\ + \sum_{n=1}^{\infty} e^{-aFt} \left[F_n \cos \theta_n t + \frac{\Phi_n + aF_n}{\theta_n} \sin \theta_n t \right] \sin \frac{\pi n}{L} x.$$

Из системы (3.21) при граничных условиях $p(0, t)$ при $x=0$ и $p(L, t)$ при $x=L$ находим:

$$p(x, t) - p(0, t) = \int_0^x \frac{\partial p}{\partial x} dx = \int_0^x \left[-\frac{1}{F} \cdot \frac{\partial G}{\partial t} - 2aG \right] dx;$$

$$p(L, t) - p(x, t) = \int_x^L \frac{\partial p}{\partial x} dx = \int_x^L \left[-\frac{1}{F} \cdot \frac{\partial G}{\partial t} - 2aG \right] dx.$$

Тогда

$$p_{0,L}(t) = p_0 - \int_0^L \left[\frac{1}{F} \cdot \frac{\partial G}{\partial t} + 2aG \right] dx;$$

$$p_{L,L}(t) = p(L, t) + \int_0^L \left[\frac{1}{F} \cdot \frac{\partial G}{\partial t} + 2aG \right] dx.$$

Если $p_{L,L} > 56$ кгс/см², то краевые условия выбраны неверно и верхняя граница изменения давления выхода может быть равна

$$p(L, t) - [p_{L,L}(t) - 56].$$

Для компрессорной станции при степени сжатия

$$\varepsilon = \frac{p_{L,L}(t)}{p_{L0}(t)}$$

можно наблюдать следующие ситуации:

- 1) если $1 < \varepsilon \leq \varepsilon_{\max}$, то режим компрессорной станции находится в области нормальной работы;
- 2) если $\varepsilon = 1$, то компрессорную станцию можно отключить;
- 3) если $\varepsilon < 1$, то давление на входе газопровода можно уменьшить до величины $p_0 - [p_{L,L}(t) - p_{L0}(t)]$ и отключить станцию.

Для компрессорной станции требуется определить число параллельно и последовательно соединенных компрессоров и частоту вращения вала каждого компрессорного агрегата.

Число параллельных цепей определяем по заданным величинам Q_{\min} и Q_{\max} :

$$\left[G \frac{Q_{\min}}{n f(p_{\text{вх}}, R)} \right] \geq N \geq \left[G \frac{Q_{\max}}{n f(p_{\text{вх}}, R)} \right] + 1,$$

где N — число цепей, определяемое как среднее целое; $f(p_{\text{вх}}, R)$ — плотность газа, определяемая по графической зависимости; n_i — относительная частота вращения.

Отсюда

$$N = \left[G \frac{Q_{\min}}{n f(p_{\text{вх}}, R)} + G \frac{Q_{\max}}{n f(p_{\text{вх}}, R)} + 1 \right] \cdot \frac{1}{2}.$$

Тогда

$$G = \frac{G(L, t)}{N}.$$

Затем для каждой цепи решаем задачу о числе агрегатов. Чаще всего целесообразно руководствоваться тем, что наибольшие изменения должны нести последние агрегаты или наибольшая величина ε должна быть в первом последовательном агрегате [3.7].

Для центробежной компрессорной станции в цепи может быть m агрегатов. Из практики известно, что число m обычно не более пяти, т. е. $G = G_1 = G_2 = G_3 = G_4 = G_5$,

$$\varepsilon = \varepsilon_1 \varepsilon_2 \varepsilon_3 \varepsilon_4 \varepsilon_5.$$

Тогда

$$\varepsilon' = \frac{\varepsilon}{\varepsilon_i},$$

где величина ε_i известна.

Для величины ε' имеем следующие ситуации:

если $\varepsilon' = 1$, то работает один агрегат со степенью сжатия $\varepsilon' = \varepsilon_1$;

если $\varepsilon' < 1$, то при одном работающем агрегате степень сжатия $\varepsilon_1 = \varepsilon$;

если $\varepsilon' > 1$, то степень сжатия первого агрегата равна $\varepsilon_1 = \varepsilon_i$ и аналогично считаем следующий агрегат: $p_{\text{вх } i} \varepsilon_i = p_{\text{вх } i+1}$.

Исходя из того, что характеристики КС с достаточной степенью можно аппроксимировать полиномом второй степени, запишем величину степени сжатия i -той КС:

$$\varepsilon_i = \left(a + b \frac{G_i}{f(p_{\text{вх}}, R) n_i} + c \frac{G_i^2}{f^2(p_{\text{вх}}, R) n_i^2} \right) \times \left(d + e \sqrt{\frac{k}{z_i R T} n_i} + f \frac{k}{z_i R T} n_i^2 \right),$$

где a, b, c, d, e, f — коэффициенты аппроксимирующих многочленов в характеристиках нагнетателей при различных схемах включения.

Из этого уравнения определяем величину n_i , если

$$\frac{G_i}{f(p_{\text{вх}}, R) n_i} < Q_{\min},$$

где Q_{\min} — ограничения расхода по помпажу.

Если ограничения не удовлетворяются, то отключаем один параллельный агрегат и производим расчет вновь.

В конце расчетов находим функции $p_{i0}(t)$; $p_{in}(t)$; $\varepsilon_i(t)$; $N_i(t)$; $m_i(t)$; $n_i(t)$.

Рассмотрим расчет режима работы магистрального газопровода с n компрессорными станциями (рис. 3.5).

В начальный момент времени система находится в стационарном состоянии:

$$\dot{G}(x, 0) = g_0; \quad \frac{\partial G(x, 0)}{\partial t} = 0.$$

Граничные условия задаем в виде

$$G(0, t) = g_1(t) = \sum_{k=1}^b A_k \sin \omega_k t + \sum_{k=1}^b B_k \cos \omega_k t + A_0;$$

$$Q(L, t) = g_2(t) = \sum_{k=1}^b G_k \sin \omega_k t + \sum_{k=1}^b D_k \cos \omega_k t + A_0;$$

$$p(0, t) = p_0(t); \quad p(L, t) = p_L(t).$$

Если $g_1(t) > g_2(t)$, то происходит аккумуляция газа в газопроводе, если $g_2(t) > g_1(t)$ — его опорожнение. Исходя из того, что для КС расходы $G_{\text{вх}}$ и $G_{\text{вх}}$ равны, находим решения для магистрального газопровода с n компрессорными станциями относительно функции $G(x, t)$ аналогично тому, как это сделано ранее.

Тогда для входа первой КС

$$p_{\text{вх } 1}(t) = p_0(t) + \int_{x_1}^{x_1} f(G) dx = p_0(t) + f_{01}(t),$$

для выхода последней КС

$$p_{\text{вх } n}(t) = p_n(t) + \int_{x_n}^{x_L} f(G) dx = p_n(t) + f_{nL}(t).$$

Так как решение относительно величины G получено, то величины f_{i0} вычисляются. Для магистрального газопровода с n компрессорными

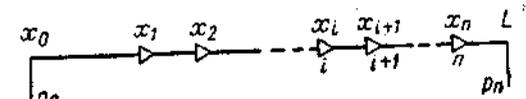


Рис. 3.5. Схема газопровода с n компрессорными станциями

станциями получаем систему равенств и неравенств, где известными являются функции $p_0(t)$, $p_n(t)$, $f(t)$:

$$\begin{aligned} p_{\text{вых } n}(t) &= p_n(t) - f_{nL}(t) = \varepsilon_n(t) p_{\text{вх } n}(t) = \\ &= \varepsilon_n(t) [p_{\text{вых } n-1}(t) + f_{n-1, n}(t)] = \varepsilon_n(t) f_{n-1, n}(t) + \\ &+ \varepsilon_n(t) \varepsilon_{n-1}(t) [p_{\text{вых } n-2}(t) + f_{n-2, n}(t)] = \\ &= \varepsilon_n(t) [f_{n-1, n}(t) + \varepsilon_{n-1}(t) (f_{n-2, n-1}(t) + \\ &+ \varepsilon_{n-2}(t) (f_{n-3, n-2}(t) + \dots + \varepsilon_1(t) (f_{01}(t) + p_0(t))))]. \end{aligned}$$

При этом предыдущие компрессорные станции должны работать с максимальной величиной ε , или в общем виде:

$$1 \leq \varepsilon_{ij} \leq \varepsilon_{\text{max}}; \varepsilon_{ij} \rightarrow \varepsilon_{\text{max}}$$

Учитывая, что на выходе КС давление не может быть более 56 кгс/см², имеем:

$$\varepsilon_1 \leq \frac{56}{p_0(t) + f_{01}(t)};$$

$$\varepsilon_2 \leq \frac{56}{\varepsilon_1(t) [p_0 + f_{01}(t)] + f_{12}(t)};$$

$$\varepsilon_3 \leq \frac{56}{\varepsilon_2(t) \varepsilon_1(t) [p_0 + f_{01}(t)] \varepsilon_2(t) + f_{23}(t)};$$

$$\varepsilon_{i-1} = \frac{56}{f_{i, i+1}(t) + \varepsilon_i(t) (f_{i-1, i}(t) + \varepsilon_{i-1}(t) (f_{i-2, i-1} + \dots + \varepsilon_1(t) (f_{01}(t) + p_0(t))))}.$$

Но величина ε_1 , с одной стороны, должна удовлетворять условию

$$\varepsilon_1(t) \leq \frac{56}{f_{01}(t) + p_0(t)},$$

с другой стороны,

$$\varepsilon_1(t) \leq \frac{p_n(t) - \sum_{i=1}^{n-1} f_{i, i+1}(t) - f_{nL}(t)}{f_{01}(t) + p_0(t)}.$$

Следует учесть, что величина $\varepsilon \leq \varepsilon_{1\text{max}}$. Отсюда вследствие того, что величина ε должна быть наибольшей из всех возможных с учетом технологических ограничений ее значений, получаем:

$$\varepsilon_1(t) = \min \left\{ \frac{56}{f_{01}(t) + p_0(t)}; \frac{p_n(t) - \sum_{i=1}^{n-1} f_{i, i+1}(t) - f_{nL}(t)}{f_{01}(t) + p_0(t)}; \varepsilon_{1\text{max}} \right\};$$

$$\varepsilon_2(t) = \min \times$$

$$\times \left\{ \frac{56}{f_{12}(t) + \varepsilon_1(t) [f_{01}(t) + p_0(t)]}; \frac{p_n(t) - f_{nL}(t) - \sum_{i=2}^{n-1} f_{i, i+1}(t)}{f_{12}(t) + \varepsilon_1(t) [f_{01}(t) + p_0(t)]}; \varepsilon_{2\text{max}} \right\};$$

$$\varepsilon_{k+1}(t) = \min \left\{ \frac{56}{(f_{k, k+1}(t) + \varepsilon_k(t) (f_{k-1, k}(t) + \dots + \varepsilon_1(t) (f_{01}(t) + p_0(t))))}; \frac{p_n(t) - f_{nL}(t) - \sum_{i=k+1}^{n-1} f_{i, i+1}(t)}{f_{k, k+1}(t) + \varepsilon_k(t) (f_{k-1, k}(t) + \dots + \varepsilon_1(t) (f_{01}(t) + p_0(t)))}; \varepsilon_{\text{max } k+1} \right\}.$$

Если $1 < \varepsilon_{k+1}(t) \leq \varepsilon_{\text{max } k+1}$, то станция находится в области нормальной эксплуатации.

Если $\varepsilon_{k+1}(t) = 1$, компрессорную станцию целесообразно отключить.

Если $\varepsilon_{k+1}(t) < 1$, необходимо понизить величину $\varepsilon_{k+1}(t)$ предыдущей компрессорной станции и отключить данную $(k+1)$ -ю станцию.

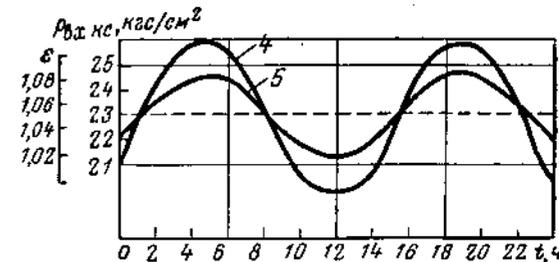
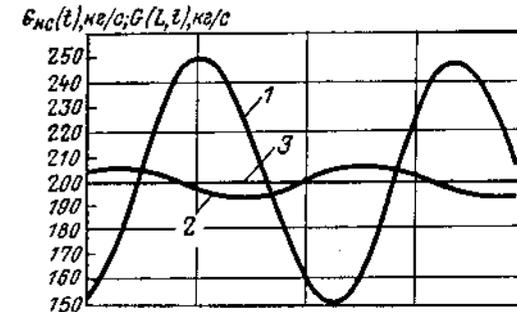


Рис. 3.6. Расчет режима работы КС по максимуму выходного давления:

1 — изменение пропускной способности на конце газопровода; 2 — то же, на КС; 3 — то же, в начале газопровода; 4 — изменение степени сжатия КС; 5 — изменение давления на входе КС.

Данные расчета режима

Расчетная величина					
	0	2	4	6	8
ε	1,101	1,107	1,111	1,110	1,105
$P_{\text{вх КС}}, \text{ кгс/см}^2$	22,08	23,45	24,48	24,43	23,34
$G(L, t), \text{ кг/с}$	152	180	223	249	238
$G_{\text{КС}}(t), \text{ кг/с}$	204	206	203	198	194

Величину $\varepsilon_k(t)$ находим из выражения

$$\varepsilon = \frac{p_n(t) - f_{nL}(t) - \sum_{i=k+1}^{n-1} f_{i,i+1}(t)}{f_{k-1,k}(t) + \varepsilon_{k-1}(t) (f_{k-2,k-1}(t) + \dots + \varepsilon_1(t) (f_{01}(t) + p_0(t)))}$$

Расчетан режим работы для газопровода «цепочки» диаметром 1 м и длиной 300 км с одной промежуточной компрессорной станцией (рис. 3.6) при колебании газопотребления по закону

$$G(L, t) = 200 + 50 \sin 7,5 \cdot 10^{-4} t;$$

$$[G(0, t) = 200 \text{ кг/с}; p(L, t) = 5 \text{ кгс/см}^2; p(0, t) = 40 \text{ кгс/см}^2].$$

В табл. 3.1 приведены расчетные данные для одних суток. Машинное время для 36 отсчетов составляло не более 5 мин.

Из расчетов (см. табл. 3.1) видно, что динамика газопровода влияет на снижение колебаний газопотребления по трассе. Экстремумы изменения входного давления и степени сжатия для компрессорной станции, работающей на режиме максимального выходного давления, приходится на стационарные значения пропускной способности газопровода, наоборот, экстремумы ее колебаний приходятся на нулевые значения колебательного процесса по давлению, что обусловлено влиянием динамики линейной части газопровода. Изменения степени сжатия и входного давления газопровода в целом идентичны, однако изменение первого несколько опережает изменение второго. В связи с этим колебания давления на выходе компрессорной станции более резкие, чем на входе. В целом можно констатировать, что данный газопровод длиной 300 км, оснащенный управляемой компрессорной станцией с интервалом степени сжатия 1,11—1,05, может надежно снабжать газом потребителя с учетом рассмотренной неравномерности газопотребления.

газопровода с КС

Время $t, \text{ ч}$								
	10	12	14	16	18	20	22	24
	1,100	1,100	1,100	1,106	1,111	1,110	1,1057	1,100
	22,00	21,38	21,95	23,28	24,71	24,50	23,49	22,12
	200	161	150	176	218	247	242	205
	194	199	204	206	203	198	194	194

3. ЗАДАЧИ БЕЗ НАЧАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ПРИ АНАЛИЗЕ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА ГАЗА

При длительной эксплуатации газопровода на нестационарном режиме влияние стационарного распределения расхода и давления стремится к нулю, и поэтому имеет смысл искать решение, удовлетворяющее только краевыми условиями.

Еще в работах Фурье и Ралея решался ряд практических задач без начальных условий.

Основная ценность анализа газопровода без учета начальных условий состоит в том, что решения имеют простой вид, легко анализируются, не вызывают затруднений при численных расчетах. В частном случае при граничных условиях типа $A \sin \omega t$ задача сводится к определению установившихся колебаний системы.

Для коротких трубопроводов справедливо уравнение вида

$$\frac{\partial^2 p}{\partial t^2} = c^2 \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}, \quad (3.32)$$

которое широко используется для исследования вибраций обвязочных трубопроводов компрессорных станций.

Рассмотрим колебания в трубопроводе при условии, что при

$$x=0 - \frac{\partial p}{\partial x} = f(t) \text{ или с учетом выражения } -\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial G}{\partial t}$$

$$G = F \int_0^T f(t) dt$$

и при

$$x=l - \frac{\partial p}{\partial x} = 0,$$

т. е. трубопровод закрыт.

Предположим, что отбор газа при $x=l$ изменяется по стационарному периодическому закону $f(t) = F_0 e^{i\omega t}$.

Решение ищем в виде

$$p(x, t) = X(x) e^{i\omega t}.$$

Подставляя в исходное уравнение (3.32), получаем

$$c^2 \frac{d^2 X(x)}{dx^2} + \omega^2 X(x) = 0.$$

Решение имеет вид

$$X(x) = A \cos \frac{\omega x}{c} + B \sin \frac{\omega}{c} x.$$

Удовлетворяя граничные условия, находим

$$B = -\frac{cF_0}{\omega};$$

$$-\frac{\omega}{c} \left[A \sin \frac{\omega l}{c} + \frac{cF_0}{\omega} \cos \frac{\omega l}{c} \right] = 0,$$

откуда

$$A = \frac{cF_0}{\omega} \operatorname{ctg} \frac{\omega l}{c}.$$

Тогда решение получается в виде

$$X(x) = \frac{cF_0}{\omega} \left(\operatorname{ctg} \frac{\omega l}{c} \cos \frac{\omega x}{c} + \sin \frac{\omega x}{c} \right).$$

При $f(t) = F_0 \sin \omega t$

$$p(x, t) = -\frac{cF_0}{\omega} \left(\operatorname{ctg} \frac{\omega l}{c} \cos \frac{\omega x}{c} + \sin \frac{\omega x}{c} \right) \sin \omega t,$$

т. е. по длине газопровода установятся синусоидальные колебания. Можно записать:

$$p(x, t) = -\frac{cF_0}{\omega} \cdot \frac{\cos \frac{\omega}{c} (l-x)}{\sin \frac{\omega l}{c}} \sin \omega t. \quad (3.33)$$

Длина установившихся колебаний $\lambda = c2\pi/\omega$. Форма колебаний описывается выражением

$$\frac{F_0 \cos \frac{\omega}{c} (l-x)}{\sin \frac{\omega l}{c}} = \frac{F_0 \cos 2\pi \frac{l-x}{\lambda}}{\sin 2\pi \frac{l}{\lambda}}.$$

Из анализа формулы (3.33) видно, что в системе могут возникнуть резонансные колебания тогда, когда частота внешнего воздействия будет равна собственной частоте открытого с обоих концов трубопровода или когда по длине трубопровода укладывается целое число полуволн. Наоборот, наименьшими колебания будут тогда,

когда частота внешнего воздействия будет равна собственной частоте закрытого в конце приложения воздействия трубопровода.

Оценку собственных частот можно произвести следующим образом. Для уравнения короткого газопровода (3.32) ищем частное решение в виде

$$X_k(x) T_k(t)$$

и общее решение

$$p(x, t) = \sum_{k=1}^{\infty} X_k(x) T_k(t).$$

При этом собственные частоты системы описываются формулами

$$X_k(x) = C_k \sin \omega_k x + D_k \cos \omega_k x;$$

$$T_k(t) = A_k (\sin \omega_k t + \varphi_k),$$

где A_k, C_k, D_k, φ_k — постоянные решения, определяемые из граничных условий.

Ненулевые решения для величин C_k и D_k дадут уравнение частот, корни которого — искомые частоты.

Например, для

$$\frac{\partial p(l, t)}{\partial x} = 0 \quad (\text{закрытый при } x=l \text{ трубопровод})$$

и

$$p(0, t) = 0 \quad (\text{открытый при } x=0)$$

имеем:

$$D_k = 0 \quad \text{и} \quad C_k \omega_k \cos \omega_k l = 0$$

с корнями $\omega_k = \frac{\pi(2k-1)}{2l}$.

Тогда

$$X_k(x) = C_k \sin \frac{\pi(2k-1)x}{2l}.$$

Для $p(x, t)|_{x=0} = 0$ и $p(x, t)|_{x=l} = 0$

получаем:

$$\omega_k = \frac{k\pi}{l} \quad \text{и} \quad X_k(x) = C_k \sin \omega_k x.$$

Часто для систем с распределенными параметрами используют приближенные методы. Во многих случаях системы заменяют несколькими сосредоточенными. Для приближенных способов исследования известны формулы Рэлея, Граммеля, Донкерди. Широко распространен способ последовательных приближений для нахождения основных собственных частот. Методы Ритца и Галеркина позволяют найти одновременно несколько низших частот. Для определения частотных границ, между которыми располагается первая собственная частота и нижняя граница второй собственной частоты, применяются оценки С. А. Берштейна [3.1].

Большой обзор методов анализа колебаний в коротких трубопроводах, например в обвязке компрессорной станции, дан в [2.3]

Для уравнения типа (2.11) задача без начальных условий исторически первой была поставлена Фурье. При нулевых начальных условиях $p(x, t) = 0$ и граничном условии $p(l, t) = \varphi(\tau)$ решение имеет вид:

$$p(x, t) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x \frac{\varphi\left(\tau - \frac{x^2}{4\mu^2}\right) e^{-\mu^2 t}}{2\sqrt{t}} d\mu.$$

При граничном условии $p(l, t) = F_0 \cos(\omega t - \varepsilon)$, где F_0 — амплитуда колебаний, решение имеет вид

$$p(x, t) = \frac{2F_0}{\sqrt{\pi}} \int_0^x \cos\left[\omega\left(t - \frac{x^2}{4\mu^2}\right) - \varepsilon\right] e^{-\mu^2 t} d\mu.$$

или

$$p(x, t) = F_0 \exp\left[-x\sqrt{\frac{\omega}{2}}\right] \cos\left\{\omega t - x\sqrt{\frac{\omega}{2}} - \varepsilon\right\} - \frac{2F_0}{\sqrt{\pi}} \int_0^x \frac{\cos\left\{\omega\left(t - \frac{x^2}{4\mu^2}\right) - \varepsilon\right\} e^{-\mu^2 t}}{2\sqrt{t}} d\mu. \quad (3.34)$$

При больших величинах t второй член исчезает:

$$p(x, t) = F_0 \exp\left[-x\sqrt{\frac{\omega}{2}}\right] \cos\left\{\omega t - x\sqrt{\frac{\omega}{2}} - \varepsilon\right\},$$

т. е. система будет подвержена установившимся колебаниям с периодом $2\pi/\omega$ и длиной волны $\lambda = 2\pi\sqrt{2/\omega}$. Из формулы (3.34) видно, что амплитуда колебаний уменьшается по закону $\exp[-x\sqrt{2/\omega}]$, т. е. чем больше величина ω , тем быстрее происходит затухание. На расстоянии одной длины волны $\lambda = 2\pi\sqrt{2/\omega}$ амплитуда колебания уменьшается в $\exp[-2\pi] = 0,0019$ раза. Фаза проходящей волны запаздывает по закону $x\sqrt{\omega/2}$, т. е. также увеличивается с ростом значения ω . Скорость распространения волны равна $\sqrt{2\omega}$. Так как граничное условие чаще всего приходится изображать в виде ряда Фурье

$$\varphi(t) = F_0 + F_1 \cos(\omega t - \varepsilon_1) + F_2 \cos(\omega t - \varepsilon_2) + \dots,$$

то получаем

$$p(x, t) = F_0 + \sum_{n=1}^{\infty} F_n \exp\left[-x\sqrt{\frac{n\omega}{2}}\right] \cos\left\{n\omega t - \varepsilon_n - x\sqrt{\frac{n\omega}{2}}\right\}.$$

При больших значениях x существенно, что с большой точностью можно сохранить только основную гармонику ряда. Используя табл. 2.3—2.9, можно получить аналогичные решения при больших величинах t .

В [3.2] получено следующее решение задачи транспорта газа без начальных условий (случай установившихся колебаний) при граничном условии $Q(l, t) = Q_c + Q_0 \sin \omega t$ и постоянном давлении на входе газопровода

$$\Delta p(l, t) = \frac{\alpha Q_0}{2\beta(A^2 + B^2)} \{[(A + B) \operatorname{ch} \beta l \sin \beta l + (A - B) \operatorname{sh} \beta l \cos \beta l] \sin \omega t + [(A - B) \operatorname{ch} \beta l \sin \beta l - (A + B) \operatorname{sh} \beta l \cos \beta l] \cos \omega t\},$$

где $A = \operatorname{ch} \beta l \cos \beta l$; $B = \operatorname{ch} \beta l \sin \beta l$;

$$\alpha = \frac{p_{1 \max} - p_{2 \min}}{l Q_c};$$

$$\beta = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{2\omega F g \alpha}{c^2 g p}}; \quad \omega = \frac{2\pi}{T}$$

(индекс «с» относится к среднесуточному расходу газа).

Расход газа на входе газопровода определяется из выражения

$$Q(0, t) = Q_c - \frac{Q_0}{A^2 + B^2} (A \sin \omega t - B \cos \omega t).$$

В качестве примера рассчитан режим работы газопровода диаметром 1220 мм с длинами перегонов между КС $l_{\text{КС}} = 155$ км и конечного участка $l_{\text{к}} = 507$ км. Среднесуточный расход газа равнялся $Q_c = 26$ млн. м³/сут, отношение $Q_0/Q_c = 0,85$. Давление газа колебалось от $p_{1 \max} = 56$ кгс/см² до $p_{2 \min} = 1,3$ кгс/см². Периодичность колебаний газопотребления составляла 24 ч. Параметры газа принимались следующие: $\Delta = 0,585$, $R = 50$ кгс·м/(кг·К); $T_{\text{ср}} = 303$ К, $z = 0,93$. По результатам расчетов построены кривые на рис. 3.7, а, б.

4. ПУСКОВЫЕ И АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Под пусковыми режимами работы газопровода понимают режимы продувки, испытания газопровода под давлением на прочность и плотность, а также вывод его на эксплуатационный режим.

Аварийные режимы возникают при разрыве и полной закупорке трубы, а также вследствие отключения компрессорных агрегатов и компрессорной станции в целом.

При продувке, которая производится газом или воздухом, на входе газопровода поддерживается максимальное давление, а выход

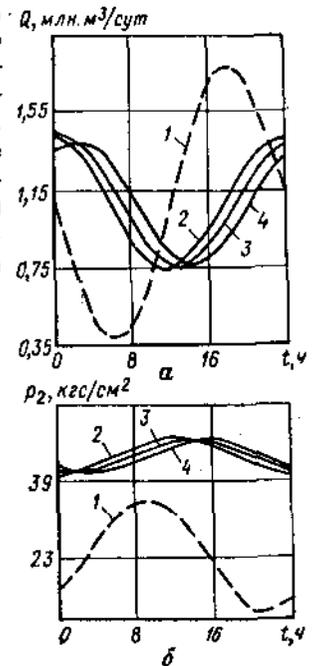


Рис. 3.7. Изменение расхода (а) и давления (б) в газопроводе:

1 — у конечного потребителя; 2 — на входе промежуточной КС; 3 — то же, КС_{к-1}; 4 — то же, КС_{к-2}

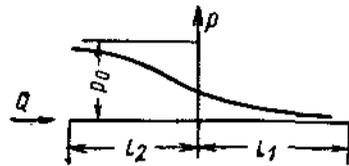


Рис. 3.8. Кривая давления при продувке участка газопровода

Иногда продувку производят следующим образом. Часть газопровода — «баллон» — набивают газом до давления p_1 и открывают кран между ним и продуваемым участком. Газ в «баллон» можно подкачивать компрессором (рис. 3.8). Эта задача рассмотрена О. Г. Малаховой, С. А. Бобровским, М. А. Гусейн-Заде [3, 3], результаты исследований которых приведены ниже. Давление в газопроводе определяется из системы уравнений

$$\begin{aligned} k_1 \frac{\partial^2 p_1}{\partial x^2} &= \frac{\partial p_1}{\partial t} \text{ для } -l_2 < x < 0; \\ k_2 \frac{\partial^2 p_1}{\partial x^2} &= \frac{\partial p}{\partial t} \text{ для } 0 < x < l_1, \end{aligned} \quad (3.35)$$

где

$$k_1 = \frac{c^2}{2a_1}; \quad k_2 = \frac{c^2}{2a_2}$$

При отсутствии подкачки газа в газопровод граничные и начальные условия имеют вид:

$$\begin{aligned} p_1(l, 0) &= 0; \quad \frac{\partial p_2(-l_2, 0)}{\partial x} = 0; \\ p_1(0, t) &= p_2(0, t); \quad \frac{\partial p_1(0, t)}{\partial x} = \frac{\partial p_2(0, t)}{\partial x}; \\ p_1(x, 0) &= 0; \quad p_2(x, 0) = p_0. \end{aligned}$$

Применяя преобразование Лапласа, получаем

$$\begin{aligned} p_1(x, s) &= \frac{p_0 \operatorname{sh} \sqrt{\frac{s}{k_2}} l_2 \operatorname{sh} \sqrt{\frac{s}{k_1}} (l_1 - x)}{s \operatorname{ch} \left(\sqrt{\frac{s}{k_1}} l_1 + \sqrt{\frac{s}{k_2}} l_2 \right)}; \\ p_2(x, s) &= \frac{p_0 \operatorname{ch} \sqrt{\frac{s}{k_2}} l_1 \operatorname{ch} \sqrt{\frac{s}{k_2}} (l_2 + x)}{s \operatorname{ch} \left(\sqrt{\frac{s}{k_1}} l_1 + \sqrt{\frac{s}{k_2}} l_2 \right)}. \end{aligned}$$

Используя теорему обращения

$$p(t) = \frac{1}{2\pi i} \int_{\gamma-i\infty}^{\gamma+i\infty} e^{st} p(s) ds$$

и найдя полюсы подынтегральной функции

$$s = 0; \quad s_n = -\frac{(2n-1)^2 \pi^2}{4 \left(\frac{l_1}{\sqrt{k_1}} + \frac{l_2}{\sqrt{k_2}} \right)},$$

методом вычетов имеем решение в виде ряда

$$\begin{aligned} p_1(x, t) &= \frac{4p_0}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{n+1}}{2n-1} \exp \left[-\frac{(2n-1)^2 \pi^2}{4(m_1+m_2)^2} t \right] \times \\ &\times \sin \left[\frac{m_2}{m_1+m_2} \cdot \frac{\pi}{2} (2n-1) \right] \sin \left[\frac{m_1}{m_1+m_2} \cdot \frac{\pi}{2} (2n-1) \left(1 - \frac{x}{l_1} \right) \right]; \\ p_2(x, t) &= \frac{4p_0}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{n+1}}{2n-1} \exp \left[-\frac{(2n-1)^2 \pi^2}{4(m_1+m_2)^2} t \right] \times \\ &\times \cos \left[\frac{m_1}{m_1+m_2} \cdot \frac{\pi}{2} (2n-1) \right] \cos \left[\frac{m_2}{m_1+m_2} \cdot \frac{\pi}{2} (2n-1) \left(1 + \frac{x}{l_2} \right) \right], \end{aligned}$$

где

$$m_{1,2} = \frac{l_{1,2}}{\sqrt{k_{1,2}}}.$$

Расчеты были проведены при $n = 8$ (рис. 3.9). В случае продувки газопровода без использования «баллона» граничные и начальные условия запишутся в виде

$$\begin{aligned} \frac{\partial p_2(-l_2, t)}{\partial x} &= -2a \frac{Q}{F} = \bar{Q}; \\ p_1(l, t) &= 0; \quad p_1(x, 0) = p_2(x, 0) = 0; \\ p_1(0, t) &= p_2(0, t); \quad \frac{\partial p_1(0, t)}{\partial x} = \frac{\partial p_2(0, t)}{\partial x}. \end{aligned}$$

Решая уравнения (3.35) с использованием преобразования Лапласа, получаем

$$\begin{aligned} p_1(x, s) &= \frac{-\bar{Q} \sqrt{k_2}}{s \sqrt{s}} \cdot \frac{\operatorname{sh} \left[m_1 \sqrt{s} \left(1 - \frac{x}{l_1} \right) \right]}{\operatorname{ch} [(m_1+m_2) \sqrt{s}]}; \\ p_2(x, s) &= \frac{-\bar{Q} \sqrt{k_2}}{s \sqrt{s}} \cdot \frac{\operatorname{sh} \left[m_1 \sqrt{s} \left(m_1 - m_2 \frac{x}{l_2} \right) \right]}{\operatorname{ch} [(m_1+m_2) \sqrt{s}]} \end{aligned}$$

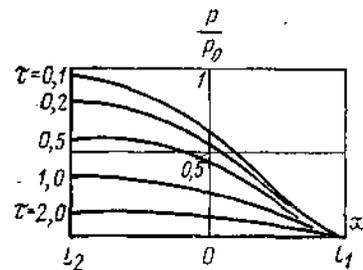


Рис. 3.9. Распределение давления в «баллоне» и продуваемом участке

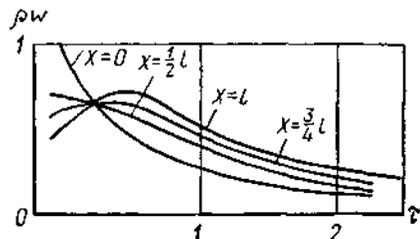


Рис. 3.10. Изменение массовых скоростей в различных точках продуваемого газопровода ($l_1 = l_2$)

или во временной области

$$p_1(x, t) = -\bar{Q} \sqrt{k_2} \left\{ m_1 \left(1 - \frac{x_1}{x_2} \right) - \frac{8}{\pi^2} (m_1 + m_2) \sum (-1)^{n+1} \cdot \frac{1}{(2n-1)^2} \times \right. \\ \left. \times \exp \left[-\frac{\pi}{4} \cdot \frac{(2n-1)^2}{(m_1+m_2)^2} t \right] \sin \left[\left(1 - \frac{x}{l_1} \right) \frac{\pi}{2} \cdot \frac{(2n-1) m_1}{m_1+m_2} \right] \right\};$$

$$p_2(x, t) = -\bar{Q} \sqrt{k_2} \left\{ m_1 \left(1 - \frac{m_2 x}{m_1 l_2} \right) - \frac{8}{\pi^2} (m_1 + m_2) \sum (-1)^{n+1} \cdot \frac{1}{(2n-1)^2} \times \right. \\ \left. \times \exp \left[-\frac{\pi}{4} \cdot \frac{(2n-1)^2}{(m_1+m_2)^2} t \right] \sin \left[\left(m_1 - \frac{x}{l_2} m_2 \right) \frac{\pi}{2} \cdot \frac{2n-1}{m_1+m_2} \right] \right\}.$$

При $t \rightarrow 0$ второй член равенства стремится к нулю. Первый член соответствует установившемуся процессу.

В общем случае при использовании участка газопровода как «баллона» с одновременной подкачкой газа общее решение находится в виде суммы рассмотренных решений.

Массовые скорости можно подсчитать из выражения

$$\rho v = -\frac{1}{2a} \cdot \frac{\partial p}{\partial x}$$

или

$$\rho v = -\frac{p_0}{la} \cdot \frac{m_1}{m_1+m_2} \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \exp \left[-\frac{(2n-1)^2 \pi^2}{(m_1+m_2)^2} t \right] \times \\ \times \sin \left[\frac{m_2}{m_1+m_2} \cdot \frac{\pi}{2} (2n-1) \right] \cos \left[\frac{m_1}{m_1+m_2} \cdot \frac{\pi}{2} (2n-1) \left(1 - \frac{x}{l} \right) \right] - \\ - \sigma \sqrt{k_2} \left\{ \frac{m_1}{l_1} + \frac{4m_1}{\pi l_1} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{2n-1} \exp \left[-\frac{(2n-1)^2 \pi^2}{4(m_1+m_2)^2} t \right] \times \right. \\ \left. \times \cos \left[\frac{\pi}{2} \left(1 - \frac{x}{l} \right) \frac{m_1 (2n-1)}{m_1+m_2} \right] \right\}.$$

Графики (рис. 3.10) можно использовать для оценки времени продувки газопровода. Задача набивки газопровода решается при граничных условиях

$$-\frac{\partial p(0, t)}{\partial x} = \frac{2a}{F} G(0, t); \quad \frac{\partial p(l, t)}{\partial x} = 0$$

и начальном условии $p(x, 0) = 0$.

Решение подобной задачи дано выше. Аварийные режимы работы газопровода подробно исследовались З. Т. Галиуллыным, М. И. Абдулаевым, М. А. Жидковой и др.

В случае остановки КС давление участка газопровода на линии всасывания при прежнем отборе газа некоторое время остается прежним, а на участке нагнетания падает. В связи с этим приходится либо снижать отбор газа, либо стремиться сохранить прежний отбор газа, максимально используя все возможности газопровода путем поднятия до предела давления на выходе предыдущей компрессорной станции. Задачи полной закупорки трубы сводятся к задачам, рассмотренным выше, при граничных условиях

$$\frac{\partial p}{\partial x} \Big|_{x=0} = f(t) \quad \text{и} \quad \frac{\partial p}{\partial x} \Big|_{x=l} = 0.$$

Исследование аварийных режимов при разрыве трубы необходимо для оценки потерь газа, настройки автоматов аварийного закрытия, разработки методик управления газопроводами при авариях.

В [2.8] исследуются аварийные режимы на аналоговых электронных моделях, исходя из линеаризованных уравнений вида $\partial^2 p / \partial x^2 = k \partial p / \partial t$. При этом автомат аварийного перекрытия моделируется по схеме контактного реле, а линейная часть газопровода — РС-цепочкой. Д. Б. Баясановым, М. Я. Быковой, М. А. Жидковой и другими показано, что для моделирования линейной части можно использовать шести-восьмизвенную цепочку, т. е. описать систему

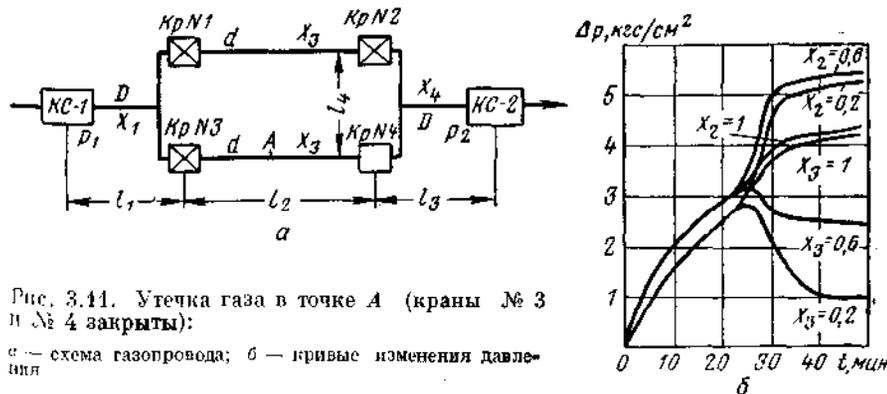


Рис. 3.11. Утечка газа в точке А (краны № 3 и № 4 закрыты):

а — схема газопровода; б — кривые изменения давления

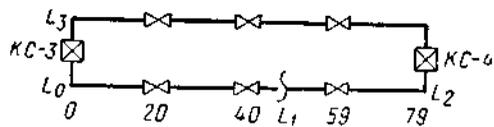


Рис. 3.12. Схема участка газопровода между КС-3 и КС-4

газопровода при утечке газа. Видно, что при отключенном лупинге в первые моменты времени перепад давления Δp в различных точках газопровода увеличивается, затем падает. Если $\Delta p \rightarrow 0$ при $t \rightarrow \infty$, это означает, что при закрытии крана в участке газопровода происходит выравнивание давления. В лупинге перепад давления возрастает в точках, близких к местам поступления газа и, наоборот, уменьшается в точках, близких к местам отбора газа. Это может привести к срабатыванию автомата на кране № 2 и отключению обеих питок. Расчеты аварийных режимов позволяют дать качественную и количественную оценку изменения давления при авариях и разработать методику настройки автоматов аварийного срабатывания.

Аналитическая методика расчета аварийного режима работы магистрального газопровода разработана в [3.4] Э. Т. Галиуллиним и др.

Рассмотрим участок линейного двухниточного газопровода между двумя компрессорными станциями с первоначальным стационарным режимом (рис. 3.12). Перемычки между нитками газопровода перекрыты. Расходы газа на выходе из КС (точка L_0 или L_3) и входе в следующую КС (точка L_2) являются известными функциями времени, т. е. $f_i(t)$ и $f_k(t)$.

В момент времени $t > 0$ в точке L_1 происходит полный разрыв газопровода. При этом утечка газа $f_{yr}(t)$ будет меняться во времени в зависимости от давления вытекающего из трубы газа $p(t_2)$. Тогда участок газопровода разбивается на три части: от точки $L = 0$ до точки L_1 , от точки L_1 до точки L_2 , от точки L_2 до точки L_3 . Длина L_j ($1 \leq j \leq 3$) соответствует длине участка газопровода от начала отсчета (от точки $L_0 = 0$).

Нестационарное изотермическое движение газа в газопроводе, как известно, описывается уравнением

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\partial p}{\partial \tau},$$

где

$$\tau = \frac{2B}{A} \left(\frac{p}{Q} \right)_{cp} t;$$

$$A = - \frac{16\lambda p_0^2 \Gamma}{\pi^2 g R T_0^2 D^5 z}; \quad B = - \frac{4p_0 \Gamma}{\pi T_0 D^2}.$$

с распределенными параметрами обыкновенным дифференциальным уравнением 6–8-го порядка.

На рис. 3.11 показаны полученные на аналоговой установке [2.8] кривые изменения во времени падения давления в различных точках

Решаем при начальных условиях

$$\tau \leq 0; \quad P_j(x, 0) = \left[p_{ij}^2 - (p_{ij}^2 - p_{kj}^2) \frac{x - L_{j-1}}{L_j - L_{j-1}} \right]$$

и граничных условиях, выражающих равенство давлений и баланс расходов газа в точках стыковки частей участка (L_0 и L_3 ; L_1 и L_2):

$$\begin{aligned} \tau > 0; \quad P_3(x, \tau)|_{x=L_3} &= P_1(x_1, \tau)|_{x=L_0=0}; \\ \frac{\partial P_3(x, \tau)}{\partial x} \Big|_{x=L_3} - \frac{\partial P_1(x, \tau)}{\partial x} \Big|_{x=L_0=0} &= f_n(\tau); \\ x = L_1, \quad P_1(x, \tau) &= P_2(x, \tau); \\ \frac{\partial P_1(x, \tau)}{\partial x} - \frac{\partial P_2(x, \tau)}{\partial x} &= f_{yr}(\tau); \\ x = L_2, \quad P_2(x, \tau) &= P_3(x, \tau); \\ \frac{\partial P_2(x, \tau)}{\partial x} - \frac{\partial P_3(x, \tau)}{\partial x} &= f_k(\tau), \end{aligned}$$

где

$$f_n(\tau) = A \left(\frac{Q}{2D} \right)_{cp} Q(L_0, \tau);$$

$$f_{yr}(\tau) = A \left(\frac{Q}{2D} \right)_{cp} Q(L_1, \tau);$$

$$f_k(\tau) = A \left(\frac{Q}{2D} \right)_{cp} Q(L_2, \tau).$$

Знак функций $f_n(\tau)$, $f_k(\tau)$, $f_{yr}(\tau)$ определяется поступлением или отбором газа, а также направлением течения газового потока.

Решая операционным методом, получаем закон изменения давления по длине отдельных участков газопровода и во времени:

$$P_1(x, \tau) = P_2(x, 0) = \frac{1}{L_3} \int_0^\tau \left[\varphi_n(\omega) \Theta_0 \left(\frac{L_3 - 2x}{2L_3}, \frac{4\tau - \omega}{L_3^2} \right) + \right.$$

$$\left. + \varphi_{yr}(\omega) \Theta_0 \left(\frac{L_3 - 2L_1 + 2x}{2L_3}, \frac{4(\tau - \omega)}{L_3^2} \right) + \right.$$

$$\left. + \varphi_k(\omega) \Theta_0 \left(\frac{L_3 - 2L_2 + 2x}{2L_3}, \frac{4(\tau - \omega)}{L_3^2} \right) \right] d\omega;$$

$$P_2(x, \tau) = P_2(x, 0) + \frac{1}{L_3} \int_0^\tau \left[\varphi_n(\omega) \Theta_0 \left(\frac{L_3 - 2x}{2L_3}, \frac{4(\tau - \omega)}{L_3^2} \right) + \right.$$

$$\left. + \varphi_k(\omega) \Theta_0 \left(\frac{L_3 - 2L_2 + 2x}{2L_3}, \frac{4(\tau - \omega)}{L_3^2} \right) \right] d\omega;$$

$$L_1 \leq x \leq L_2;$$

Распределение давления по трассе газопровода

x, км	0	20	40	59	79
p, кгс/см ²	55,0	51,4	47,6	43,6	39,0

Рассмотрим пример расчета при: $L_1 = 45$ км; $L_2 = 79$ км; $L_3 = 158$ км; $p_H = 55$ кгс/см²; $p_K = 39$ кгс/см²; $Q = 60,4$ млн·м³/сут; $T_{cp} = 308$ К; $R = 49,9$ кгс·м/(кг·К); $g = 9,81$ м/с²; $z = 0,905$; $\lambda = 0,0112$; $\Delta = 0,6$; $c = 38,3$ К м/с; $D = 1000$ м; $K = 1,3$ (показатель адиабаты); $\alpha = 0,65$ (коэффициент сужения струи).

Вычисляем:

среднее давление газа при стационарном режиме

$$p_{cp} = \frac{2}{3} \left(p_H + \frac{p_K^2}{p_H + p_K} \right); \quad p_{cp} = 47,5 \cdot 10^4 \text{ кгс/м}^2;$$

значение τ в зависимости от времени

$$\tau = \frac{\pi g R T_0 D^3}{2 \lambda p_0} \left(\frac{p}{Q} \right)_{cp}; \quad \tau = 269 \cdot 10^4 t, \quad \text{где } t - \text{в с};$$

стационарное распределение давлений по параболической формуле (табл. 3.2).

Объемный расход газа, выходящего из трубопровода в точке разрыва для первого момента времени, причем $t_1 = 1$ мин,

$$Q(t) = \frac{F_{кр} p_{кр} c}{\Delta \rho_{возд}} = \frac{\alpha F p_{кр} c}{\Delta \rho_{возд}};$$

$$p_{кр} = \frac{1}{K+1} p_0; \quad \rho_0 = \frac{p(t)}{g z R T}; \quad Q(t_1) = 5310 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Для следующих моментов времени объемный расход газа, выходящего из трубопровода, определяется в зависимости от величины $p(t)$ в точке разрыва. Например, в первый момент времени t_1 давление газа в точке разрыва трубы $p(t_1)$ равно 46,6 кгс/см², а объемный расход $Q(t_1)$ составляет 5310 м³/с.

Вычисляем значения $p_1(L_1, t_2)$ для второго момента времени. По вычисленному значению $p(t_2) = 26,2$ кгс/см² находим соответствующее значение $Q(t_2) = 3020$ м³/с. Затем определяем по формуле (3.36) давление в точке $x = L_1$ для третьего момента времени и соответственно величину $Q(t_3)$ и так далее до момента времени $t = t_n$.

Значения функции $\Phi_{yt}(\tau) = f_{yt}(\tau)$ вычисляем для различных моментов времени в зависимости от значений $Q(\varphi)$ по формуле

$$f_{yt}(\tau) = \frac{16 \lambda p_0^2 T}{\pi^2 g R T_0^2 D^5 z} \left(\frac{Q}{2p} \right) Q(\tau) = -5,67 \cdot 10^3 Q(\tau).$$

Используя значения $p_1(x, \tau)$ и $p_{2,3}(x, \tau)$, получаем изменение давления в соответствующих точках газопровода в зависимости от объемного расхода газа, вытекающего в точке разрыва.

Результаты расчетов представлены в виде графиков изменения объемного расхода во времени в точке разрыва газопровода, давления

$$P_3(x, \tau) = P_3(x, 0) + \frac{1}{L_3} \int_0^\tau \left[\varphi_H(\omega) \Theta_0 \left(\frac{L_3 - 2x}{2L_3}, \frac{4(\tau - \omega)}{L_3^2} \right) + \right. \\ \left. + \varphi_{yt}(\omega) \Theta_0 \left(\frac{L_3 + 2L_1 - 2x}{2L_3}, \frac{4(\tau - \omega)}{L_3^2} \right) + \right. \\ \left. + \varphi_K(\omega) \Theta_0 \left(\frac{L_3 + 2L_2 - 2x}{2L_3}, \frac{4(\tau - \omega)}{L_3^2} \right) \right] d\omega;$$

$$L_2 \leq x \leq L_3,$$

где

$$\varphi_H(\omega) = f_H(\omega) + \frac{p_{H1}^2 - p_{K1}^2}{2p_{K1}(L_3 - L_2)} - \frac{p_{H1}^2 - p_{K1}^2}{2p_{H1}(L_1 - L_0)};$$

$$\varphi_{yt}(\omega) = f_{yt}(\omega) + \frac{p_{H1}^2 - p_{K1}^2}{2p_{K1}(L_1 - L_0)} - \frac{p_{H2}^2 - p_{K2}^2}{2p_{H2}(L_2 - L_1)},$$

где Θ_0 — тета-функция нулевого порядка соответствующих аргументов, P_{H_i} и P_{K_i} ($1 \leq i \leq 3$) — стационарные значения квадрата абсолютных давлений в начале и конце соответствующей части участка; L_i ($1 \leq i \leq 3$) — длина участков от начала отсчета; $P_i(x, 0)$ — стационарное распределение квадрата давления по длине соответствующих частей участка.

Для оценочных расчетов путем ступенчатой аппроксимации кривой расхода примем, что расход газа, выходящего из КС и входящего в следующую КС, равен стационарному значению.

В этом случае $\varphi_H(\tau_r)$ и $\varphi_K(\tau_r)$ будут равны нулю и после интегрирования получим следующее соотношение:

$$P_1(x, \tau) = P_1(x, 0) + \frac{1}{L_3} \sum_{r=1}^s \varphi_{yt}(\tau_r) \left\{ (\tau_r - \tau_{r-1}) + \frac{L_3^2}{2\pi^2} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{(-1)^k}{k^2} \times \right. \\ \left. \times \cos \left(\frac{L_3}{2} - L_1 + x \right) \alpha_k \left[\exp \left[-\alpha_k^2 (\tau_s - \tau_r) \right] - \exp \left[-\alpha_k^2 (\tau_s - \tau_{r-1}) \right] \right] \right\},$$

$$0 \leq x \leq L_1; \quad (3.36)$$

$$P_{2,3}(x, \tau) = P_{2,3}(x, 0) + \frac{1}{L_3} \sum_{r=1}^s \varphi_{yt}(\tau_r) \left\{ (\tau_r - \tau_{r-1}) + \frac{L_3^2}{2\pi^2} \times \right. \\ \left. \times \sum_{k=1}^{\infty} \frac{(-1)^k}{k^2} \cos \left(\frac{L_3}{2} - L_1 - x \right) \alpha_k \left[\exp \left[-\alpha_k^2 (\tau_s - \tau_r) \right] - \right. \right. \\ \left. \left. - \exp \left[-\alpha_k^2 (\tau_s - \tau_{r-1}) \right] \right] \right\},$$

$$L_1 \leq x \leq L_3,$$

где

$$\alpha_k = \frac{2\pi k}{L_3}.$$

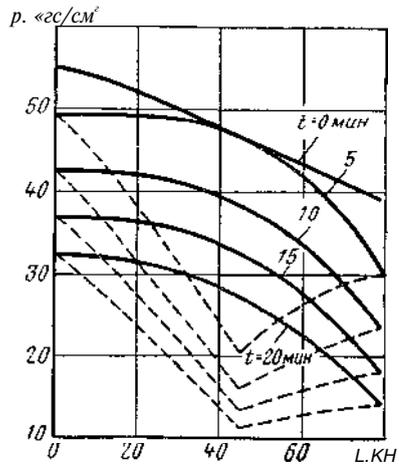


Рис. 3.13. Кривые распределения давлений по длине газопровода

КС создать максимально допустимое давление, а на входе следующей КС поддерживать такой отбор газа, чтобы давление газа не опускалось ниже минимального, обусловленного режимом работы КС. Такой режим должен поддерживаться до окончания ремонтно-восстановительных работ на аварийном участке газопровода. В этом случае будет обеспечено бесперебойное газоснабжение потребителей.

К сожалению, анализ режимов, приведенный выше, может быть рекомендован как оценочный, так как при пуске и авариях отношение давлений входа и выхода значительно ($p_{вх}/p_{вых} \hat{=} 5-10$) и параметры системы существенно изменяются.

Величина U по а; изменяется от 5 до 300 м/с, поэтому ошибка в расчетах может достигать 10–12%. Для данных задач необходимо применять нелинейные уравнения с переменными параметрами в явном виде либо в виде линейных уравнений с переменными коэффициентами, подбирая коэффициенты линейных уравнений по эксплуатационным данным подобных режимов методами идентификации.

5. РАСЧЕТ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗОПРОВОДОВ С ОТБОРАМИ ПО ПУТИ СЛЕДОВАНИЯ

Рассмотрим однниточный магистральный газопровод, состоящий из линейных участков и компрессорных станций. В конце газопровода и точках отбора задаются во времени потребления газа. Анализ ведем по методике, разработанной во ВНИИГазе под руководством 3. Т. Галиуллина [3.4]. На входе газопровода давление постоянно

газа на выходе КС, входе в следующую КС и в точке разрыва трубопровода и депрессии давления по длине газопровода во времени (рис. 3.13).

Расчеты показывают, что в соответствии со схемой участка газопровода аварийный разрыв участка газопровода будет зафиксирован на входе в КС-4, так как темп падения давления здесь будет интенсивнее, чем на выходе предыдущей КС-3. Поэтому аварийная нитка газопровода через некоторое время будет перекрыта автоматически или вручную.

В дальнейшем для более эффективного использования пропускной способности аварийного участка газопровода необходимо на выходе

и равно p_0 . До момента изменения отбора газа режим в газопроводе стационарный. Весь газопровод разбиваем на j частей, причем в точках стыка соблюдаются равенство давлений и баланс расходов газа. В качестве исходных используем уравнения

$$\frac{\partial P^2}{\partial x} = A Q^2; \quad \frac{\partial P}{\partial t} = B \frac{\partial Q}{\partial x}.$$

Для j -той части m -го участка между компрессорными станциями используем выражение

$$\frac{\partial^2 P_{jm}}{\partial x^2} = \frac{\partial P_{jm}}{\partial \tau},$$

где $P = p^2$, $1 \leq j \leq n$; $1 \leq m \leq N$; $0 \leq x \leq L_{jm}$;

при начальных условиях

$$P_{jm}(x, 0) = P_{n jm}^0 - \frac{(P_{n jm}^0 - P_{k jm}^0)(x - L_{j-1, m})}{L_{jm} - L_{j-1, m}},$$

и при граничных условиях

$$P(0, \tau) = P_m;$$

$$\frac{\partial P(L, \tau)}{\partial x} = f(\tau);$$

$$P_{k jm}(L_j, \tau) = P_{n j+1, m}(L_{jm}, \tau) \text{ при } x = L_j;$$

$$\frac{\partial P_{k jm}(L_j, \tau)}{\partial x} - \frac{\partial P_{n j+1, m}(L_j, \tau)}{\partial x} = f_{jm}(\tau),$$

где $f_{n m}(\tau) = A Q_{n m}^2(\tau)$ — объемный расход в конце газопровода; $f_{jm}(\tau) = A q_{jm}^2(\tau)$ — объемный отбор газа на j -той части m -го участка газопровода.

Решая задачу операционными методами, получаем:

$$P_{jm}(x, \tau) = P_{n jm}^0 - \frac{(P_{n jm}^0 - P_{k jm}^0)(x - L_{j-1})}{L_{jm} - L_{j-1, m}} - \frac{2}{L_m} \sum_{k=1}^{j-1} \int_0^{\tau} |\varphi_{jm} + f_{jm}(\omega)| \sum_{k=1}^{\infty} (-1)^k \sin(\alpha_{km} L_{jm} \cos \alpha_{km} \times \\ \times (L_m - x) \exp[-\alpha_{km}^2(\tau_m - \omega)] d\omega - \frac{12}{L_m} \sum_{i=j}^{n-1} \int_0^{\tau} |\varphi_{im} + f_{im}(\omega)| \times \\ \times \sum_{k=1}^{\infty} (-1)^k \sin \alpha_{km} \cos \alpha_{km} (L_m - L_{im}) \exp[-\alpha_{km}^2(\tau_m - \omega)] d\omega -$$

$$-\frac{2}{L_m} \int_0^{\tau} [\varphi_{nm} + f_{nm}(\omega)] \sum_{k=1}^{\infty} (-1)^k \sin \alpha_{km} x \exp[-\alpha_{km}^2 (\tau_m - \omega)] d\omega -$$

$$-\frac{2}{L_m} \int_0^{\tau} [p_{nm}(\omega) - p_{nm}^0] \sum_{k=1}^{\infty} (-1)^k \alpha_{km} \cos \alpha_{km} (L_m - x) \times$$

$$\times \exp[-\alpha_{km}^2 (\tau_m - \omega)] d\omega,$$

где

$$\varphi_{im} = \frac{P_{i,m}^0 - P_{k,m}^0}{L_{i,m} - L_{i-1,m}} - \frac{P_{i+1,m}^0 - P_{i,m}^0}{L_{i+1,m} - L_{i,m}};$$

$$\varphi_{nm} = \frac{P_{kn,m}^0 - P_{kn-1,m}^0}{L_m - L_{k-1,m}}; \quad \alpha_{km} = \frac{2k-1}{2L_m} \pi.$$

Приведем пример расчета гидравлического режима магистрального газопровода, состоящего из трех участков и двух КС. Считаем, что путевых отборов и поступлений газа в газопровод нет.

В начале газопровода задаем закономерности поступления газа, в конце газопровода отбор согласно графику потребления. На выходе КС давление максимально и равно исходному. Вначале считаем режим для последнего участка, учитывая, что давление должно быть не ниже величины p_{\min} , определяемой работой регулирующих устройств ГРС, и не выше величины p_{\max} , зависящей от несущей способности трубы.

Результаты расчета даны на рис. 3.14, *a* — *в* для участков I—III. На рис. 3.14, *a* нанесен график газопотребления. Видно, что для участка III при изменении расхода в течение суток от 27,2 млн. до 19,5 млн. м³/сут амплитуда изменения давления достигает величины 19 кгс/см². Наблюдается запаздывание кривых давления по сравнению с кривыми расхода примерно на 2 ч.

Исходные данные для расчета:

$$p_{n\text{I-III}}^0 = 56 \text{ кгс/см}^2; \quad p_{k\text{I}}^0 = 40 \text{ кгс/см}^2; \quad p_{k\text{II}}^0 = 41 \text{ кгс/см}^2;$$

$$p_{k\text{III}}^0 = 30 \text{ кгс/см}^2; \quad L_{\text{I}} = 170 \text{ км}; \quad L_{\text{II}} = 160 \text{ км}; \quad L_{\text{III}} = 250 \text{ км};$$

$$D_{\text{I-III}} = 1000 \text{ мм}; \quad T = 280^\circ\text{C}; \quad \Delta = 0,55; \quad T_0 = 243^\circ\text{C}; \quad \lambda = 0,04;$$

$$z = 0,91; \quad p_0 = 1,033 \text{ кгс/см}^2; \quad R = 52,95 \text{ мгс} \cdot \text{м}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C});$$

$$Q_0 = Q_{\text{ст}} = 23,65 \text{ млн. м}^3/\text{сут}.$$

Суточная неравномерность подачи на КС в конце участков I и II достигает соответственно 5,2 млн. и 5,6 млн. м³/сут, амплитуда колебания давления составляет 7,8 и 8 кгс/см², степень сжатия нагнетателей КС должна меняться от 1,28 до 1,51 и от 1,25 до 1,35 соответственно.

Незначительная разница в суточной неравномерности подачи газа, амплитуде колебания давления и степени сжатия на КС-1 по сравнению с этими величинами для КС-2 объясняется тем, что

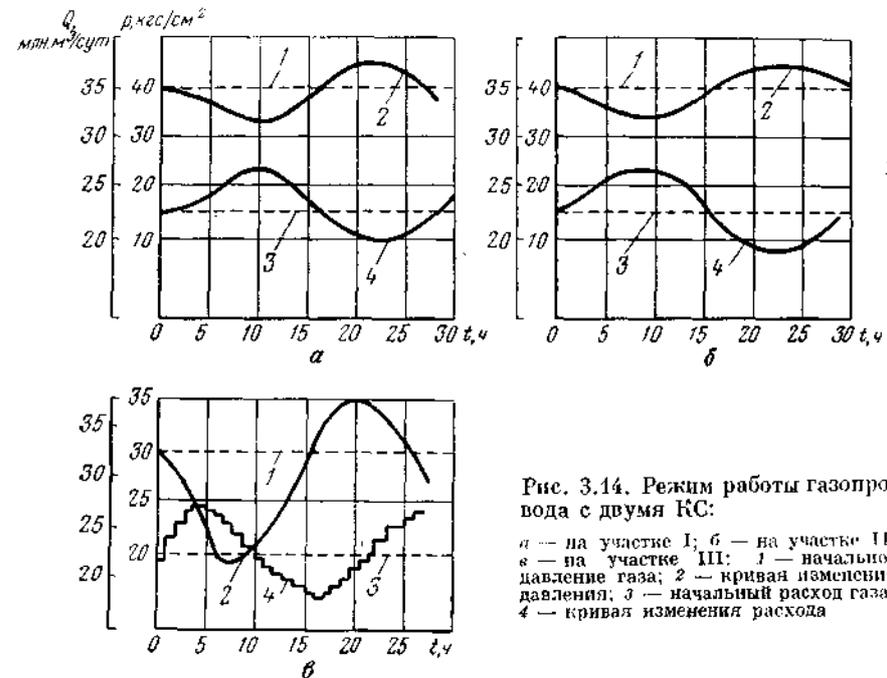


Рис. 3.14. Режим работы газопровода с двумя КС:

a — на участке I; *б* — на участке II; *в* — на участке III: 1 — начальное давление газа; 2 — кривая изменения давления; 3 — начальный расход газа; 4 — кривая изменения расхода

длина участка I больше длины участка II и исходное входное давление на КС-1 меньше входного давления на КС-2.

Основной недостаток рассмотренного метода заключается в том, что давления на входе каждого участка между КС должны быть равны между собой, в то время как на практике такой режим скорее исключение, чем правило. Однако если рассчитывать нестационарный режим в системе дальнего транспорта газа, то необходимо для выбора режима задаваться некоторым критерием, например максимумом выходного давления на КС.

Рассмотрим более общий метод расчета режима при неустановившемся движении газа в магистральных газопроводах с путевыми отборами. Этот метод разработан С. А. Бобровским, С. Г. Щербатовым, М. А. Гусейн-Заде и [3.5] и представляет собой логическое развитие метода решений известных уравнений с распределенным отбором.

Путем введения единичных функций Хэвисайда [3.6], представляющих собой скачкообразную функцию и производную от нее в виде дельта-функции, распределенный отбор сводится к сосредоточенному в одной точке. Достоинства применения такого метода описания газопровода с отборами газа несомненны, так как в этом случае граничные условия в точках отбора входят в сами уравнения, нет необходимости срачивать решения в точках отбора и можно считать режим сразу на всем участке между компрессорными станциями, что сокращает общее время счета в 5—10 раз.

Режим легко поддерживается, если в точках отбора стоят регуляторы расхода, производящие отпуск газа по заданному закону.

Рассмотрим подробнее данную методику.

Для длинных газопроводов с распределенным отбором по длине имеем

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial x} + \frac{1}{c^2} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} \pm \frac{q(x, t)}{F} = 0;$$

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \rho g \frac{\partial z}{\partial x} + \frac{\lambda \rho v^2}{2D} = 0,$$

где $q(x, t)$ — распределенный отбор на единицу длины трубопровода.

Отсюда для горизонтального газопровода (т. е. при $\partial z/\partial x = 0$) получаем:

$$\frac{\partial G}{\partial t} = k \frac{\partial^2 G}{\partial x^2} \pm k \frac{\partial q(x, t)}{\partial x};$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = k \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \pm \frac{c^2}{F} q(x, t),$$

где $k = \frac{c^2}{2a} = \frac{2Dc^2}{\lambda v_{cp}}$; G — массовый расход.

При отсутствии распределенного отбора имеем использованные выше уравнения (2.11).

Для коротких газопроводов с распределенным отбором

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} = 0;$$

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial x} + \frac{1}{c^2} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} \pm \frac{q(x, t)}{F} = 0$$

или

$$\frac{\partial^2 p}{\partial t^2} = c^2 \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \pm \frac{c^2}{F} \frac{\partial q(x, t)}{\partial t};$$

$$\frac{\partial^2 G}{\partial t^2} = -c^2 \frac{\partial^2 G}{\partial x^2} \pm \frac{\partial q(x, t)}{\partial t}$$

При $q(x, t) = 0$ получаем волновое уравнение

$$\frac{\partial^2 p}{\partial t^2} = c^2 \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}; \quad \frac{\partial^2 G}{\partial t^2} = c^2 \frac{\partial^2 G}{\partial x^2}.$$

К этим уравнениям с достаточной точностью можно отнести случаи для газопроводов с большим числом отборов на единицу длины газопровода, т. е. можно данную методику эффективно использовать при анализе неустановившихся режимов в городских распределительных сетях.

Однако данный вид отбора газа в практике магистральных газопроводов встречается весьма редко, поэтому рассмотрим случаи сосредоточенного отбора или подкачки газа.

Переход от распределенного отбора к сосредоточенному рассмотрим на примере сведения местного распределенного отбора к отбору

в точке. Наличие участков отбора отображается путем введения единичной функции Хэвисайда $\sigma(x)$, которая определяется в виде

$$\sigma(x) = \begin{cases} 0 & \text{при } x < 0; \\ 1 & \text{при } x > 0. \end{cases}$$

Это означает, что при введении этой функции в виде $G(x) \sigma(x)$, распределенный отбор равен нулю при $x = 0$ и равен величине $G(x)$ при $x > 0$. Если функцию Хэвисайда ввести в виде

$$\sigma(x - x_1) = \begin{cases} 0 & \text{при } x < x_1; \\ 1 & \text{при } x > x_1, \end{cases}$$

то распределенный отбор равен нулю при $x < x_1$ и равен величине $G(x)$ при $x > x_1$.

Путем введения сигма-функций можем отнести распределенный отбор к любому месту газопровода. Например, если отбор находится в пределах от x_1 до x_2 , получаем:

$$f_2(x) = [\sigma(x - x_1) - \sigma(x - x_2)] = \begin{cases} 0 & \text{при } x < x_1; \\ 1 & \text{при } x_1 < x < x_2; \\ 0 & \text{при } x_2 < x; \end{cases}$$

в пределах от 0 до x_1

$$f_1(x) = [\sigma(x) - \sigma(x - x_1)] = \begin{cases} 1 & \text{при } 0 < x < x_1; \\ 0 & \text{при } x > x_1. \end{cases}$$

Если распределенный отбор включается в момент времени t_1 и отключается в момент времени t_2 , то можно его учесть введением сигма-функции по t . Например, умножение на функцию

$$f_2(t) = [\sigma(t - t_1) - \sigma(t - t_2)] = \begin{cases} 0 & \text{при } t < t_1; \\ 1 & \text{при } t_1 < t < t_2; \\ 0 & \text{при } t_2 < t \end{cases}$$

означает, что газ отбирается в момент времени от t_1 до t_2 . Уравнения неустановившегося движения газа для случая, когда отбор газа идет постоянно, имеют вид

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial x} + \frac{1}{F} \{q [\sigma(x - x_1) - \sigma(x - x_1 - l_1)] + q_2 [\sigma(x - x_2) - \sigma(x - x_2 - l_2)] + q [\sigma(x - x_2) - \sigma(x - x_2 - l_2)] + q_3 [\sigma(x - x_3) - \sigma(x - x_3 - l_3)]\} = -\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial x};$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{2a}{F} \{q_1 [\sigma(x - x_1) - \sigma(x - x_1 - l_1)] + q_2 [\sigma(x - x_2) - \sigma(x - x_2 - l_2)] + q_3\}.$$

Величина q является непрерывным отбором, приходящимся на единицу длины газопровода: $q = G(x)/\Delta x$.

Если отбор газа производится с некоторого момента времени t_1 , то величина q умножается на величину $\sigma(t - t_1)$ и т. д.

Занишем выражение

$$q\sigma(x) = \frac{G(x)}{\Delta x} \sigma(x) \text{ в виде } q\sigma(x) = G(x) \frac{\sigma(x)}{\Delta x_1};$$

тогда

$$\lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{\sigma(x)}{\Delta x} = \delta(x),$$

где $\delta(x)$ — импульсная единичная функция или дельта-функция, введенная как

$$\delta(x) = \begin{cases} 0 & \text{при } x \neq x_1; \\ \infty & \text{при } x = x_1 \end{cases}$$

при этом $\int \delta(x) dx = 1$.

Таким образом, приходим от распределенного на участке Δx отбора к сосредоточенному отбору в точке x_1 .

Если не использовать подобный подход для анализа неустановившихся режимов работы газопроводов с отборами по трассе, то необходимо решать систему уравнений в частных производных. Например, для двух участков имеем:

$$\frac{\partial^2 p_1}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \cdot \frac{\partial p_1}{\partial t};$$

$$\frac{\partial^2 p_2}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \cdot \frac{\partial p_2}{\partial t}.$$

Функция $p_1(x, t)$ — распределение давления во времени в области $0 \leq x \leq x_1$, функция $p_2(x, t)$ — в области $x_1 \leq x \leq l$, где l — длина всего газопровода, x_1 — место отбора газа.

В точке x_1 отбора газа имеем: $p_1(x, t) = p_2(x, t)$. Наличие отбора в точках $x = x_1$ учитывается условием

$$-\frac{F}{2a} \left(\frac{\partial p_1}{\partial x} - \frac{\partial p_2}{\partial x} \right) = G(x, t),$$

т. е. разность расходов справа и слева от точки отбора равна отбираемому количеству газа. Если производится отбор в n точках, то приходится решать систему, состоящую из $n + 1$ уравнений с соответствующими граничными условиями.

Предложенный в [3.5] способ позволяет создать достаточно удобную методику расчета нестационарных режимов для задач диспетчерской службы. В этом случае для газопровода с отбором газа в точке x имеем:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{2aG}{F} \delta(x - x_1).$$

Если сосредоточенные отборы $G_1(t), G_2(t), G_3(t), \dots$ имеют место в точках x_1, x_2, x_3, \dots , то исходное уравнение имеет вид

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{2a}{F} [G_1 \delta(x - x_1) + G_2 \delta(x - x_2) + G_3 \delta(x - x_3) + \dots].$$

Если отборы газа происходят в произвольные моменты времени, то имеем:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{2a}{F} [G_1 \delta(x - x_1) \sigma(t - t_1) + G_2 \delta(x - x_2) \sigma(t - t_2) + G_3 \delta(x - x_3) \sigma(t - t_3) + \dots].$$

При подкачке газа знак расхода необходимо сменить на противоположный.

В [3.5] данным методом решен ряд задач.

Задача № 1. В газопроводе длиной l с начальным давлением p_0 при $t > 0, x = 0$ и $x = l$ поддерживаются соответственно давления p_n и p_k , а в точке $x = x_1$ имеет место сосредоточенный отбор газа G . Необходимо при граничных условиях

$$p(0, t) = p_n; \quad p(l, t) = p_k$$

и начальном условии $p(0, t) = p_0$ получить решение уравнения

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{2aG}{F} \delta(x - x_1).$$

Используя синус-преобразование Фурье, получаем:

$$p(x, t) = p_n - \frac{p_n - p_k}{l} x - \sum_{n=1}^{\infty} C_n \exp \left[-\frac{c^2}{2a} \left(\frac{n\pi}{l} \right)^2 t \right] \sin \frac{n\pi x}{l} - \frac{2aG}{F} \left\{ \frac{x_1(l-x)}{l} \sigma(x - x_1) + \frac{x(l-x_1)}{l} [\sigma(x) - \sigma(x - x_1)] \right\},$$

где

$$C_n - p_0 = \frac{2}{n\pi} [(-1)^{n-1} p_k + p_n] + \frac{4aGl}{F n^2 \pi^2} \sin \frac{n\pi x}{l}.$$

При $t \rightarrow \infty$, т. е. при установившемся режиме,

$$p(x \rightarrow \infty) = p_n - \frac{p_n - p_k}{l} x - \frac{2aG}{F} \left\{ \frac{x_1(l-x)}{l} \sigma(x - x_1) + \frac{x(l-x_1)}{l} [\sigma(x) - \sigma(x - x_1)] \right\}.$$

Массовый расход

$$G(x, t) = \frac{F}{2a} \left\{ \frac{p_n - p_k}{l} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{n\pi c}{l} C_n \exp \left[-\frac{c^2}{2a} \left(\frac{n\pi}{l} \right)^2 t \right] \cos \frac{n\pi x}{l} + \right. \\ \left. + G \left[-\frac{x}{l} [\sigma(x) - \sigma(x - x_1)] + \frac{l-x_1}{l} \sigma(x - x_1) \right] \right\}.$$

При $t \rightarrow \infty$

$$G(0, \infty) = \frac{F(p_n - p_k)}{2al} + G - G \frac{x_1}{l};$$

$$G(l, \infty) = \frac{F(p_n - p_k)}{2al} - G \frac{x}{l}.$$

Если отбор производится в середине трубопровода, то вследствие линейности уравнений прирост расхода в начале трубопровода равен уменьшению его в конце.

В случае отбора газа ближе к началу или концу газопровода его можно отнести к величине $G(0, t)$ или $G(l, t)$.

Задача № 2. Условие задачи то же, только отбор газа прекращается в момент времени $t = t_1$.

Найдем распределение давления и расхода в любой момент времени при граничных условиях

$$p(0, t) = p_n, \quad p(l, t) = p_k$$

и начальном условии $p(0, t) = p_l$.

Применяя синус-преобразование Фурье, получаем:

$$p = p_n = \frac{p_k - p_n}{l} x + \sum_{n=1}^{\infty} \left[p_0 - \frac{2[(-1)^{n-1} p_k + p_n]}{n\pi} + \frac{4aGl}{4(\pi n)^2} \sin \frac{n\pi x_1}{l} \right] \times \\ \times \exp \left[-\frac{c^2}{2a} \left(\frac{n\pi}{l} \right)^2 t \right] \sin \frac{n\pi x}{l} - \frac{4aGl}{F\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{n\pi x_1}{l}}{n^2} \times \\ \times \exp \left[-\frac{c^2}{2a} \left(\frac{n\pi}{l} \right)^2 (t - t_1) \right] \sigma(t - t_1) \sin \frac{n\pi x}{l} - [\sigma(t) - \sigma(t - t_1)] \times \\ \times \frac{2aG}{F} \left\{ \frac{x_1(l-x)}{l} \sigma(x - x_1) + \frac{x(l-x_1)}{l} [\sigma(x) - \sigma(x - x_1)] \right\}.$$

Для $t \rightarrow \infty$ получаем:

$$p = p_n - \frac{p_k - p_n}{l} x.$$

Определяем расход

$$G(x, t) = \frac{F}{2a} \cdot \frac{p_n - p_k}{l} - \frac{F\pi}{2al} \sum_{n=1}^{\infty} n \left[p_0 - \frac{2[(-1)^n p_k + p_n]}{n\pi} + \right. \\ \left. + \frac{4aGl}{F(\pi n)^2} \sin \frac{n\pi x_1}{l} \right] \exp \left[-\frac{c^2}{2a} \left(\frac{n\pi}{l} \right)^2 t \cos \frac{n\pi x}{l} \right] + \\ + \frac{2G}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{n\pi x_1}{l}}{n} \exp \left\{ \left[-\frac{c^2}{2a} \left(\frac{n\pi}{l} \right)^2 (t - t_1) \right] \sigma(t - t_1) \cos \frac{n\pi x}{l} + \right. \\ \left. + G [\sigma(t) - \sigma(t - t_1)] \right\} \left\{ -\frac{x_1}{l} \sigma(x - x_1) + \frac{l + x_1}{l} [\sigma(x) - \sigma(x - x_1)] \right\}.$$

При $t \rightarrow \infty$ изменение пропускной способности газопровода равно

$$G(0, t) = \frac{F}{2a} \cdot \frac{p_n - p_k}{l} + \frac{2G}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{n\pi x_1}{l}}{n} \exp \left[-\frac{c^2}{2a} \left(\frac{n\pi}{l} \right)^2 (t - t_1) \right];$$

$$G(l, t) = \frac{F}{2a} \cdot \frac{p_n - p_k}{l} + \frac{2G}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{\sin \frac{n\pi x_1}{l}}{n} \exp \times \\ \times \left[-\frac{c^2}{2a} \left(\frac{n\pi}{l} \right)^2 (t - t_1) \right].$$

6. ОБОБЩЕННАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ В СЛОЖНЫХ СИСТЕМАХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Одна из актуальных задач анализа и оптимизации систем газоснабжения — разработка эффективных методов расчета нестационарных режимов сложных газотранспортных систем.

Магистральный газопровод — сложная динамическая система, отдельные элементы которой рассредоточены и удалены друг от друга и от центров управления на значительные расстояния, и изменения режима работы каждого элемента влияют на режим работы всей системы. Следовательно, при расчете сложных газопроводных систем имеет большое значение простота метода, его быстродействие, возможность корректировки по данным диспетчерских служб газопроводов.

Использование методов расчета по участкам сложных магистральных газопроводов не дает положительных результатов из-за громоздкости задачи, большого времени счета, не позволяет просчитывать нестационарные режимы сложных газопроводных систем даже на мощных вычислительных машинах. Для закольцованных систем эти трудности еще более усугубляются, так как необходимо проводить увязку по узлам и кольцам (соответственно по расходу и давлению) согласно общей теории цепей.

В настоящее время определенные положительные результаты дали использование теории матриц в области операторов дифференцирования, импедансные методы, а также применение рассматриваемых ниже обобщенных уравнений в действительной области.

Математическое описание магистрального газопровода в целом имеет разрывы непрерывности функций первого рода по давлению в точках повышения (компрессорные станции) и снижения давления (краны, ГРС, КРП и т. д.) и по пропускной способности (в точках отбора и подкачки газа).

Использование свойства дельта-функции Дирака

$$\delta(x - x_1) = \sigma'(x - x_1);$$

$$\sigma(x - x_1) = \begin{cases} 0 & \text{при } x < x_1; \\ 1 & \text{при } x > x_1 \end{cases}$$

или

$$\delta(x - x_1) = \begin{cases} 0 & \text{при } x \neq x_1; \\ \infty & \text{при } x = x_1 \end{cases}$$

позволяет получить обобщенные уравнения неустановившегося режима всего магистрального газопровода.

Тогда уравнение неразрывности имеет вид:

$$\frac{1}{c^2} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} \pm \sum_{\eta=0}^k \sum_{j=0}^m (p_{вх j} - p_{вых j}) \delta(x - x_j) = 0. \quad (3.38)$$

Уравнение энергетического баланса записывается следующим образом:

$$\frac{\partial p}{\partial t} + 2a(\rho v) \pm \frac{1}{F} \sum_{i=0}^n G_i \delta(x - x_i) = 0, \quad (3.39)$$

где

$$2a = \frac{\lambda v_{ср}}{2D}.$$

При подкачке величина G_i отрицательна, при отборе положительна. Продифференцируем уравнение (3.38) по x , подставляя в уравнение (3.39).

Получаем

$$-\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + 2a \frac{\partial p}{\partial t} \pm \frac{2a}{F} \sum_{i=0}^n G_i \delta(x - x_i) \pm \sum_{\eta=0}^k \sum_{j=0}^m (p_{вх j} - p_{вых j}) \delta'(x - x_j) = 0, \quad (3.40)$$

где G_i — отбор или подкачка; $p_{вх j}$ и $p_{вых j}$ — давление на входе и выходе КС, крана, ГРС; n — число отборов газа; m — число разрывов непрерывности функции по давлению на одного типа (КС, ГРС и т. д.); k — число различных типов разрывов непрерывности функции по давлению (например, при наличии лишь КС $k = 1$, КС и ГРС — $k = 2$ и т. д.); x_i и x_j — место расположения i -того отбора и j -тых КС, крана, ГРС.

Введение дельта-функций Дирака позволяет получить обобщенные уравнения типа уравнения (3.40) для описания нестационарных процессов во всем магистральном газопроводе. При этом условия в точках отбора введены в уравнения, т. е. данный подход позволяет описать полностью всю систему газоснабжения от месторождения до потребителя. Данный подход приводит к сокращению времени счета процессов в 10—20 раз и позволяет создать методику анализа

нестационарных режимов, по которой на современных ЭВМ можно рассчитывать весьма сложные системы газоснабжения. При этом существенно упрощается методика оптимизации при нестационарных режимах.

Особое значение имеет определение коэффициентов линеаризации

$$2a = \frac{\lambda v_{ср}}{2D}.$$

Нелинейность исходных уравнений имеет двойной порядок: по x вследствие необходимости учета уравнения состояния и по скорости v . Порядок ошибки по x для линейного учета газопровода не превышает 4% при $p_1/p_2 < 2$. Погрешность определения по скорости существенно зависит от ее амплитуды колебаний и частоты.

По И. А. Чарному, когда

$$v_{ср} = \frac{2}{3}(v_1 + 2v_0),$$

скорости в начале и конце газопровода v_1 и v_0 необходимо рассматривать как осредненные за время τ среднеинтегральные величины:

$$v_0 = \frac{1}{F\rho\tau} \int_0^\tau G(t) dt; \quad \rho_0 = \frac{1}{zRT\tau} \int_0^\tau p(t) dt;$$

$$T = \frac{1}{L} \int_0^L T(x) dx,$$

где $G(t)$ — массовый расход; T — температура газа.

Для величины v_1 формулы аналогичны.

Ошибка конечности предела интегрирования при определении скорости v описывается выражением

$$\Delta = \frac{G_{ср} - \int_0^\tau G(t) dt}{G_{ср}},$$

где $G_{ср}$ — средняя величина пропускной способности за достаточно большой диапазон времени.

Диапазон осреднения величины τ зависит от амплитуды и частоты колебаний расхода. Для большинства магистральных газопроводов страны суточные колебания составляют $\pm 40\%$ среднесуточных.

Величина Δ близка к нулю при значениях, больших в 4—8 раз периода наименьшей частоты при колебаниях расхода

$$\tau \approx 5\tau_n = \frac{5 \cdot 2\pi}{\omega} \approx \frac{10\pi}{\omega},$$

где величина ω оценивается по формуле:

$$\omega = \frac{2c^2 D}{l^2 \lambda v_{ср}}$$

Для газопровода при $D = 0,5$ м; $\lambda = 0,02$; $L = 50$ км; $v_{cp} = 10$ м/с получаем:

$$\omega = \frac{2c^2 D}{l^2 \lambda v_{cp}} = \frac{2 \cdot 350^2 \cdot 0,5}{50^2 \cdot 10^6 \cdot 0,02 \cdot 10} = 0,605 \text{ 1/ч.}$$

Тогда

$$\tau = \frac{10 \cdot 3,14}{0,605 \cdot 24} \approx 2 \text{ сут.}$$

Величина v_{cp} оценивается по опыту эксплуатации газопровода.

При подобном определении величины v_{cp} максимальная расчетная ошибка при колебаниях расхода до $\pm 40\%$ составляет не более 1,5—2,5%, т. е. лежит в пределах точности исходной информации.

Таким образом, можно исследовать нестационарные процессы при медленно изменяющейся средней величине газопотока, которые наблюдаются на большинстве магистральных газопроводов. Более сложный случай представляют собой процессы перехода с режима на режим. При этом величину v_{cp} для времени стабилизации целесообразно определять как среднее между v_1 при первоначальном режиме и v_2 при новом режиме, т. е. $(v_1 + v_2)/2$, где величины v_1 и v_2 находят по ранее приведенным формулам.

Для большинства эксплуатационных режимов влияние величины λ настолько мало, что ее можно считать зависящей лишь от относительной шероховатости газопровода.

При отборах газа по трассе кривая изменения массовой скорости имеет излом. Поэтому для газопроводов с n отборами газа величину $2a$ следует определять по формуле

$$2a = \frac{\lambda}{3D} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{[(v_i^3 - v_0^3)]}{(v_1 - v_0)^2} - \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{v_0^3}{v_1 - v_0}, \quad (3.44)$$

где v_0 и v_1 — осредненные скорости в начале и в конце газопровода; v_i — то же, в точках отбора.

При выводе формулы (3.44) использовалась методика И. А. Чарного. При $i = 1$ получается известная формула

$$2a = \frac{\lambda}{3D} (v_0 + 2v_1).$$

Отсюда

$$v_{cp} = \frac{2}{3} (v_0 + 2v_1).$$

Пример.¹ Определим распределение давления в газопроводе при $p(x, 0) = p_0$, $p(0, t) = p_n$ и $p(l, t) = p_k$. В точке $x = x_2$ расположена ГРС, в точке $x = x_1$ имеет место сосредоточенный отбор газа G_0 :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} - (p_{x_2} - p_c) \delta^*(x - x_2) + \frac{2aG}{F} \delta(x - x_1). \quad (3.42)$$

¹ Пример рассчитан Р. Г. Хачатряном.

Для решения используем методы интегральных преобразований. Умножим уравнение (3.42) на величину $\frac{2}{l} \sin \frac{n\pi x}{l} dx$ и проинтегрируем в интервале от 0 до l :

$$\frac{2}{l} \int_0^l \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \sin \frac{n\pi x}{l} dx = - \frac{2n\pi}{l^2} [(-1)^n p_k - p_n] - \left(\frac{n\pi}{l}\right)^2 p_n,$$

где p_n обозначено через $\frac{2}{l} \int_0^l p \sin \frac{n\pi x}{l} dx$,

$$\frac{2}{l} \int_0^l \frac{\partial p}{\partial t} \sin \frac{n\pi x}{l} dx = \frac{dp_n}{dt}, \quad (3.43)$$

$$(p_{x_2} - p_c) \frac{2}{l} \int_0^l \sin \frac{n\pi x}{l} \delta^*(x - x_2) dx = - \frac{2n\pi}{l^2} (p_{x_2} - p_c) \cos \frac{n\pi x_2}{l}; \quad (3.44)$$

$$\frac{2}{l} \int_0^l \sin \frac{n\pi x}{l} \delta(x - x_1) dx = \frac{2}{l} \sin \frac{n\pi x_1}{l}. \quad (3.45)$$

Подставляя полученные выражения (3.43)—(3.45) в исходное уравнение (3.42), имеем:

$$\frac{dp_n}{dt} + \frac{c^2}{2a} \left(\frac{n\pi}{l}\right)^2 p_n = \frac{c^2 n\pi}{al^2} [(-1)^n p_k - p_n] - \frac{c^2 n\pi}{al^2} (p_{x_2} - p_c) \cos \frac{n\pi x_2}{l} - \frac{2c^2 G}{Fl} \sin \frac{n\pi x_1}{l} = A_n$$

при условии

$$p_n|_{t=0} = -p_0 \frac{2}{n\pi} [(-1)^n - 1] = p_{n0}.$$

Тогда

$$p_n = \frac{2al^2}{n^2\pi^2 c^2} A_n + p_{n0} \exp \left[- \frac{c^2}{2a} \left(\frac{n\pi}{l}\right)^2 t \right] - \frac{2al^2}{n^2\pi^2 c^2} A_n \exp \left[- \frac{c^2}{2a} \left(\frac{n\pi}{l}\right)^2 t \right] = \frac{2al^2}{n^2\pi^2 c^2} A_n \left\{ 1 - \exp \left[- \frac{c^2}{2a} \left(\frac{n\pi}{l}\right)^2 t \right] \right\} + p_{n0} \exp \left[- \frac{c^2}{2a} \left(\frac{n\pi}{l}\right)^2 t \right],$$

где

$$A_n = - \frac{c^2 n\pi}{al^2} [(-1)^n p_k - p_n] - \frac{c^2 n\pi}{al^2} (p_{x_2} - p_c) \cos \frac{n\pi x_2}{l} - \frac{2c^2 G}{Fl} \sin \frac{n\pi x_1}{l}.$$

Давление в любом сечении трубопровода определяется по выражениям

$$p(x, t) = \sum_{n=1}^{\infty} p_n \sin \frac{n\pi x}{l}$$

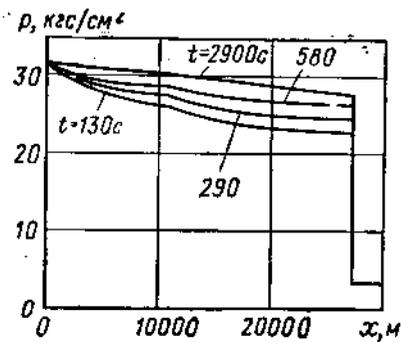


Рис. 3.15. Распределение давления расхода по длине газопровода

$$-(p_{x_2} - p_c) \cos \frac{n\pi x_2}{l} - \frac{2aGl}{n\pi F} \sin \frac{n\pi x_1}{l} \exp \left[-\frac{c^2}{2a} \left(\frac{n\pi}{l} \right)^2 t \right] \sin \frac{n\pi x}{l} +$$

$$+ p_0 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} [(-1)^{n-1} + 1] \exp \left[-\frac{c^2}{2a} \left(\frac{n\pi}{l} \right)^2 t \right] \sin \frac{n\pi x}{l}. \quad (3.46)$$

Формула (3.46) позволяет определять давление в любом сечении газопровода для произвольно взятого момента времени.

Конкретный расчет для газопровода, имеющего параметры $D = 100$ мм; $L = 27,3$ км; $x_2 = 26$ км; $x_1 = 10$ км; $2a = 0,3$ л/с; $G_1 = 0,037$ кг/с; $p_n = 31,8$ кгс/см²; $p_k = 2,94$ кгс/см²; $p_0 = 20$ кгс/см²; $p_c = 3$ кгс/см², приведен на рис. 3.15.

или

$$p(x, t) = \frac{2al^2}{\pi^2 c^2} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ 1 - \exp \left[-\frac{c^2}{2a} \left(\frac{n\pi}{l} \right)^2 t \right] \right\} \frac{1}{n^2} \left\{ \frac{c^2 n\pi}{al^2} [(-1)^{n-1} p_k + p_n] - \right.$$

$$\left. - \frac{c^2 n\pi}{al^2} (p_{x_2} - p_c) \cos \frac{n\pi x_2}{l} - \frac{2c^2 G}{Fl} \sin \frac{n\pi x_1}{l} \right\} \sin \frac{n\pi x}{l} +$$

$$+ p_0 \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} [(-1)^{n-1} + 1] \sin \frac{n\pi x}{l} \exp \left[-\frac{c^2}{2a} \left(\frac{n\pi}{l} \right)^2 t \right].$$

Улучшим сходимость ряда, выделив слагаемые, соответствующие установившемуся режиму течения газа:

$$\sum_{n=1}^{\infty} \frac{c^2 n\pi}{al^2 n^2} [(-1)^{n-1} p_k - p_n] \sin \frac{n\pi x}{l} = \frac{c^2 \pi^2}{2al^2} \left[p_n + \frac{p_k - p_n}{l} x \right];$$

$$\frac{c^2 \pi^2}{2al^2} (p_{x_2} - p_c) \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2}{n\pi} \cos \frac{n\pi x_2}{l} \sin \frac{n\pi x}{l} = \frac{c^2 \pi^2}{2al^2} (p_{x_2} - p_c) \begin{cases} \frac{l-x}{l}; & x \geq x_2 \\ -\frac{x}{l}; & x \leq x_2, \end{cases}$$

$$\frac{c^2 G \pi}{Fl} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2}{n^2 \pi^2} \sin \frac{n\pi x}{l} = \frac{c^2 G \pi^2}{Fl} \begin{cases} \frac{x_1(l-x)}{l^2}; & x \geq x_1 \\ \frac{x(l-x_1)}{l^2}; & x \leq x_1. \end{cases}$$

Окончательно после упрощений получаем

$$p(x, t) = p_n + \frac{p_k - p_n}{l} x - (p_{x_2} - p_c) \begin{cases} \frac{l-x}{l} x; & x \geq x_2 \\ -\frac{x}{l}; & x \leq x_2 \end{cases} -$$

$$- \frac{2al}{F} \begin{cases} \frac{x_1(l-x)}{l} x \geq x_1 \\ \frac{x(l-x_1)}{l} x \leq x_1 \end{cases} \times \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} [(-1)^{n-1} p_k + p_n -$$

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УПРОЩЕННЫХ ОЦЕНОК НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ ДЛЯ ЗАДАЧ ДИСПЕТЧЕРСКОЙ СЛУЖБЫ ГАЗОПРОВОДОВ

1. УПРОЩЕННЫЕ ОЦЕНКИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ ГАЗОПРОВОДА

Нестационарные процессы в системах газоснабжения возникают в связи с переменным характером потребления при регулировании газопровода, вследствие аварий и т. п.

Для задач диспетчерской службы расчеты этих процессов нужно проводить оперативно и с достаточной для эксплуатационников точностью, что возможно при наличии простейших формул для оценки этих режимов. Ниже выводятся оценки времени стабилизации газопровода при переводе с режима на режим, параметров газопровода по данным нестационарного режима, а также излагается простейший графический метод расчета нестационарных режимов и рассматривается область применения полубесконечных решений.

При анализе исходим из известных линеаризованных уравнений

$$\begin{aligned} -\frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{k}{F} G; \\ -\frac{\partial p}{\partial t} &= \frac{c^2}{F} \cdot \frac{\partial G}{\partial x}, \end{aligned} \quad (4.1)$$

где $G = \rho v F$ — массовая производительность; $k = \lambda v_{\text{ср}} / 2D$.

Определенная тонкость применения данных уравнений для задач эксплуатации газопровода состоит в способе определения величины $v_{\text{ср}}$. Для отношений $p_1/p_2 < 2$ можно использовать данные работы [2.49], так как конечная ошибка в этом случае менее 4,5%. Если отношение $p_1/p_2 > 2$, то необходимо участок газопровода дробить на n участков, на каждом из которых величина p_1/p_2 меньше 2.

Время стабилизации газопровода. Для оценки исходим из простейших граничных условий типа $p(l, t) = p_0$; $p(0, t) = 0$ и начальных $p(x, 0) = 0$, т. е. рассматриваем прохождение скачка повышения давления по газопроводу.

Решение имеет вид

$$p(x, t) = p_0 \left[\frac{x}{l} + \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{n} \exp\left(-\frac{c^2}{l^2 k} n^2 \pi^2 t\right) \sin \frac{n\pi x}{l} \right].$$

Для массовой производительности $G = \rho v F$ при $x = l$ (так как нас в основном интересует оценка стабилизации всего газопровода) имеем в безразмерном виде

$$\frac{G(t)}{G_1 - G_2} = 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \exp\left(-\frac{c^2}{l^2 k} n^2 \pi^2 t\right),$$

где G_1 и G_2 — соответственно расходы прежнего и нового стационарных режимов газопровода.

При значениях

$$\tau = \frac{c^2 t}{l^2 k} > 0,1$$

второй член ряда не превышает 5% результата решения при $n = 1$. Поэтому для оценочных расчетов ограничимся первым членом ряда и используем уравнение

$$\frac{G(t)}{G_1 - G_2} = 1 + 2e^{-\pi^2 \tau}.$$

Ошибка данного уравнения менее 2% будет при значении $\tau > 1$, т. е. время стабилизации газопровода можно оценить выражением

$$T = \frac{l^2 k}{c^2} = \frac{l^2 \lambda v_{\text{ср}}}{2Dc^2}. \quad (4.2)$$

Таким образом, время стабилизации обратно пропорционально диаметру и прямо пропорционально квадрату длины и коэффициенту гидравлического сопротивления газопровода и скорости газа.

Для газопровода с параметрами $l = 100$ км; $\lambda = 0,02$; $D = 1,0$ м; $v_{\text{ср}} = 10$ м/с получаем:

$$T = \frac{10^{10} \cdot 0,02 \cdot 10}{2 \cdot 1 \cdot 300^2} = 1,1 \cdot 10^4 \text{ с} \approx 3,0 \text{ ч.}$$

Оценка параметров газопровода. Уравнение

$$\frac{G(t)}{G_1 - G_2} = 1 + 2 \cdot e^{-\pi^2 \tau}$$

можно использовать для определения неизвестных параметров λ и $v_{\text{ср}}$, представив его в виде

$$\ln \left[\frac{G(t)}{G_1 - G_2} - 1 \right] = 0,693 - \pi^2 \frac{2c^2 D t}{l^2 \lambda v_{\text{ср}}}.$$

По значению λ можно оценить точность замены текущей скорости v при расчетах на величину $v_{\text{ср}}$, линеаризованную по Ш. А. Чарному, и, наоборот, задавшись скоростью $v_{\text{ср}}$, можно получить коэффициент λ .

Расчет времени переходного процесса газопровода

$\frac{\Delta p(x, t)}{p_n - p_0}$	$\frac{c^2}{k} \cdot \frac{t}{l^2}$	$t, \text{ч}$
0,2	0,18	0,50
0,4	0,30	0,82
0,6	0,46	1,29
0,8	0,78	2,15

Функция $G(t)$ представляет собой измеренные значения изменения массовой производительности газопровода за текущее время. Эта зависимость выражается прямой линией в координатах

$$\ln \left[\frac{G(t)}{G_1 - G_2} - 1 \right] \div t.$$

Построив ее и измерив тангенс угла наклона α прямой, равный

$$\operatorname{tg} \alpha = 12,99 \frac{2Dc^2}{\lambda v_{\text{ср}} l^2},$$

можно определить значение величин λ или $v_{\text{ср}}$.

Упрощенная методика анализа нестационарных процессов. При начальных $p(x, 0) = p(x)$ и граничных $p(0, t) = p_1(t)$ и $p(l, t) = p_2(t)$ условиях решение уравнения (4.1) имеет вид:

$$p(x, t) = \frac{2}{l} \sum_1^{\infty} \exp \left[-\frac{c^2}{k} \cdot \frac{n^2 \pi^2 t}{l^2} \right] \sin \frac{n \pi x}{l} \left\{ \int_0^l p(\mu) \sin \frac{n \pi \mu}{l} d\mu + \frac{n \pi c^2}{l k} \int_0^t \exp \frac{c^2}{k} \cdot \frac{n^2 \pi^2 \eta}{l^2} [p_1(\eta) - (-1)^n p_2(\eta)] d\eta \right\}.$$

Существенный интерес для газопроводных задач представляет переход с одного режима на другой, т. е. переход с давления p_1 на давление p_2 , при этом $p_1(t) = p_1 = \text{const}$ и $p_2(t) = p_2 = \text{const}$. Время перехода с одного режима на другой является временем стабилизации нового режима газопровода.

По формуле (4.2) рассчитаны нестационарные режимы различных типов, в том числе была проведена оценка времени стабилизации в зависимости от характерных параметров газопровода.

Расчитанные графики переходных режимов целесообразно представить в безразмерных координатах (рис. 4.1):

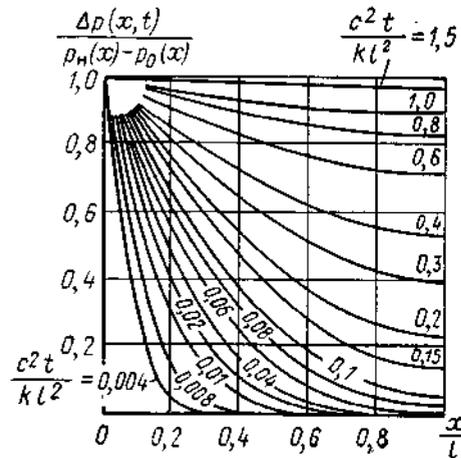


Рис. 4.1. График для расчета переходных процессов в газопровode при различных величинах $(c^2 t / k l^2)$

Порядок расчета переходного режима следующий. Известны параметры старого режима (p_{10} ; p_{20}) и нового (p_{11}

и p_{21}), на который необходимо перевести газопровод. Расчет ведется для любого значения x/l ; величины $p_n(x)$ и $p_0(x)$ определяются по стационарным формулам (см. гл. 1). Для известного отношения x/l по графику для различных значений

$$\frac{\Delta p(x, t)}{p_n(x) - p_0(x)}$$

находим величину t . Давление p_0 либо p_l определяется также по формулам стационарного режима при заданной пропускной способности газопровода.

Пример. Газопровод с параметрами $D = 1,0$ м; $v_{\text{ср}} = 9$ м/с; $\lambda = 0,02$; $l = 100$ км; $p_{10} = 50$ кгс/см²; $p_{20} = 40$ кгс/см²; $p_{11} = 55$ кгс/см²; $p_{21} = 40$ кгс/см².

По графику определим для $x = 100$ км ($x/l = 1$) значение $c^2/k \cdot t/l^2$, откуда находим значение t . Расчеты сведены в табл. 4.1.

Анализ переходных процессов с помощью предварительно рассчитанных графиков для переходных режимов различных типов резко сокращает время счета и доступен для обслуживающего персонала компрессорных станций.

Области применения конечных и полубесконечных решений при оперативных расчетах нестационарных режимов газопровода. Для таких расчетов целесообразно использовать наиболее простые аналитические решения, что расширяет размерность поставленных задач. При этом простейшие уравнения можно пронормировать по среднеинтегральным величинам нестационарного режима для устранения грубых и систематических ошибок.

При некоторой критической длине газопровода $l_{\text{кр}}$ ошибки при рассмотрении наиболее простых полубесконечных решений (от $x = 0$ до $x = \infty$) весьма малы по отношению к конечным решениям (от $x = 0$ до $x = l$).

Используя теорию импеданса, определяем оценку погрешности конечного газопровода Δ_k . Для трубопровода, описываемого системой уравнений с инерционным членом

$$\begin{aligned} -\frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{k}{F} \cdot \frac{\partial G}{\partial t} + \frac{k}{F} G; \\ -\frac{\partial p}{\partial t} &= \frac{c^2}{F} \cdot \frac{\partial G}{\partial x}, \end{aligned} \quad (4.3)$$

связь расхода G и давления p на входе ($x = 0$) трубопровода в области оператора дифференцирования $s = d/dt$ выражается формулой

$$\frac{p(0, s)}{G(0, s)} = z_c \operatorname{cth} \gamma l,$$

где

$$z_c = \frac{V_s}{m \sqrt{s+k}}; \quad m = \frac{c}{F}; \quad k = \frac{\lambda v_{cp}}{2D};$$

$$\gamma = \frac{1}{c} \sqrt{s^2 + ks};$$

s — оператор дифференцирования; v_{cp} — усредненная, по И. А. Чарному, скорость; $p(0, t)$; $G(0, t)$; $p(l, t)$ — отклонения от стационарного, чаще всего среднеинтегрального за время T , режима.

Для полубесконечного трубопровода

$$\operatorname{cth} \gamma l = \frac{1 - e^{-2\gamma l}}{1 - e^{-2\gamma l}} \Big|_{l=\infty} = 1.$$

В случае трубопровода конечной длины

$$\operatorname{cth} \gamma l = \frac{1 + e^{-2\gamma l}}{1 - e^{-2\gamma l}}.$$

Из этих двух выражений определяем величину Δ_k :

$$\Delta_k = \frac{1 + e^{-2\gamma l}}{1 - e^{-2\gamma l}} - 1 = \frac{2e^{-2\gamma l}}{1 - e^{-2\gamma l}};$$

$$-2\gamma = \frac{1}{l} \ln \frac{\Delta_k}{\Delta_k + 2},$$

но так как $\gamma = \alpha + i\beta$, а величина $\ln \frac{\Delta_k}{\Delta_k + 2}$ вещественна, то

$$-2\alpha = \frac{1}{l} \ln \frac{\Delta_k}{\Delta_k + 2}$$

или

$$\alpha = -\frac{1}{2l} \ln \frac{\Delta_k}{\Delta_k + 2}.$$

Отсюда можно определить критическую длину $l_{кр}$ трубопровода, при анализе которого можно использовать полубесконечные решения с ошибкой в большую сторону:

$$l_{кр} = \frac{\ln \frac{\Delta_k}{\Delta_k + 2}}{-2\alpha}.$$

Для уравнения параболического типа декремент затухания периодических колебаний по длине трубопровода $\alpha = \frac{1}{c} \sqrt{\frac{k\omega}{2}}$.

Область существенных частот ω колеблется для большинства газопроводов от $\omega_{max} = 20$ 1/ч до $\omega_{min} = 0,1$ 1/ч, величина k — от 0,1 до 0,4 1/с (от 360 до 1440 1/ч). Тогда величина α имеет диапазон от $8 \cdot 10^{-6}$ до $11 \cdot 10^{-6}$. Отсюда длина $l_{кр}$ при ошибке менее 5% колеблется от 40 до 300 км и оценивается для каждого конкретного случая. Это означает, что для коротких газопроводов ($D/L > 5 \cdot 10^{-4}$) не всегда можно использовать полубесконечные решения.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОНЫ НЕСТАЦИОНАРНОСТИ РЕЖИМОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ, ОГРАНИЧИВАЮЩЕЙ ПРИМЕНИМОСТЬ СТАЦИОНАРНЫХ МЕТОДИК

Расчет режима магистрального газопровода в настоящее время проводится по методике, разработанной в предположении стационарности процесса течения газа. Однако из-за неравномерности отбора режим газопровода чаще всего нестационарен, что, очевидно, требует введения соответствующих поправок или замены метода расчета. Если недельная, месячная и годовая неравномерности мало сказываются на точности расчета при условной замене фактического нестационарного режима стационарным, для учета суточных колебаний требуются специфические нестационарные методики, так как расхождение рассчитанного и фактического режимов может оказаться весьма существенным. Однако суточная неравномерность отбора газа вызывает нестационарность режима не по всей длине газопровода, а на некоторой его части, так как колебания расхода затухают по мере удаления от точки отбора к головной части газопровода.

Рассмотрим метод определения протяженности зоны нестационарности при заданной степени затухания колебаний расхода N :

$$N = \frac{G_x}{G_0},$$

где G_x , G_0 — соответственно текущая и исходная максимальная амплитуды колебания расхода.

Очевидно, колебания расхода в газопроводе не затухают полностью, однако на всех участках вне зоны нестационарности процесс течения можно с достаточной точностью считать вполне установившимся, так как ошибка от неучета нестационарности при достаточно малой величине коэффициента затухания не превышает допустимых пределов. Для определения линейной величины зоны нестационарности применены математический аппарат теории колебаний и основные положения теории динамических аналогий. Так как линейная величина зоны нестационарности прямо зависит от того, каким образом меняется отбор газа (т. е. от характеристик газопотребителей), естественно представляется исследование влияния параметров

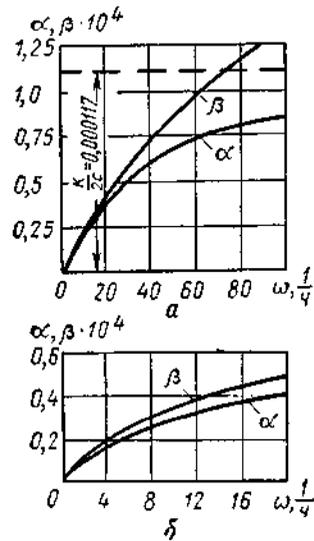


Рис. 4.2. Изменение коэффициента затухания α и коэффициента фазы β в зависимости от частоты периодического потребления газа ($v_{\text{ср}} = 14$ м/с; $D = 1$ м; $\lambda = 0,001$):
 а — при больших частотах;
 б — при малых частотах

полагаем, что изменение расхода на конце газопровода в отклонениях от среднего значения происходит по синусоидальному закону и начальном $G(x, \tau) = 0$ условиях.

Применяя преобразование Фурье, получаем мгновенное значение амплитуды изменения производительности в момент времени t на расстоянии x :

$$G(x, t) = \sum_1^n G_{0i} \operatorname{Im} [e^{-\gamma_i x} e^{j\omega_i t}] = \sum_1^n G_{0i} e^{-\alpha_i x} \sin(\omega_i t - \beta_i x),$$

где G_0 — амплитуда колебания расхода в месте изменения отбора; α_i — коэффициент затухания; β_i — коэффициент фазы; γ_i — постоянная распространения волны с частотой ω_i .

Если величина x фиксирована, то функция $G(x, t)$ синусоидальна с постоянной амплитудой. Если время t фиксировано, а величина x переменна, получаем затухающую синусоидальную волну, амплитуда $G_0 e^{-\alpha x}$ которой уменьшается с ростом величины x , что обусловливается трением на участке:

$$\gamma = \frac{1}{c} \sqrt{(k + j\omega) j\omega} = \alpha + j\beta$$

потребления на амплитуду колебаний и время вхождения газопровода в колебательный режим.

Решение перечисленных выше задач для нестационарной области режима в общем виде весьма сложно. Для возможности приближенного решения введем несколько упрощающих положений. Рассмотрим нерегулируемый газопровод большой протяженности со значительным отбором на конце и без отборов по трассе и будем считать режим стационарным, если текущая амплитуда колебания расхода составляет не более 5% исходной. С некоторым допущением приняты упрощения характерны для таких газопроводов, как Шебелинка — Полтава — Киев, Средняя Азия — Центр, Газли — Урал и т. д.

Учитывая принятые допущения, используем систему уравнений движения (4.3), описывающих нестационарный режим.

Рассмотрим полубесконечный газопровод при следующем граничном

$$G(l, t) = \sum_1^n G_{0i} \sin \omega_i t$$

при

$$\gamma = \frac{1}{c} \cdot j\omega \left(1 - j \frac{k}{\omega}\right)^{1/2},$$

где

$$k = \frac{\lambda v_{\text{ср}}}{2D}.$$

Для $\omega \ll k$ это выражение можно разложить по биному Ньютона и ограничиться первыми двумя членами ряда.

Тогда

$$\gamma = j\omega \frac{1}{c} \left(1 - \frac{1}{2} j \frac{k}{\omega}\right) = j\omega \frac{1}{c} + \frac{k}{2c},$$

но

$$\gamma = \alpha + j\beta.$$

Тогда

$$\alpha = \frac{k}{2c};$$

$$\beta = \frac{\omega}{c}.$$

На рис. 4.2, а, б показано изменение коэффициентов α и β в функции частоты ω .

Для случая $\omega \ll k$ из уравнения

$$\gamma = \frac{1}{c} \sqrt{j\omega k}$$

получаем:

$$\gamma = \frac{1}{c} \sqrt{k\omega} \sqrt{j} = \frac{1}{c} \sqrt{k\omega} \left(\frac{\sqrt{2}}{2} + j \frac{\sqrt{2}}{2}\right) = \frac{1}{2c} \sqrt{2k\omega} (1 + j).$$

Отсюда

$$\alpha \approx \beta = \frac{1}{2c} \sqrt{2k\omega}.$$

Время прохождения волной ω расстояния x выражается формулой

$$t = \frac{x}{c_v},$$

где c_v — скорость распространяющейся волны;

$$c_v = \frac{\omega}{\beta}.$$

Для случая $\omega \ll k$

$$c_v = 2c \sqrt{\frac{\omega}{2k}};$$

$$t = \frac{x}{2c} \sqrt{\frac{2k}{\omega}}.$$

Принимая во внимание, что

$$G_x = G_0 e^{-\alpha x},$$

определяем предельную длину газопровода x , которая охватывается зоной нестационарности при принятом коэффициенте затухания N :

$$x = -\frac{\ln \frac{G_x}{G_0}}{\alpha} = -\frac{\ln N}{\alpha}.$$

Пример. Имеется трубопровод с параметрами $D = 1,0$ м; $\lambda = 0,008$; $v = 14$ м/с; $L = 800$ км.

Допустим, что колебания отбора газа могут быть описаны следующим выражением

$$G_L = 4 \cdot 10^6 + 1 \cdot 10^6 \cdot \sin 0,26t.$$

Определим расстояние x , на котором колебания расхода в газопроводе затухают до $N = 0,05$. Частота колебаний газопотребления $\omega = 0,26$ 1/ч или $T = 24$ ч.

При этом коэффициент линеаризации

$$k = \frac{\lambda v_{ср}}{2D} = \frac{0,008 \cdot 14 \cdot 3600}{2 \cdot 1,0} = 202 \frac{1}{ч},$$

т. е. $\omega \ll k$.

Тогда

$$\alpha = \frac{1}{2 \cdot 300 \cdot 3600} \sqrt{202 \cdot 2 \cdot 0,26} = 4,62 \cdot 10^{-6} \frac{1}{м};$$

$$x = \frac{\ln N}{\alpha} = \frac{\ln 0,05}{4,62 \cdot 10^{-6}} = 6,3 \cdot 10^5 = 630 \text{ км};$$

$$t = \frac{l}{2c} \sqrt{\frac{2k}{\omega}} = \frac{630 \cdot 1000}{2 \cdot 300 \cdot 3600} \sqrt{\frac{2 \cdot 202}{0,26}} = 11,5 \text{ ч}.$$

Таким образом, при возмущающем воздействии на конце газопровода затухание колебаний расхода до $N = 0,05$ происходит через 11 ч, а линейная величина зоны нестационарности равна 630 км.

Расчеты показывают, что основными являются суточные изменения пропускной способности газопровода с периодом от 6 до 50 ч, так как в этом случае линейная величина зоны нестационарности становится существенной. Также видно, что суточная неравномерность газопотребления действует на значительной длине газопровода (при $D = 1,0$ м; $L = 630$ км; $N = 0,05$). По данной методике можно также оценивать способность газопровода компенсировать такую неравномерность.

3. ПРИМЕНЕНИЕ ВАРИАЦИОННЫХ МЕТОДОВ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ УПРОЩЕННЫХ РЕШЕНИЙ

Сложность и трудоемкость расчетов неустановившихся процессов в газопроводах приводит к ограничению их анализа для практических задач. Оперативный анализ также необходим для выбора целесообразного закона регулирования при учете суточной неравномерности работы газопровода. Точные, но в то же время достаточно простые решения позволяют создать методики для ручного счета режимов, доступные техническому персоналу управлений газопроводов. Один из способов получения простейших уравнений с достаточной точностью — использование вариационных методов в том

или ином виде. При этом они могут быть применены как к самому исходному уравнению, так и к конечным решениям.

Процессы в длинных газопроводах [$(D/L) < 5 \cdot 10^{-4}$] при $t > (5 \div 7) l/c$ (на практике несколько минут) и перепадах давления $(p_n/p_k) < 2$ (эксплуатационный режим) достаточно точно описываются уравнением вида

$$\frac{\partial p}{\partial t} \cdot \frac{c^2}{k} = \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}.$$

Рассмотрим газопровод длиной от $x = -1$ до $x = +1$.

Решим задачу сброса газа при остановке газопровода, т. е. при $p(-1, t) = 0$ и $p(1, t) = 0$ и параболическом законе распределения давления при $t = 0$. Для удобства точку $x = 0$ расположим на середине газопровода.

Приведем начальное условие $p(x, 0) = \sqrt{p^2 - (p_1^2 - p_2^2)x}$, где x — относительная длина ($0 > x > 1$) для удобства интегрирования к виду $p(x, 0) = A + Bx + Cx^2$. Учтя условие $p(0; 0) = p_1$, получаем $A = p_1$

$$p(0,5; 0) = 0,5B + 0,25C;$$

$$p(1, 0) = B + C.$$

Отсюда

$$B = -3p_1 - p_2 + 4 \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{2}};$$

$$C = 2p_2 + 2p_1 - 4 \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{2}}.$$

Выразим исходное уравнение в вариационной форме [4.1]. Функционал

$$L = \int_0^\infty \int_{-1}^1 \left[\frac{1}{2} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)^2 + \frac{c^2}{k} p \frac{\partial p}{\partial t} \right] dx dt \quad (4.4)$$

стационарен, если удовлетворяется исходное уравнение. Решение будем искать в виде

$$p(x, t) = f(x)f(t),$$

где

$$f(x) = A + Bx + Cx^2.$$

Тогда

$$\frac{\partial p}{\partial x} = f'(x)f(t) = (B + 2Cx)f(t);$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = f(x)f'(t) = (A + Bx + Cx^2)f'(t).$$

Подставляя значения этих дифференциалов в выражение (4.4) и интегрируя полученное выражение от -1 до 1 , находим

$$L = \int_0^{\infty} \left[\left(B^2 + \frac{4}{3} C^2 \right) f(t)^2 + \frac{C^2}{k} \left(2A^2 + \frac{2}{3} B^2 + \frac{4AC}{3} + \frac{2}{5} C^2 \right) f(x)f(t) \right] dt.$$

Функцию $f(x)$ необходимо выбрать так, чтобы интеграл L был стационарен, т. е. функция $f(t)$ должна удовлетворять дифференциальному уравнению

$$\left(B^2 + \frac{4}{3} C^2 \right) f(t) + \frac{C^2}{k} \left(2A^2 + \frac{2}{3} B^2 + \frac{4AC}{3} + \frac{2}{5} C^2 \right) f'(t) = 0.$$

Тогда

$$f(t) = Re^{-\frac{\alpha}{\beta} t},$$

где

$$\alpha = B^2 + \frac{4}{3} C^2; \quad \beta = \frac{C^2}{k} \left(2A^2 + \frac{2}{3} B^2 + \frac{4AC}{3} + \frac{2}{5} C^2 \right).$$

Величина R определяется из равенства

$$f(0) = R \quad \text{или} \quad R = A + Bx + Cx^2.$$

Отсюда следует решение

$$p(x, t) = (A + Bx + Cx^2) e^{-\frac{\alpha}{\beta} t}.$$

Несмотря на то, что это всего лишь первое приближенное решение, оно находится в хорошем соответствии с точным (ошибка не более 3%). Это объясняется, в первую очередь, сильным затуханием гармоник после основной в магистральном газопроводе.

4. ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОПРОВОДА НА ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ

Для проектирования и диспетчеризации магистрального газопровода необходимо оценивать влияние параметров его участков на стабилизацию режимов работы всего газопровода в целом при неустановившемся течении газа. В данном случае предлагается выяснить влияние диаметра и длины газопровода, коэффициента гидравлического сопротивления и осредненной скорости перекачки газа на переходные процессы в магистральном газопроводе, а также получить пригодные для практических расчетов графики, показывающие зависимость времени стабилизации от изменения этих параметров.

В качестве исходных уравнений движения газа по нитке магистрального газопровода примем линеаризованные уравнения (4.3).

Исходные уравнения решаются при граничных условиях $G_0 = G(0, t)$ и $p_0 = p(0, t)$ и нулевых начальных условиях, т. е. при отсеченном стационарном режиме с учетом инерционного члена. В связи с тем, что коэффициент отражения падающей волны от компрессорной станции мал ($\gamma_{отр} = A_{отр}/A_{над} = 2-3\%$), достаточно учесть лишь первую отраженную волну. Применяя последовательно теорему обращения, интегралы Шлефли и свертки [2.33] к операторным уравнениям, получаем временные зависимости между параметрами входа и выхода:

$$G(l, t) = a \left[nG_0 \left(t - \frac{l}{c} \right) + k\beta \int_{\frac{l}{c}}^t VmG_0(t-\tau) d\tau \right] - b \frac{F}{c} \int_{\frac{l}{c}}^t VSp_0(t-\tau) d\tau;$$

$$p(l, t) = c \left[np_0 \left(t - \frac{l}{c} \right) + k\beta \int_{\frac{l}{c}}^t Vmp_0(t-\tau) d\tau \right] - d \left[\frac{c}{F} nG_0 \left(t - \frac{l}{c} \right) + k \int_{\frac{l}{c}}^t VmG_0(t-\tau) d\tau - k \int_{\frac{l}{c}}^t SG_0(t-\tau) d\tau \right],$$

где

$$\beta = \frac{l}{2c}; \quad z = \sqrt{\tau^2 - \frac{l^2}{c^2}};$$

$$n = \exp(-k\beta); \quad V = \exp(-k\tau);$$

$$m = \frac{I_1(kz)}{z}; \quad S = I_0(kz);$$

I_0, I_1 — функции Бесселя соответственно нулевого и первого порядка; a, b, c, d — коэффициенты, нормированные по условиям стационарного режима для исключения стационарной ошибки.

При $kz > 5$ расчет для функции $I_\nu(kz)$ ведется по асимптотической формуле

$$I_\nu(kz) = \frac{1}{\sqrt{2\pi kz}} e^{kz}.$$

Время расчета для одной точки равно 0,03 мин (для БЭСМ-3М), что меньше по сравнению с временем расчета

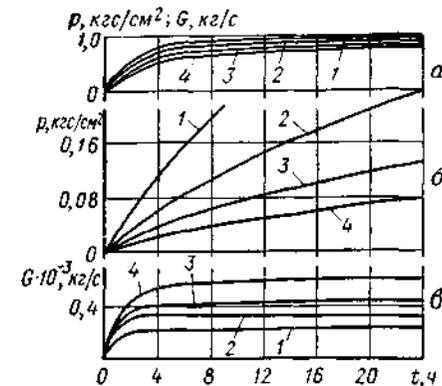


Рис. 4.3. К расчету переходных процессов в газопроводе диаметром:

1 — 1,4 м; 2 — 1,0 м; 3 — 0,7 м; 4 — 0,5 м ($l = 100$ км; $\lambda = 0,012$; $v_{cp} = 14$ м/с)

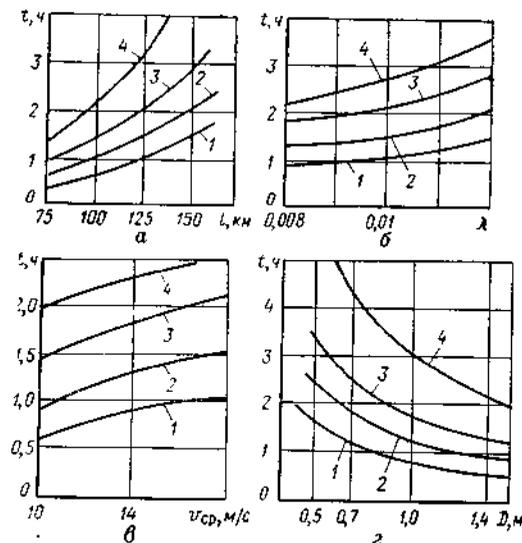


Рис. 4.4. Влияние параметров газопровода l , v_{cp} , λ и D на переходные процессы в участке магистрального газопровода:

а — $v_{cp} = 14$ м/с; $\lambda = 0,01$; $D = 1,0$ м; б — $v_{cp} = 14$ м/с; $D = 0,7$ м; $l = 100$ км; в — $\lambda = 0,008$; $D = 0,7$ м; $l = 100$ км; г — $v_{cp} = 14$ м/с; $\lambda = 0,012$; $l = 100$ км.
Пропускная способность газопровода (давление) безразмерна:
1 — 0,250; 2 — 0,375; 3 — 0,500; 4 — 0,625

на входе на 1 кг/с. Кривые на рис. 4.3, б характеризуют изменение давления на выходе газопровода, если на его входе пропускная способность уменьшилась скачком на 1 кг/с, а кривые на рис. 4.3, в — изменение пропускной способности на выходе при скачке давления на входе газопровода на 1 кг/см². При этом остальные входные и выходные параметры считаются постоянными. Данные расчеты приводились к безразмерным долям 0,25; 0,375; 0,5; 0,625 единичного скачка.

По результатам расчетов можно получить как качественную, так и количественную оценку протекания переходных процессов между стационарными режимами, оценить время стабилизации газопровода. На рис. 4.4, а — г показано, как изменяется время стабилизации газопровода при различных значениях l , λ , v_{cp} , D при скачкообразном изменении давления или производительности ($x = 0$). С возрастанием величин l , λ , v_{cp} время стабилизации увеличивается, при этом коэффициент гидравлического сопротивления и скорость перекачки газа оказывают меньшее влияние на время стабилизации, чем увеличение длины участка газопровода. Увеличение диаметра газопровода приводит к уменьшению времени стабилизации, т. е. для газопроводов с большими диаметрами переход с одного стационарного режима на другой происходит быстрее.

по конечно-разностному методу. В то же время сохраняется необходимая точность, что дает возможность использовать данные уравнения для анализа неустановившихся режимов в сложных системах магистральных газопроводов. Максимальная погрешность составляет не более 4%.

На основании анализа решений установлено, что повышение давления на входе газопровода оказывает наибольшее влияние на его пропускную способность. На графике (рис. 4.3, а) показано изменение давления на выходе газопровода, если на входе оно увеличилось скачком на 1 кг/см².

Аналогичный график получается при изменении пропускной способности

Графики, приведенные на рис. 4.4, а — г, также могут быть использованы для практических расчетов, при этом для устранения систематической ошибки используются коэффициенты нормировки, получаемые по стационарным формулам. Коэффициенты нормировки показывают, насколько изменяется давление (производительность) на входе (выходе) газопровода при изменении давления (производительности) на выходе (входе) газопровода на 1 кг/см² (1 кг/с).

Пример. Параметры газопровода: $l = 100$ км, $D = 1,0$ м, $\lambda = 0,012$. Газ — металл, $R = 50$ кгс·м/(кг·°С); $T = 300$ К. В первоначальном стационарном режиме давление газа на входе 40 кгс/см²; среднесуточный расход 18 млн. м³ (130,5 кгс/с). Для этого режима:

$$p(l, 0) = \sqrt{p^2(0, l) - \frac{16}{\pi^2} \cdot \frac{\lambda RT l}{D^5} G_0^2} =$$

$$= 40^2 \cdot 10^8 - \frac{16 \cdot 0,012 \cdot 50 \cdot 300 \cdot 10^5}{3,14^2 \cdot 9,81 \cdot 15} \cdot 130,5^2 = 32,9 \text{ кгс/см}^2;$$

$$v_{cp} = \frac{2}{3} (v_1 + 2v_0);$$

$$v_0 = \frac{G_0}{v_0 F} = \frac{G_0 RT}{p_0 F} = \frac{130,5 \cdot 50 \cdot 300 \cdot 4}{40 \cdot 10^4 \cdot 3,14} = 6,5 \text{ м/с};$$

$$v_1 = \frac{G_0}{v_1 F} = \frac{G_0 RT}{p_1 F} = \frac{130,5 \cdot 50 \cdot 300 \cdot 4}{32,8 \cdot 10^4 \cdot 3,14} = 8 \text{ м/с};$$

$$v_{cp} = \frac{2}{3} (8 + 2 \cdot 6,5) = 14 \text{ м/с}.$$

При $x = 0$ давление газа повысилось на величину $\Delta p_0 = 2$ кгс/см².

Определим изменение давления газа через 3 ч при $x = l$ для нового стационарного режима

$$p(l, 0) = \sqrt{42^2 \cdot 10^8 - \frac{16}{3,14^2} \cdot \frac{0,012 \cdot 50 \cdot 300 \cdot 10^5}{9,81 \cdot 15} \cdot \frac{1}{130,5^2}} = 35,2 \text{ кгс/см}^2.$$

Коэффициент нормировки (H):

$$H = \frac{\Delta p l}{\Delta p_0} = \frac{35,2 - 32,9}{2} = 1,15.$$

По графику (см. рис. 4.4) для $v_{cp} = 14$ м/с, $\lambda = 0,012$, $l = 100$ км и времени $T = 3$ ч находим величину изменения давления, которая в безразмерной форме будет равна 0,63. Тогда давление на выходе газопровода через 3 ч будет:

$$p(l, 3) = H \Delta p \Delta p_0 = 1,15 \cdot 0,63 \cdot 2 = 1,449 \text{ кгс/см}^2.$$

Графики, рассчитанные для переходных процессов всех типов (частный случай нестационарных режимов) по давлению и производительности, позволяют определять параметры работы газопровода при переходе с одного режима на другой.

МЕТОДЫ УТОЧНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ О ПОЛУЧЕНИИ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Под математической моделью процессов газопередачи понимается совокупность уравнений в стационарном и нестационарном режиме. Первые описывают характер связей между входными x и выходными y координатами элементов системы газопередачи в установившемся режиме и в подавляющем большинстве случаев являются алгебраическими уравнениями типа $y = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$. Функция f чаще всего нелинейна, как, например, в формуле пропускной способности газопроводов. Разрывы первого и второго рода для отдельных участков чаще всего отсутствуют, из чего для облегчения дальнейших расчетов следует возможность линеаризации функции f в обоснованных диапазонах.

Уравнения нестационарного режима характеризуют поведение выходных координат элементов газопередачи в неустановившемся режиме, т. е. при постоянном изменении входных. Чаще всего процессы в устройствах подготовки газа описываются обыкновенными дифференциальными уравнениями, а процессы транспорта газа — уравнениями в частных производных. Во многих случаях целесообразно, если это требуется, использовать интегральные уравнения. При малых изменениях входных координат x_1, x_2, \dots, x_n нелинейная функция f может быть линеаризована, что часто используют, например, в уравнениях движения газа. Уравнения стационарного режима в общем случае содержатся в уравнениях нестационарных режимов и могут быть получены приравниванием нулю всех производных во времени, т. е. $y' = 0$; $y'' = 0$; ...

Методы анализа работы элементов газопередачи можно разделить на теоретические (математические), экспериментальные и экспериментально-теоретические. Теоретический анализ может быть аналитическим или численным, проводимым с помощью ЦВМ или АВМ.

В первом случае мы получаем результаты анализа в виде формул, позволяющих достаточно просто и наглядно проследить зависимость выходных координат от исходных данных, структуры системы и ее параметров. Однако иногда связи настолько сложны и трудно прослеживаемы, что для каждого случая нужно проводить расчет с учетом нелинейности, инерционности, переменной во времени параметров. Аналитические уравнения получают путем теоретиче-

ского анализа процессов тепло- и массопереноса, физико-химических превращений и т. д. Наибольшие трудности возникают при нахождении численных значений коэффициентов полученных уравнений. Для этого необходимо предварительно знать геометрию элемента, скорости движения, коэффициенты теплопередачи и т. д. Критерием правильности составленных уравнений является совпадение с определенной точностью их численных решений с эксплуатационными данными.

Основное преимущество экспериментальных исследований — устранение источников погрешностей, связанных с недостаточностью априорной информации при составлении аналитической модели элементов системы газопередачи. Однако для экспериментальных исследований необходимо наличие стендов (которые на начальном этапе проектирования чаще всего отсутствуют) для большого числа испытаний с их дальнейшей математической обработкой. Возможности экспериментальных методов ограничиваются также узким диапазоном исходных данных и, главное, практической невозможностью в ряде случаев воспроизведения результатов эксперимента в эксплуатационных условиях или близких к ним из-за больших экономических потерь или продолжительности эксперимента. Экспериментальные исследования чаще всего подразделяют на лабораторные, полупроизводственные и производственные.

При лабораторных исследованиях часть элементов заменяется их математическими моделями, и поэтому исследование чаще всего сводится к экспериментально-теоретическому, т. е. часть физических процессов имеет не реальный характер, а заменяется на основании аналитических зависимостей их моделями с использованием критериев теории подобия. Чаще всего для задач проектирования и эксплуатации систем дальнего транспорта газа применяются все методы: на начальной стадии чаще всего — теоретические исследования, затем — лабораторные и, наконец, полупроизводственные и производственные испытания.

Для задач диспетчерского управления системами газоснабжения необходимо иметь математическое описание процессов газопередачи, полученные тем или иным рассмотренным методом. Любой элемент системы газоснабжения характеризуется входными и выходными параметрами, которые могут быть управляемыми и неуправляемыми. На те и другие накладываются определенные технологические, экономические, с точки зрения пожаробезопасности, техники безопасности ограничения. Имеется также ряд внешних факторов, чаще всего случайных, которые также необходимо учитывать в математическом описании.

Используются два метода математического описания: первый основывается на получении физико-химических закономерностей, второй — на теоретической возможности описания процесса при помощи тех или иных формальных математических выражений (например, метод «черного ящика»).

Первый метод основан на тщательном изучении процессов тепло- и массопереноса в элементах систем газопередачи. Математическое описание в этом случае состоит из уравнений материального баланса, теплового баланса и т. д. Например, в простейшем случае движение газа по трубам описывается уравнением сохранения массы, формулой сохранения количества движения и уравнением состояния.

При втором методе для математического описания используются эмпирические математические зависимости. Например, для формулы вязкости неньютоновских жидкостей предложен не один десяток эмпирических зависимостей. Часто теория подобия в чистом виде не применима к процессам, протекающим в элементах газопередачи, например к процессам в аппаратах осушки газа сорбентами. Поэтому формальные эмпирические закономерности, полученные для лабораторных установок, нельзя без дополнительных исследований использовать для расчета промышленных установок. Математическое описание, основанное на физико-химических закономерностях, адекватно технологическому процессу. Поэтому второй метод целесообразно применять при отсутствии априорной информации о структуре системы и физико-химических процессах, протекающих в ней, для оценки границ использования аналитических методов, а при большой сложности аналитического описания — для получения более простых аналитических выражений. Проблема определения математического описания в элементах систем транспорта газа в стационарном (статические характеристики) и неустановившемся (динамические) режимах является проблемой идентификации характеристик элементов систем транспорта газа. Ее решение состоит из выбора метода, исходя из конкретных условий работы элемента газоснабжения и имеющейся априорной информации о его свойствах; выбора условий работы и воздействий на этот элемент, при которых следует снимать экспериментальные данные; обработки экспериментальных данных для определения искомых характеристик; оценки точности и т. д.

Рассмотренные задачи идентификации тесно связаны с задачами теории чувствительности. В этом случае ограничиваются реакцией системы на изменения одного или нескольких параметров, т. е. определяют, насколько и как система чувствительна к их изменению. Критерии чувствительности исследуемого процесса к изменению его параметров называются коэффициентами влияния. Наряду с другими задачами теория чувствительности позволяет оценить тот минимум параметров, изменяя которые, можно достигнуть желаемого результата.

Например, если КС-1 обладает большей степенью влияния на пропускную способность газопровода, чем КС-2, т. е. $\frac{dQ}{dr_{ij}^1} > \frac{dQ}{dr_{ij}^2}$, где n — частота вращения вала компрессорных машин (управляющий параметр), то для изменения производительности не всегда нужно изменять обе величины n_1 и n_2 . Можно добиться желаемого результата, изменяя только частоту n_1 .

Полная модель системы состоит из математического описания связей между основными переменными технологического процесса в стационарном и нестационарном режимах, технологических, экономических и прочих ограничениях процесса. Часто в нее включают в случае сложных систем критерий оптимальной работы.

Однако любое математическое описание — лишь приближение к реальному процессу. Поэтому возникает задача оценки адекватности модели и необходимости ее коррекции. В частности, если в математической модели i переменных, то можно в качестве критерия использовать функцию

$$\Phi = \sum_{i=1}^m \alpha_i (x_i - \bar{x}_i)^2,$$

где α_i — весовой коэффициент, выбираемый из соображений важности тех или иных переменных, исходя из теории чувствительности; x_i и \bar{x}_i — значения переменных в модели, определенные экспериментально на объекте.

Функция Φ может служить количественным выражением адекватности математической модели. Для коррекции необходимо произвести минимизацию функции Φ и в зависимости от полученных результатов скорректировать коэффициенты математической модели. При наличии лишь двух переменных адекватность модели устанавливается весьма просто — чаще всего с помощью критерия минимума среднеквадратичной ошибки.

Многие технологические элементы СДТГ в настоящее время теоретически изучены. Получение их математического описания сводится к определению коэффициентов по конкретным данным, характеризующим геометрические и физические особенности конструкции и режим их работы. К таким элементам относятся линейная часть трубопроводов, теплообменники, устройства очистки, осушки газа и т. д.

Отыскание математических описаний, наиболее точно отвечающих реальным условиям работы (идентификация), элементов СДТГ необходимо в связи с разработкой систем АСУП и внедрения ЦВМ в качестве управляющих машин. Для дальнего транспорта газа чаще всего превалирует задача оценки параметров по заранее выбранной математической модели.

Элементы системы газоснабжения можно разделить на элементы с сосредоточенными параметрами, описываемые в общем случае обыкновенными дифференциальными уравнениями, и элементы с распределенными параметрами в пространстве и времени, описываемые Уравнениями в частных производных. Они могут быть линейными и нелинейными. Теория линейных систем разработана достаточно полно, поэтому в каждом удобном случае желательно свести нелинейную систему к линеаризованной. Например, в гл. 2 рассмотрена линеаризация уравнений движения газа.

Процессы, протекающие в системе транспорта газа, могут быть детерминированными и вероятностными. К последним, например,

можно отнести законы потребления газа в сетях низкого давления.

Методы определения поведения системы в стационарном (статическая модель) и неустановившемся (динамическая модель) режимах делятся на активные и пассивные. При активном методе необходимо иметь возможность изменения параметров системы и фиксирования ее поведения. Пассивный эксперимент основан на регистрации контролируемых переменных в режиме нормальной эксплуатации системы. После экспериментов по обеим методикам производят математическую обработку экспериментальных данных, чаще всего статистическим путем.

Способ активного эксперимента лучше всего применять для лабораторных и полупроизводственных установок.

Способ пассивного эксперимента экономически более оправдан и практически единственно возможен, когда получают математическое описание элемента на работающем объекте путем специального сбора данных нормальной эксплуатации или использования записей диспетчерских служб. Этот способ наиболее целесообразен в условиях непрерывной работы газопровода и поэтому рассматривается в данной главе.

Х а р а к т е р и с т и к и э л е м е н т о в г а з о с н а б ж е н и я в с т а ц и о н а р н ы х р е ж и м а х (с т а т и ч е с к и е)

Активная методика определения статических характеристик элементов газоснабжения заключается в следующем. На входе элемента изменяют значения входной величины $x_{вх}$ сначала в возрастающем порядке (прямой ход), затем в убывающем (обратный ход), захватывая при этом весь рабочий диапазон. Значения $x_{вх}$ и $x_{вых}$ для каждого отсчета замеряют, записывают и строят по ним график $x_{вых} = f(x_{вх})$, который и будет статической зависимостью между этими величинами. По результатам эксперимента устанавливают диапазон возможной работы элемента, норму чувствительности, отклонения от линейности, разброс параметров и т. д. При необходимости эксперимент проводят несколько раз и результаты обрабатывают методом наименьших квадратов. Статические характеристики могут быть линейными, например:

$$x_{вых} = a + kx_{вх}.$$

Зависимость между величинами $p_{вх}^2$ и Q^2 при $p_{вых}^2 = \text{const}$ участка газопровода является линейной, так как

$$p_{вх}^2 - p_{вых}^2 = AQ^2.$$

Отсюда

$$p_{вх}^2 = AQ^2 + p_{вых}^2.$$

Угол β наклона характеристики зависит от параметров газопровода, состава перекачиваемого газа и температуры газопровода:

$$\beta = \arctg A;$$

$$A = \frac{\lambda \Delta T_{ср} z_{ср} L}{D^5 \cdot 0,326^2 \cdot 10^{-22}},$$

где D — в мм, $T_{ср}$ — в К, L — в км.

Близки к линейным характеристики поршневых компрессоров.

Относительно величин $p_{вх}$ и Q характеристика газопровода нелинейна. Также нелинейна зависимость между величинами p и x (рис. 5.1) при $p_{вх} = \text{const}$ $p_{вых} = \text{const}$, так как

$$p_x = \sqrt{p_{вх}^2 - (p_{вх}^2 - p_{вых}^2) \frac{x}{L}}.$$

Для газопроводов с малыми величинами Δp эту зависимость линеаризуют по конечным значениям либо по методу наименьших квадратов, например для расчетов режимов газопроводов низкого давления. Другой пример нелинейности — характеристика процесса истечения газа из отверстия. Нелинейными статическими являются характеристики центробежных нагнетателей. Для многих механических устройств, например для муфт некоторых типов, статическая характеристика имеет вариации типа петель гистерезиса. Многие элементы привода нагнетателей, например редуктора, имеют зоны нечувствительности. Зависимость массового расхода газопровода от давления на его выходе имеет вид кривой насыщения.

При пассивном методе чаще всего приходится применять сглаживание или статическую обработку результатов экспериментов. Если данные эксперимента разбросаны, то сглаживают полученные данные для подавления влияния случайных помех. Чаще всего для этого используют метод скользящего среднего и метод сглаживания четвертыми разностями. Для полученной или сглаженной характеристики стремятся подобрать простейшую аналитическую зависимость, пользуясь графиками. Например, имеем расположение точек, близкое к степенной функции $y = ax^b$. Заменяя переменные ($\lg y = \lg a + b \lg x$), перестраиваем график. При этом значения $\lg y$ расположатся близко к прямой линии. Для нескольких крайних (например, n) значений с одного конца просуммируем величины $\lg y$:

$$\begin{aligned} \lg y_1 &= \lg a + b \lg x_1 \\ + \lg y_2 &= \lg a + b \lg x_2 \\ &\dots \end{aligned}$$

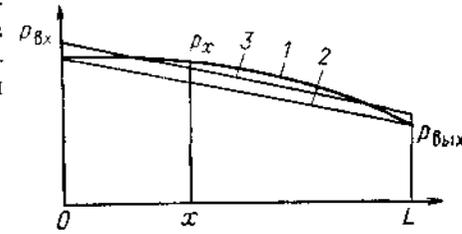


Рис. 5.1. Статическая характеристика участка газопровода (1) и ее линеаризация по конечным значениям (2) и методом наименьших квадратов (3)

$$\frac{\lg y_n = \lg a + b \lg x_n}{\lg (y_1 + y_2 + \dots + y_n) = n \lg a + b \lg (x_1 + x_2 + \dots + x_n)}.$$

То же запишем для других n точек. Из двух уравнений находим a и b .

Если необходимо более точно расположить искомую аналитическую зависимость, используют метод наименьших квадратов. При большом числе точек его применение трудоемко, поэтому используют программы, входящие для каждой ЦВМ в библиотеку стандартных программ. Если имеется зависимость вида $y = f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$, стараются произвести развязку переменных. Например, данную зависимость представляют в линейном виде:

$$y = f(x_1) + f(x_2) + f(x_3) + f(x_n),$$

где

$$f(x_1) = a_1 + a_2 x_1;$$

$$f(x_2) = b_1 + b_2 x_2;$$

$$f(x_3) = c_1 + c_2 x_3;$$

$$f(x_4) = d_1 + d_2 x_4.$$

По значениям y и x_1 находят величины a_1 и a_2 , затем определяют $y_1 = y - f(x_1)$, по значениям y_1 и x_2 находят коэффициент b_1 и b_2 и т. д.

После исключения последней составляющей величина функции y должна быть близка к единице, что дает возможность судить о точности представленной модели. Величины a_1, a_2, \dots ищут методом регрессионного анализа. Этот метод достаточно хорош при оценке связи мест добычи и потребления газа. Данный подход можно перенести на полиномы n -го порядка. Аппроксимирующую функцию определяют в виде

$$y = a_1 + a_2 x_1 + a_3 x_1^2 + \dots + a_n x_1^n + b_1 + b_2 + b_2 x_2 + \dots$$

и повторяют описанную выше процедуру. Иногда связь между параметрами записывают в виде

$$y = C f(x_1) f(x_2) f(x_3) \dots,$$

где

$$f(x_i) = a_0 + a_1 x_i + a_2 x_i^2 + \dots + a_m x_i^m.$$

Функции $f(x_i)$ находят по мере того, как исключается влияние каждого из параметров x_i на переменную y . Сначала определяют C — среднее значение y . Затем находят $y_1 = y/C$ и для y_1 и x_1 строят корреляционную таблицу и эмпирическую линию регрессии, которая аппроксимируется с помощью метода наименьших квадратов. По коэффициентам a_1, a_2, \dots, a_n находят функции $f(x_1)$ и $y_2 = y/C f(x_1)$ и определяют регрессионную зависимость между величинами y_2 и x_2 и т. д.

Значение y_n должно быть близко к единице; если этого не происходит, необходим пересчет с большей точностью.

Данный подход не использовался для получения характеристик компрессорных агрегатов статистическими методами [5.4].

Динамические характеристики элементов газоснабжения

Под динамическими характеристиками элементов газоснабжения понимают математическое описание этих элементов в частном случае стационарных режимов (в переходном режиме), заданное в виде:

дифференциального уравнения;
кривых изменения выходной величины при подаче на вход системы возмущающего воздействия специальной формы;

функций частоты, называемых частотными характеристиками. Динамические характеристики также могут быть получены активным или пассивным экспериментом. Между различными записями динамических характеристик есть определенные закономерности.

Переходной или временной функцией (характеристикой) называют реакцию элементов системы газоснабжения на скачкообразное изменение входной величины, например давления. Зная переходную характеристику $h(t)$, можно через интеграл свертки определить положение системы при любом воздействии в любой момент времени:

$$y(t) = x(0) h(t) + \int_0^t \frac{dx(\tau)}{d\tau} h(t-\tau) d\tau$$

(этот подход используется во многих разделах данной книги).

Если на вход системы подать единичное амплитудное воздействие, то такая характеристика называется импульсной переходной. Она является производной от переходной характеристики $g(t) = dh(t)/dt$. Интеграл свертки в этом случае записывается в виде:

$$y(t) = \int_0^t g(\tau) h(t-\tau) d\tau = \int_0^t g'(t-\tau) h(\tau) d\tau.$$

По импульсной характеристике можно построить переходную характеристику [5.2]. Эта методика использована для задачи эквивалентирования уравнений неустановившегося движения газа [5.3].

Иногда используют для получения динамических характеристик типовое воздействие $x = kt$, т. е. постоянное изменение величины x (скоростной скачок), или $x = kt^2$, т. е. скачок ускорения.

Временные характеристики получают только непосредственно на объекте активными методами, что не всегда возможно.

Частотные методы в задачах математического описания систем газоснабжения

Чаще всего динамические характеристики определяют с использованием частотных методов [5.4]. Частотной характеристикой называется отношение выходной величины к значениям входного гармонического воздействия, рассматриваемое как функция частоты входного воздействия. Если основные параметры системы не изменяются во времени, то амплитудно-фазовая частотная характеристика (АФЧХ) является отношением преобразования Фурье выходной величины к преобразованию Фурье входного воздействия:

$$\Phi(j\omega) = \frac{H(j\omega)}{F(j\omega)}$$

Пусть система описывается уравнением

$$a_0 \frac{d^n x}{dt^n} + a_1 \frac{d^{n-1} x}{dt^{n-1}} + \dots + a_{n-1} \frac{dx}{dt} + a_n x = b_0 \frac{d^m y}{dt^m} + \dots + b_{m-1} \frac{dy}{dt} + b_m y$$

Применяя преобразование Фурье к левой и правой частям этого уравнения, получаем при нулевых начальных условиях:

$$a_0 (j\omega)^n + a_1 (j\omega)^{n-1} + \dots + a_{n-1} (j\omega) + a_n x(j\omega);$$

$$b_0 (j\omega)^m + b_1 (j\omega)^{m-1} + \dots + b_{m-1} (j\omega) + b_m y(j\omega).$$

Тогда отношение

$$\frac{y(j\omega)}{x(j\omega)} = \frac{a_0 (j\omega)^n + \dots + a_n}{b_0 (j\omega)^m + \dots + b_m}$$

даст нам амплитудно-фазовую характеристику элемента. При этом полиномы знаменателя и числителя можно разбить на множители вида

$$a_1 (Tj\omega + 1); \quad (T^2\omega^2 + 2Tj\omega + 1)$$

и так далее, где T — постоянная, имеющая размерность времени.

АФЧХ рассчитывают, разбивая выражение $\Phi(j\omega)$ на мнимую и вещественную части:

$$\Phi(j\omega) = Re(\omega) + jIm(\omega)$$

и определяя значения $Re(\omega)$ и $Im(\omega)$ в диапазоне величины ω от 0 до ∞ . При этом по оси абсцисс откладывается величина $Re(\omega)$, по оси ординат — $Im(\omega)$. Величина $Re(\omega)$ является вещественной частотной характеристикой (ВЧХ), величина $Im(\omega)$ — мнимой (МЧХ). График вектора

$$U(\omega) = \sqrt{Re^2(\omega) + Im^2(\omega)}$$

называют амплитудной частотной характеристикой (АЧХ), график угла

$$\varphi(\omega) = \arctg \frac{Im(\omega)}{Re(\omega)}$$

даст нам фазовую частотную характеристику (ФЧХ).

АЧХ показывает, как затухает проходящее через систему гармоническое воздействие вида $U \sin \omega t$. На выходе системы получаем сигнал

$$y(t) = U(\omega) \sin(\omega t + \varphi),$$

где величина $U(\omega) < U$ для промышленных объектов чаще всего уменьшается с ростом частоты ω . Угол φ называется углом фазы или смещения и также зависит от свойств системы и частот.

Частотные методы анализа процессов достаточно просты, допускают упрощенные решения, позволяют получить удобные расчетные формулы. Применим рассмотренные методы для определения частотного диапазона работы трубопровода, который дает возможность оценить число членов ряда в решениях нестационарных режимов.

При анализе будем использовать известные уравнения И. А. Чарного:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{k}{F} G;$$

$$-\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{c^2}{F} \cdot \frac{\partial}{\partial x} G,$$

где $G = \rho v_{cp} F$ — массовый расход в трубопроводе; v_{cp} — осредненная, по И. А. Чарному, скорость газа, справедливая для достаточно длинных трубопроводов ($D/L < 5 \cdot 10^{-4}$).

Для давления имеем:

$$\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{c^2}{k} \cdot \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = 0.$$

Применяя преобразование Лапласа при условиях

$$p(x, 0) = 0; \quad p(0, t) = p_0(t); \quad p(L, t) = p_l(t),$$

получаем:

$$p(x, s) = U_1(x, s)p_0(s) + U_2(x, s)p_l(s),$$

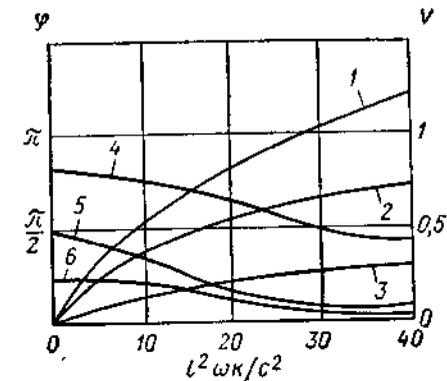


Рис. 5.2. Амплитудно-частотные и фазовые частотные характеристики газопровода:

1 — $U_1(\omega)$ для $x = 0,8 l$; 2 — $U_2(\omega) = U_2(\omega)$ для $x = 0,5 l$; 3 — $U(\omega)$ для $x = 0,8 l$; 4 — $\varphi_2(\omega)$ для $x = 0,8 l$; 5 — $\varphi_1(\omega) = \varphi_1(\omega)$ для $x = 0,5 l$; 6 — $\varphi(\omega)$ для $x = 0,8 l$

где

$$U_1(x, s) = \operatorname{ch} x \sqrt{\frac{sk}{c^2}} \left(1 - \frac{\operatorname{th} x \sqrt{\frac{sk}{c^2}}}{\operatorname{th} l \sqrt{\frac{sk}{c^2}}} \right);$$

$$U_2(x, s) = \frac{\operatorname{sh} x \sqrt{\frac{sk}{c^2}}}{\operatorname{sh} l \sqrt{\frac{sk}{c^2}}};$$

s — оператор дифференцирования d/dt .

Представляя вместо $s = j\omega$, получаем функцию $U(x, j\omega)$.

По [5.4] можно найти АЧХ

$$U(\omega) = |U(j\omega)|$$

и ФЧХ

$$\varphi(\omega) = \arg U(j\omega).$$

На рис. 5.2 АЧХ и ФЧХ построены для $x = 0,8l$ и $x = 0,5l$ при различных величинах $l^2\omega k/c^2$. Из рис. 5.2 видно, что при значениях $(l^2\omega k/c^2) < 1$ ошибка по амплитуде составляет менее 5%. Это означает, что при анализах режимов можно ограничиться колебаниями в газопроводе при частотах

$$\omega_n > \frac{c^2}{l^2k} = \frac{c^2 D}{l^2 \lambda v_{cp}}$$

Для газопровода ($D = 0,8$ м; $\lambda = 0,02$; $v_{cp} = 10$ м/с; $l = 100$ км) получаем

$$\omega_n = \frac{300^2 \cdot 2 \cdot 0,8}{10^{10} \cdot 0,02 \cdot 10} = 0,26 \text{ 1/ч.}$$

Исходя из того, что колебания в газопроводе с точностью до 3–6% аппроксимируются шестью-восемью рядами Фурье, можно оценить частотный диапазон работы газопровода (от ω_n до $\omega \approx 10\omega_n$) или для магистральных газопроводов при $D > 0,5$ м и $l > 50$ км оценка диапазона частот лежит в пределах от 0,1 до 20 1/ч, что соответствует периоду T от 62,8 до 0,3 ч.

Использование частотных методов рассмотрено нами в задачах применения импедансных методов при расчетах нестационарных процессов, для оценки частотного диапазона работы газопровода, получения упрощенных методов анализа режимов газопровода, численных способов обращения операционных уравнений, при анализе работы газопровода методами статистической динамики, эквивалентирования уравнений неустановившегося движения газа по газопроводу и др.

2. ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ СДТГ МЕТОДАМИ ИНТЕГРАЛЬНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЛИЯНИЯ

Основы метода интегральных коэффициентов влияния применительно к нефтяным и газовым месторождениям были разработаны П. М. Белашем и др. Дальнейшее развитие интегральных методов и их применение для исследования СДТГ осуществлено А. С. Фирером [5.5]. На их основе возможно создание простых и эффективных способов, позволяющих судить о состоянии газопровода только по расходам и давлениям на входах и выходах системы, т. е. по тем данным, которые контролируются в процессе эксплуатации. Методы интегральных коэффициентов влияния экономят машинное время и память и оказываются довольно эффективными для сложных газотранспортных систем без компрессорных станций. Процессы, наблюдаемые на входах и выходах системы транспорта газа, интегрально учитывают параметры трубопровода, как-то: его длину, диаметр, гидравлическое сопротивление и т. д. Используя понятие о коэффициентах влияния, удается получить соотношения, значительно упрощающие анализ работы системы транспорта газа.

Пусть на всех входах и выходах газопроводной системы поддерживаются нулевые условия, т. е. $p_1^2, p_2^2, \dots, p_n^2 = 0$. В этом случае изменение расходов в узлах трубопровода также отсутствует. Для того чтобы связь $q_1^2 = q_2^2 = \dots = q_n^2 = 0$ была линейна, используем квадраты давления и пропускной способности. Предположим, что в некоторой точке трубопровода произойдет единичный скачок квадрата давления от $p_0^2 = 0$ до $p_{01}^2 = 1$ кгс²/см⁴. Во всей внутренней области будет наблюдаться некоторое повышение давления, а на всех входах и выходах системы расход, спустя некоторое время, определяемое характеристикой системы, возрастет. Полученные при этом функции Q_{ij}^2 называются коэффициентами влияния по расходу. При единичном скачкообразном изменении квадрата давления на всех входах и выходах получим n^2 коэффициентов влияния по расходу. Они образуют матрицу

$$Q^2 = \begin{vmatrix} Q_{11}^2 & \dots & Q_{1n}^2 \\ Q_{21}^2 & \dots & Q_{2n}^2 \\ \dots & \dots & \dots \\ Q_{n1}^2 & \dots & Q_{nn}^2 \end{vmatrix},$$

где Q_{12}^2 — реакция на выходе (входе) 1 при единичном скачке на входе (выходе) 2 и т. д.

На действующем газопроводе всегда поддерживаются определенные давления на всех входах и выходах, поэтому коэффициенты влияния необходимо определять при нулевых граничных условиях. При давлении на входах и выходах газопровода $p_1^2, p_2^2, p_3^2, \dots, p_n^2$ установятся некоторые квадраты расходов $q_1^2, q_2^2, q_3^2, \dots, q_n^2$.

При изменении давления на первом входе или выходе $\Delta p_i^2 = p_i^2 - p_{i1}^2$ будут отмечены, спустя определенное время, новые квадраты расходов $q_{i1}^2, q_{i2}^2, q_{i3}^2, \dots, q_{in}^2$.

При изменении давления на величину Δp_i^2 коэффициент влияния при воздействии на первом входе или выходе по пропускной способности описывается уравнением

$$Q_{ij}^2 = \frac{q_{j1}^2 - q_j^2}{p_i^2 - p_{i1}^2} = \frac{\Delta q_j^2}{\Delta p_i^2}.$$

Аналогично определяются коэффициенты влияния по расходу для всех остальных входов и выходов. Коэффициенты влияния представляют собой приращения квадратов расходов по каждому входу или выходу, отнесенные к значению скачка квадрата давления в точке возмущения.

Если изменения расхода снимать во времени, можно определить функцию влияния между каждым входом и выходом системы. Пользуясь коэффициентами влияния, оцениваем статику системы транспорта газа. Функция влияния дает возможность анализировать нестационарные процессы в этой системе. Если задаваться не давлением, а пропускной способностью газовой системы, то отношение изменений квадратов давлений на входах и выходах системы к произвольному скачку квадратов расхода на возмущенном входе дает систему коэффициентов влияния по давлению:

$$p_{ij}^2 = \frac{p_{j1}^2 - p_j^2}{q_i^2 - q_{i1}^2} = \frac{\Delta p_j^2}{\Delta q_i^2}.$$

Для всей газотранспортной системы получаем матрицу коэффициентов влияния по давлению

$$p^2 = \begin{vmatrix} p_{11}^2 p_{12}^2 & \dots & p_{1n}^2 \\ p_{21}^2 & \dots & p_{2n}^2 \\ \dots & \dots & \dots \\ p_{n1}^2 & \dots & p_{nn}^2 \end{vmatrix}.$$

Матрицы коэффициентов по давлению и пропускной способности между собой взаимосвязаны и характеризуют систему транспорта газа. Коэффициенты влияния по давлению и пропускной способности могут быть использованы при решении ряда задач, связанных с эксплуатацией газопровода, работающего в стационарном режиме; функция влияния — для анализа нестационарных режимов работы газопроводов. Для стационарных режимов работы газопроводов, описываемых в общем случае уравнениями Лапласа, формула Грина записывается в виде

$$\sum_{i=1}^n (q_i^2 \Delta p_i^2 - p_i^2 \Delta q_i^2) = 0,$$

где

$$\Delta p_i^2 = p_{i1}^2 - p_i^2$$

$$\Delta q_i^2 = q_{i1}^2 - q_i^2.$$

Отсюда следует формула для определения квадрата расхода на любом j -том входе или выходе при воздействиях на i входах или выходах

$$q_j^2 = \sum_{i=1}^n p_i^2 Q_{ji}^2 \quad (5.1)$$

и формула для определения квадрата давления

$$p_j^2 = \sum_{i=1}^n q_i^2 p_{ji}^2. \quad (5.2)$$

Коэффициенты влияния могут быть определены на основе эксплуатационных данных. Для нахождения матрицы коэффициентов приходится прибегать к замерам изменений давления и производительности в нескольких диапазонах времени $T_1, T_2, T_3, \dots, T_m$.

Для этих интервалов определяем квадраты расходов на входах и выходах системы $[q_i^2]$ и квадраты давлений $[p_i^2]$. Подставив в формулы (5.1) и (5.2) замеренные данные, получаем систему уравнений

$$[q_j]^2 = \sum_{i=1}^n [p_i]^2 Q_{ji}^2,$$

откуда находим коэффициенты влияния по расходу.

Из выражения

$$[p_j]^2 = \sum_{i=1}^n [q_i]^2 p_{ji}^2$$

находим величину p_{ji} .

Для рассмотрения нестационарных режимов системы газоснабжения необходимо использовать функции влияния. В этом случае нужно получить матрицы коэффициентов вида

$$Q_{ij}^2(t) = \frac{\Delta q_j^2(t)}{\Delta p_i^2} \quad \text{и} \quad p_{ij}^2(t) = \frac{\Delta p_j^2(t)}{\Delta q_i^2},$$

где

$$q_j^2(t) = q_j^2(t) - q_{j0}^2(t);$$

$$p_j^2(t) = p_j^2(t) - p_{j0}^2(t);$$

$\Delta p_i^2, \Delta q_i^2$ — скачкообразные воздействия на входе или выходе (индекс «0» означает первоначальный стационарный режим).

В этом случае имеем:

$$[q_j(t)]^2 = \sum_{i=1}^n [p_i]^2 Q_{ji}^2(t) = \sum_{i=1}^n f_i S_{ji}(t)$$

и

$$[p_j(t)]^2 = \sum_{i=1}^n [q_i]^2 p_{ji}^2(t) = \sum_{i=1}^n m_i h_{ij}(t),$$

где

$$f_i = [p_i]^2;$$

$$S_{ji} = Q_{ji};$$

$$m_i = [q_i]^2;$$

$$p_{ji} = h_{ij}.$$

Если краевые условия имеют произвольный вид, то, аппроксимируя их серией импульсных воздействий и далее используя интеграл Дюамеля

$$x(t) = \int_0^t x'(t) h(t-\tau) d\tau,$$

где $h(t-\tau)$ — функция влияния, $x'(t)$ — импульсное воздействие на входах и выходах системы, перейдем к формулам для анализа систем газоснабжения в нестационарном режиме

$$q_j^2(t) = \sum_{i=1}^n \int_0^t [f_i(\tau)]' S_{ji}(t-\tau) d\tau;$$

$$p_j^2(t) = \sum_{i=1}^n \int_0^t [m_i(\tau)]' h_{ij}(t-\tau) d\tau$$

или, если это удобнее,

$$q_j^2(t) = \sum_{i=1}^n \int_0^t f(t-\tau) S'(\tau) d\tau;$$

$$p_j^2(t) = \sum_{i=1}^n \int_0^t m(t-\tau) h'(\tau) d\tau.$$

Однако для определения функций влияния можно использовать лишь статистические методы, что ограничивает их возможности.

По данной методике были рассчитаны стационарные режимы для магистрального газопровода Серпухов — Ленинград длиной 803 км.

Опыт эксплуатации показывает, что первые пять участков газопровода работают в режиме, близком к стационарному. Последний участок (Новгород — Ленинград) характеризуется нестационарным режимом газопередачи, который усреднялся по площади. При определении коэффициентов влияния по расходу использовались значения расхода и давления, взятые на соответствующие моменты времени

из эксплуатационных журналов. Расчетами получено, например, для участка Волоколамск — Торжок:

$$Q_{11}^2 = -22,65; \quad Q_{12}^2 = 19,95; \quad Q_{13}^2 = 8,07;$$

$$Q_{21}^2 = -19,95; \quad Q_{22}^2 = -35,46; \quad Q_{23}^2 = 13,56;$$

$$Q_{31}^2 = 8,07; \quad Q_{32}^2 = 13,56; \quad Q_{33}^2 = -39,81.$$

Коэффициент Q_{21}^2 показывает, насколько увеличится расход на отводе к г. Калинин (индекс 2) при увеличении давления на входе газопровода (индекс 1) и т. д.

При апробации методики были получены следующие расходы. Например, для 11 января 1965 г. расходы для Волоколамска: расчетные $Q_p = 138,6$ м³/с, диспетчерские данные $Q_d = 133,0$ м³/с, $\Delta = 4,2\%$; для г. Калинина: $Q_p = 8,4$ м³/с, $Q_d = 7,9$ м³/с, $\Delta = 6,3\%$; для Торжка: $Q_p = 128,3$ м³/с, $Q_d = 125,2$ м³/с, $\Delta = 2,5\%$.

При вычислении расходов относительная погрешность расчетов колебалась от 1,5 до 14%.

Коэффициенты по давлению для участка Волоколамск — Торжок:

$$p_{11}^2 = -0,270; \quad p_{12}^2 = -1,181; \quad p_{13}^2 = -0,123;$$

$$p_{21}^2 = -0,181; \quad p_{22}^2 = -0,163; \quad p_{23}^2 = -0,090;$$

$$p_{31}^2 = -0,123; \quad p_{32}^2 = -0,090; \quad p_{33}^2 = -0,089.$$

При апробации методики получено:

для Волоколамска на выходе КС $p_p = 52,4$ кгс/см²; $p_d = 53,9$ кгс/см², $\Delta = 2,8\%$;

для г. Калинина $p_p = 42,2$ кгс/см²; $p_d = 44,2$ кгс/см²; $\Delta = 4,5\%$;

для Торжка на входе КС $p_p = 27,9$ кгс/см²; $p_d = 29,0$ кгс/см²; $\Delta = 3,8\%$, где p_p — расчетное давление; p_d — давление по данным диспетчерских служб. Относительная погрешность колеблется от 1 до 8%.

Г. М. Кочетковым [5.6] по данной методике для стационарного случая создана простая аналоговая модель.

Для k -того узла схемы зависимость между напряжениями и токами I записывается в виде:

$$\sum_{k=1}^{h=n} g_{ik} u_k = I_k,$$

где g_{ik} — проводимость элементов схемы, что сопоставимо с рассмотренным выше уравнением (5.4).

Путем установки проводимостей $g_{ik} = c_q Q_{ij}^2$ токов $I_i = c_q q_i^2$, напряжений $u_i = c_p p_i^2$, где c_q , c_p — коэффициенты пересчета, получаем:

$$q_{ij} \frac{c_q}{c_p c_q} = \sum_{i=1}^{i=n} p_i^2 Q_{ji}^2,$$

т. е. условиями тождественности исходных уравнений и уравнений аналоговой модели является критерий

$$\frac{c_q}{c_p c_Q} = 1.$$

Коэффициенты Q_i^* определяются рассмотренными методами для конкретного газопровода на основе данных эксплуатации.

Методика позволяет создать аналоговую машину-советчик для сложных систем газопроводов без компрессорных станций. Основной недостаток такого устройства состоит в том, что коэффициенты влияния необходимо определять при каждом изменении системы газоснабжения. Если же коэффициенты влияния определены и не корректируются, то при подключении новых потребителей газа, газопроводов или газовых месторождений ошибка возрастет.

3. ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕМЕНТОВ СДТГ, ОПИСЫВАЕМЫХ ОБЫКНОВЕННЫМИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМИ УРАВНЕНИЯМИ

Если выше были рассмотрены вопросы получения математического описания по данным эксплуатации или экспериментов без учета вида исходного уравнения, адекватного технологическому процессу, то далее производится оценка уравнений математического описания процесса, которые известны нам по более ранним теоретическим и экспериментальным исследованиям. Эти методы относятся к аналитическо-экспериментальным методам исследований технологических процессов. Технологические процессы сепарирования газа, его охлаждения и так далее можно описать дифференциальным уравнением

$$\sum_{j=0}^n a_j y_j = \sum_{i=0}^m b_i x_i; \quad m \leq n;$$

где $x_i = \frac{d^i x}{dt^i}; \quad i=0, 1, 2, 3, \dots, n; \quad y_j = \frac{d^j y}{dt^j}; \quad j=0, 1, 2, 3, \dots, m$

$x(t)$ — входное воздействие на процесс; $y(t)$ — изменение на выходе процесса; a_j, b_i — непрерывные функции.

Таким образом, задача заключается в нахождении величин a_j и b_i при известных и экспериментальных данных для функций $x(t)$ и $y(t)$.

Можно предложить такую схему вычисления коэффициентов дифференциального уравнения элемента.

Допустим, имеем систему

$$\frac{d^n y}{dt^n} + \dots + a_2 \frac{d^2 y}{dt^2} + a_1 \frac{dy}{dt} + a_0 y = b.$$

При $b = \text{const}$ на выходе системы получаем переходную характеристику $h(t)$; величину a_0 определяем при $x \rightarrow \infty$:

$$a_0 = \frac{y(\infty)}{b},$$

где $y(\infty)$ — установившееся значение выходного сигнала.

Далее находим величины $dy/dt; d^2y/dt^2; \dots; d^n y/dt^n$.

Коэффициенты $a_1, a_2, a_3, \dots, a_{n-1}$ подбираются таким образом, чтобы минимизировать отклонение величины x от функции, удовлетворяющей заданному дифференциальному уравнению. Так как $b = \text{const}$, то значения $a_1, a_2, a_3, \dots, a_{n-1}$ могут быть получены из условия минимизации интеграла квадрата ошибки, взятого от нуля до бесконечности. При этом

$$\Delta = \frac{d^n y}{dt^n} + \dots + a_1 \frac{dy}{dt} + a_0 y - b.$$

Однако этот метод может применяться, если порядок дифференциального уравнения невысок и характеристики элементов не претерпевают резких изменений в течение интервала времени, так как дифференцирование функции по экспериментальным данным невозможно. Целесообразно поэтому дифференцирование функций заменить интегрированием. Интегральный метод анализа опытных данных используется для опробывания обыкновенных дифференциальных уравнений путем интегрирования и сравнения искомых величин с экспериментальными зависимостями. Рассмотрим его применение для дифференциального уравнения первого порядка, описывающего некоторые процессы осушки газа:

$$\omega_A = - \frac{dx_A}{d\tau} = kf(x),$$

где x_A — концентрация исходного компонента A ; ω_A — скорость убывания величины x_A ; k — константа процесса.

Разделяя переменные, получаем:

$$- \frac{dx_A}{f(x)} = k d\tau.$$

Проинтегрировав это выражение, приходим к виду

$$- \int_{C_{A_0}}^{C_A} \frac{dx_A}{f(x)} = F(x_A) = k\tau,$$

где C_{A_0} и C_A — начальная и конечная концентрации компонента A .

Если левая часть аналитически не интегрируется, то величину y находят графическим интегрированием площади под кривой в координатах $1/f(x) \div x$. Если данная математическая модель соответствует технологическому процессу, график, построенный в координатах $F(C_A) \div \tau$, даст прямую линию с углом наклона, тангенс

которого равен k . В случае получения кривой необходимо принять другую математическую модель процесса. Так как величина k постоянна, зависимость между любым подинтегральным временем $F(C_A)$ и τ должна быть прямой линией, что является критерием адекватности взятых уравнений процессу.

Уравнение типа

$$\frac{dx}{dt} = -Cx^qy^p$$

необходимо прологарифмировать:

$$\lg\left(-\frac{dx}{dt}\right) = \lg C + q\left(\lg x + \frac{p}{q}\lg y\right).$$

По результатам эксперимента строится график зависимости $\lg(-dx/dt)$ от $\lg x$, где $dx/dt \approx \Delta x/\Delta t$.

Если же этот график близок к прямой линии, то величина p равна нулю. В противном случае к абсциссам $\lg x$ добавляют величину $p/q \lg y$ и путем подбора отношения p/q добиваются линейной зависимости $\lg(-dx/dt)$ от $\lg x + (p/q)\lg y$.

Далее находят величину q , равную тангенсу наклона прямой линии к оси абсцисс, порядок давления p при подобранном отношении p/q и, наконец, величину C .

Часто используют уравнения типа свертки для нахождения коэффициентов дифференциального уравнения.

Например, для уравнения

$$\frac{dy}{dt} + ay = bx,$$

где x и y — входные и выходные переменные процесса, проинтегрировав, получаем

$$y(t) - y(0) + a \int_0^t y(t) dt = b \int_0^t x(t) dt.$$

Решение относительно величины b при известных значениях a дает уравнение

$$b = \frac{a \int_0^t g(t) dt + y(t) - y(0)}{\int_0^t x(t) dt};$$

относительно величины a при известном значении b

$$a = \frac{b \int_0^t x(t) dt + y(0) - y(t)}{\int_0^t y(t) dt},$$

т. е. задача сводится к замеру входных $x(t)$ и выходных $y(t)$ величин и дальнейшего аналитического или графического их интегрирования.

Этот же метод можно распространить и на уравнения более высокого порядка, но в этом случае применить n -кратное интегрирование.

Если неизвестны и величина b , и величина a , то их находят путем подбора либо минимизации интеграла от ошибки «невязки». Например, для уравнения типа

$$\frac{dy}{dt} = f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_j, \dots, x_m; C_1, C_2, C_3, \dots, C_j, \dots, C_m)$$

при поиске неизвестных постоянных C_j можно применить критерий минимума суммы квадратов «невязки» по всем переменным m и по всем эксплуатационным или экспериментальным данным d :

$$I = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^d \left[\left(\frac{dy}{dt} \right)_{\text{опыт}} - \right.$$

$$\left. - f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_m; C_1, C_2, C_3, \dots, C_m) \right]^2 = \min.$$

Чтобы найти минимум интеграла «невязки», можно применить для линейных уравнений метод множителей Лагранжа. Для нелинейных поиск минимума может осуществляться методами нелинейного программирования (методом градиента, наискорейшего спуска и т. д.).

Рассмотрим метод оценки параметров дифференциальных уравнений с помощью минимизации интеграла «невязки» на примере уравнения второго порядка, которыми, например, описываются процессы при регулировании давления газа:

$$\frac{dx_1}{dt} = -k_1x_1;$$

$$\frac{dx_2}{dt} = k_1x_1 - k_2x_2$$

при начальных условиях $x_1(0) = 1$; $x_2(0) = 0$. По результатам двух экспериментов для $x_{2\text{эксп}}$ при $10 \leq t \leq 320$ мин получены следующие данные, сведенные в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Экспериментальные значения k_2

Время t , мин	Номер эксперимента	
	1	2
10	0,192	0,140
20	0,144	0,240
40	0,423	0,308
80	0,421	0,405
100	0,407	0,464
320	0,271	0,223

Оценка дисперсий отдельных измерений

$$\bar{\sigma}^2 = \frac{S_{\min}}{n - m};$$

$$S_{\min} = \sum_{i=0}^n (x_{2 \text{ эксл}} - x_2)^2,$$

где $n - m = 12 - 6 = 6$ — число степеней свободы.

Отсюда

$$\bar{\sigma}^2 = \frac{0,0155}{6} = 0,00258.$$

На основании априорных данных о процессе с целью уменьшения ожидаемой вариации параметры k_1 и k_2 были заменены величинами

$$\theta_1 = 3 + \lg k_1;$$

$$\theta_2 = 3 + \lg k_2.$$

Величины θ_1 и θ_2 искались путем минимизации функции

$$F(\theta_1, \theta_2) = \sum_{i=0}^6 [x_{2 \text{ эксл}} - x_2]^2,$$

где $x_{2 \text{ эксл}}$ — среднее значение x_2 для двух экспериментов. Величина x_2 получалась путем интегрирования исходной системы уравнений с интервалом в 1 мин при известных значениях k_1 и k_2 для начальных величин $\theta_1 = \theta_2 = 1,19$.

Для минимизации использовалась схема Рунге — Кутты. Проводилась 41 итерация, но минимум с точностью 3% был достигнут после 24 итераций; при этом получено: $\theta_1 = 1,0759$; $\theta_2 = 0,8196$.

Поиск, осуществленный методом наискорейшего спуска, после 23 итераций дал значения: $\theta_1 = 1,072$; $\theta_2 = 0,819$. Другой метод основан на вычислении доверительных областей и интервалов, используемых, в частности, в задачах планирования экспериментов [5.7].

В настоящее время предложено значительное число методов оценки параметров дифференциальных уравнений с использованием вычислительных цифровых и аналоговых машин, но они чаще всего трудны для реализации и поэтому нами не рассматриваются. В случае неточных измерений используются статистические методы оценки параметров. Наиболее просто, но не для всех случаев, проблема оценки параметров решается путем выделения детерминированной составляющей и последующей статистической оценки влияния случайной составляющей.

В качестве критерия при этом часто используется метод максимального правдоподобия [5.8]: при недостаточно точных замерах отдается предпочтение тем замерам, которые представляются наи-

более правдоподобными на основе заданных величин. Совместная плотность вероятности равна

$$L(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n; \alpha) = \prod_{i=1}^n f(x_i, \alpha),$$

где α — постоянный параметр, величину которого требуется оценить.

В ряде случаев максимизацию функции правдоподобия можно осуществить, решая уравнение

$$\frac{\partial \ln L}{\partial \alpha} = \frac{\partial}{\partial \alpha} \sum_{i=1}^n \ln [f(x_i, \alpha)] = 0.$$

Часто аналитическое решение получить трудно, и тогда для нахождения максимума функции правдоподобия прибегают к численным или графическим расчетам. Иногда в качестве критерия используют доверительные интервалы, т. е. такие, которые с заданной точностью гарантируют нахождение точек искомой функции внутри этих интервалов либо вводят функцию условного риска.

4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ДАННЫХ ПРИ ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ СДТТ

Выше были рассмотрены методы анализа нестационарных процессов в газопроводах: конечно-разностный, автомодельный, статистический, Фурье, метод с использованием интегральных преобразований и тому подобные, не однозначные по точности и затратам машинного времени. Последнее обстоятельство при имеющемся парке вычислительных машин резко ограничивает возможности разработанных методов, и они чаще всего применяются эпизодически. В основе этих методов лежат с той или иной модификацией уравнения движения газа в частных производных, решение которых всегда имеет при необходимой точности весьма громоздкий вид. В то же время анализ краевых условий газопровода позволяет нам для задач диспетчерской службы на основе частотных методов «развязать» временные и заменить для данного участка газопровода уравнения в частных производных некоторыми эквивалентными обыкновенными дифференциальными, что приводит к значительному выигрышу машинного времени, а следовательно, расширяет объем решаемых задач.

Решение операторными методами известных уравнений движения газа (4.3) при начальных условиях $p(x, 0) = 0$; $G(x, 0) = 0$ имеет вид:

при краевых условиях $G(0, t)$ и $p(0, t)$

$$G(l, s) = G(0, s)N - p(0, s) \frac{M}{H};$$

$$p(l, s) = -G(0, s)MH + p(0, s)N; \quad (5.3)$$

$$N = \text{ch} \frac{l}{c} \sqrt{s^2 + ks}; \quad M = \text{sh} \frac{l}{s} \sqrt{s^2 + ks};$$

$$H = \frac{c}{F} \sqrt{\frac{s+k}{s}},$$

где l — длина трубопровода; s — оператор дифференцирования; при крайних условиях $G(l, t)$ и $p(l, t)$

$$\begin{aligned} G(0, s) &= G(l, s)N + p(l, s) \frac{M}{H}; \\ p(0, s) &= G(l, s)MN + p(l, s)N; \end{aligned} \quad (5.4)$$

при крайних условиях $p(l, t)$ и $G(0, t)$

$$\begin{aligned} p(0, s) &= [p(l, s) + G(0, s)MH] \frac{1}{N}; \\ G(l, s) &= [G(0, s) - p(l, s) \frac{M}{H}] \frac{1}{N}; \end{aligned} \quad (5.5)$$

при крайних условиях $G(l, t)$ и $p(0, t)$

$$\begin{aligned} p(l, s) &= [-G(l, s)MH + p(0, s)] \frac{1}{N}; \\ G(0, s) &= [G(l, s) + p(0, s) \frac{M}{H}] \frac{1}{N}. \end{aligned} \quad (5.6)$$

Используя операторы связи $\text{ch}(\alpha l) = H$; $\text{sh}(\alpha l) \alpha \beta = MH$; $\text{sh}(\alpha l) \frac{1}{\alpha \beta} = \frac{M}{H}$ (где $\alpha = \frac{1}{c} \sqrt{s^2 + ks}$; $\beta = \frac{c}{Fs}$) как графы, получаем схемы, приведенные на рис. 5.3, а—г.

Из рассмотрения операторных уравнений (5.3)—(5.6) следует, что их решение можно свести к одной схеме, рассчитав значения

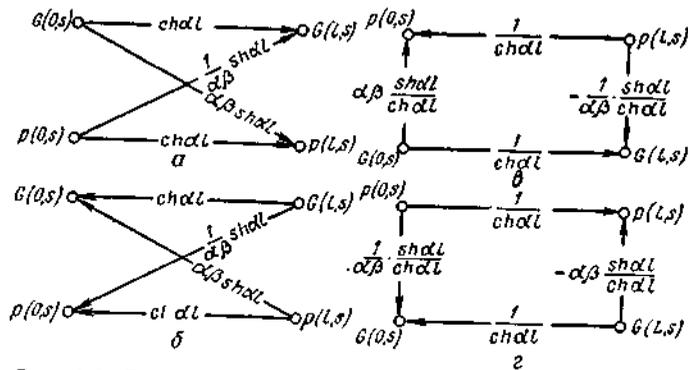


Рис. 5.3. Графы участка газопровода при различных крайних условиях в плоскости оператора $s = d/dt$:

а — для уравнения (5.3); б — для уравнения (5.4); в — для уравнения (5.5); г — для уравнения (5.6)

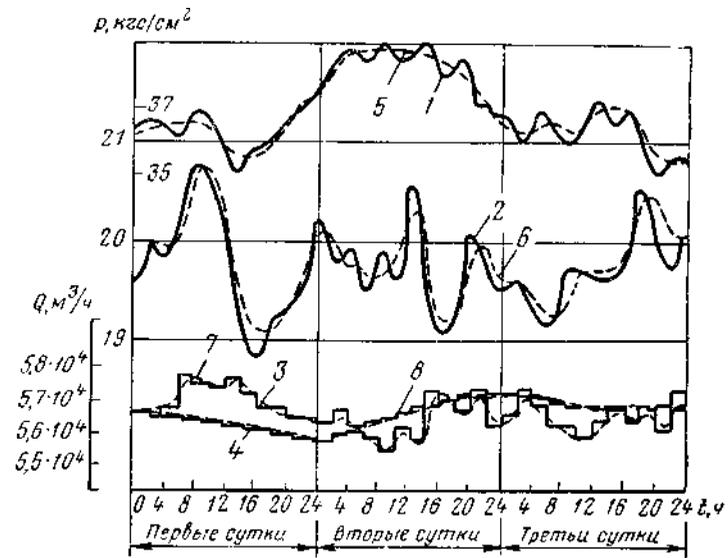


Рис. 5.4. Данные диспетчерской службы (1—4) и их аппроксимации (5—8) при $n = 6$:

1, 5 — давление на выходе КС; 2, 6 — то же, на входе КС; 3, 7 — объемная производительность на входе КС; 4, 8 — то же, на выходе КС

$N \div F_{1A}(t)$; $MH \div F_{2A}(t)$; $M/H \div F_{3A}(t)$ и применив далее интеграл свертки

$$L^{-1}(f_1(s) * f_2(s)) = \int_0^t f_1(\tau) f_2(t-\tau) d\tau = \int_0^t f_1(t-\tau) f_2(\tau) d\tau.$$

Так как прямое применение обратного преобразования ведет к неустойчивости решения из-за функции $\exp \frac{l}{c} \sqrt{s^2 + ks}$, приходится вводить упрощающие положения, но и при этом временное решение имеет громоздкий вид.

Для нахождения эквивалентных операторов связи $F_{1A}(s)$; $F_{2A}(s)$; $F_{3A}(s)$ используем, как наиболее простую, схему (5.3). При этом получаем:

$$F_{1A}(s) = N = \frac{G(l, s) - \frac{p(0, s)}{G(0, s)} H^2 p(l, s)}{G(0, s) - \frac{p(0, s)}{G(0, s)} H^2}.$$

Искать величину M нецелесообразно, так как в этом случае появится оператор вида \sqrt{s} , что затруднит отыскание решения:

$$F_{2A}(s) = MH = \frac{p(0, s) F_{1A}(s) - p(l, s)}{G(0, s)};$$

$$F_{3A}(s) = \frac{M}{H} = \frac{G(0, s) F_{1A}(s) - G(l, s)}{p(0, s)}.$$

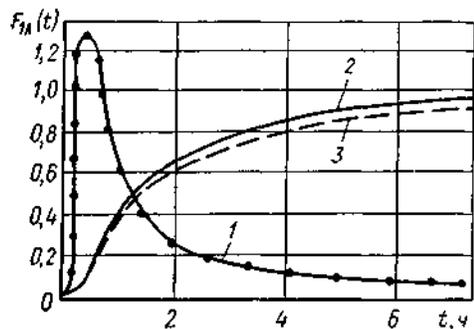


Рис. 5.5. Импульсная 1 и переходные 2, 3 динамические характеристики участка газопровода:

1, 2 — по диспетчерским данным; 3 — по аналитическим формулам

Порядок получения эквивалентных уравнений для уравнений в частных производных следующий:

1. Разложение краевых условий в ряд Фурье и представление их в комплексной форме. На основании анализа диспетчерских данных нескольких газопроводов (Северный Кавказ — Москва, Белоусово — Ленинград, Бухара — Урал) получено, что краевые условия носят квазипериодический характер (рис. 5.4) и внутри месячного диапазона достаточно точно разлагаются в ряды Фурье; при этом достаточно шести членов ряда при точности аппроксимации выше 4%. Целесообразно в указанном случае использовать схему Филлона [5.9].

При отсеченном стационарном режиме граничные условия будут

$$\Phi_A(t) = \sum_0^{n=6} B_n \sin \omega_n t + \sum_0^{n=6} C_k \cos \omega_k t,$$

в операторной форме

$$\Phi_A(s) = \sum_0^{n=6} B_n \frac{\omega_n}{s^2 + \omega_n^2} + \sum_0^{n=6} C_k \frac{s}{s^2 + \omega_k^2}.$$

2. Вычисление взаимных операторов связи $F_{1A}(s)$; $F_{2A}(s)$; $F_{3A}(s)$.

3. Получение временных решений, в частности импульсных переходных функций $F_{1A}(t)$; $F_{2A}(t)$; $F_{3A}(t)$, применением численного обратного преобразования Лапласа [2.52]. Функция $F_{1A}(t)$ в безразмерном виде для данных на рис. 5.4 показана на рис. 5.5. Полученные функции $F_{1A}(t)$; $F_{2A}(t)$; $F_{3A}(t)$ используются при решении конкретных задач диспетчерской службы для разных краевых условий с использованием интеграла свертки в комплексной или временной форме.

Физически функция $F_{1A}(t)$ для схемы (5.3) — это реакция системы по пропускной способности или давлению при $x = l$ на единичный импульс пропускной способности или давления при $x = 0$ и отсеченном стационарном режиме; функция $F_{3A}(t)$ — то же, на скачок давления; $F_{2A}(t)$ — реакция по давлению при $x = 0$ на импульс пропускной способности при $x = 0$. Тогда

для выражения (5.3)

$$\begin{pmatrix} G(l, t) \\ p(l, t) \end{pmatrix} = \int_0^t \begin{pmatrix} F_{1A}(\tau) & -F_{2A}(\tau) \\ -F_{3A}(\tau) & F_{1A}(\tau) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} G(0, t-\tau) \\ p(0, t-\tau) \end{pmatrix} d\tau;$$

для уравнения (5.4)

$$\begin{pmatrix} G(0, t) \\ p(0, t) \end{pmatrix} = \int_0^t \begin{pmatrix} F_{1A}(\tau) & F_{2A}(\tau) \\ F_{3A}(\tau) & F_{1A}(\tau) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} G(l, t-\tau) \\ p(l, t-\tau) \end{pmatrix} d\tau;$$

для формулы (5.5)

$$\begin{pmatrix} p(0, t) \\ G(l, t) \end{pmatrix} = \int_0^t \begin{pmatrix} \varphi(\tau) & \psi(\tau) \\ -\chi(\tau) & \varphi(\tau) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} p(l, t-\tau) \\ G(0, t-\tau) \end{pmatrix} d\tau,$$

где

$$\varphi(\tau) = L^{-1}\left(\frac{1}{F_{1A}(s)}\right); \quad \psi(\tau) = L^{-1}\left(\frac{F_{2A}(s)}{F_{1A}(s)}\right); \quad \chi(\tau) = L^{-1}\left(\frac{F_{3A}(s)}{F_{1A}(s)}\right);$$

для уравнения (5.6)

$$\begin{pmatrix} p(l, t) \\ G(0, t) \end{pmatrix} = \int_0^t \begin{pmatrix} -\psi(\tau) & \varphi(\tau) \\ \varphi(\tau) & \chi(\tau) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} G(l, t-\tau) \\ p(0, t-\tau) \end{pmatrix} d\tau.$$

Ошибка замены исходных уравнений движения газа эквивалентными не выходит за пределы ошибки аппроксимации краевых условий. Представление решений в терминах графов позволяет использовать результаты для анализа сложных систем газопроводов.

Данная методика расчета нестационарных процессов в газопроводах снижает затраты машинного времени более чем в 5 раз по сравнению с методом интегральных преобразований [5.10].

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ЗНАЧЕНИЙ КОЭФФИЦИЕНТА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ ПО ДИСПЕТЧЕРСКИМ ДАННЫМ

При планировании режимов работы магистральных газопроводов важно установить значения коэффициентов гидравлического сопротивления с учетом текущего состояния газопровода.

Имеются методики, основанные на стационарных формулах [5.11] или методах математической статистики [5.12]. Использование диспетчерских данных, отражающих текущее состояние газопровода, необходимо во всех случаях, когда отсутствует возможность проводить специальные эксперименты по определению параметров

газопровода. В расчетные формулы входят осредненные величины T_{cp} , t_{cp} , v_{cp} , изменение которых также сказывается на точности определения величины λ . Наиболее рационально применение интегральных методов в том или ином виде.

Газопроводы Советского Союза работают в нестационарных или близких к стационарным периодических режимах. Использование стационарных формул вида

$$\lambda = \frac{p_1^2 - p_2^2}{qAt},$$

где A — амплитуда отклонений от средних значений A_{cp} ; $A = \frac{\Delta T_{cp} z_{cp}}{103,452D^5}$, подразумевают среднеинтегральное осреднение величин p_1 , p_2 , q за время T . Ошибка определения коэффициента λ при любом времени осреднения мала лишь при малых изменениях параметров транспорта газа ($A/A_{cp} < 1,1$).

Это условие выполняется, например, для газопровода Саратов — Горький — Черновец. В [5.12] предлагается при изменениях величин p_1 , p_2 , q находить коэффициент λ для каждого их значения с отсчетом через 1 ч и затем строить доверительный интервал определения величины λ ; колебания при изменении числа отсчетов вдвое достигли 30% ее значения.

Таким образом, время отсчета существенно сказывается на точности определения величины τ . Кроме того, коэффициент λ зависит от ошибки осреднения величин T_{cp} и z_{cp} .

Неточное задание коэффициента λ для оперативных расчетов приводит к значительным ошибкам. Поэтому ниже наряду с уточнением известных методик рассмотрим новые, позволяющие определять величину λ при нестационарном режиме.

Осреднение величин p_1 , p_2 , q на недостаточно длинном диапазоне приводит к таким результатам, при которых точность расчетов лежит в пределах точности измерений. Ясно, что чем больше диапазон времени T , тем точнее результат. Эффект запаздывания при снятии показаний не сказывается при большом времени T . При расчетах переходных процессов получено, что время стабилизации газопровода не больше 6—8 ч на 100 км (при $D = 1$ м). Для большинства магистральных газопроводов отсчет диспетчерских данных производится через 2—3 ч. Поэтому величину T целесообразно принять равной порядка 5—7 дней (60—100 значений). Для магистральных газопроводов с параметрами $D \geq 0,7$ м и $L > 200$ км величину λ можно определять для каждого дня, смещая исходные значения на одно вперед.

Осреднение можно производить методом наименьших квадратов, потребовав соблюдение условия

$$\sum [p_i^2(t) - p_{cp}^2(t)] \rightarrow \min,$$

либо обычным среднеинтегральным

$$p_{cp}(t) = \frac{1}{\tau} \int_0^{\tau} p_1(t) dt$$

и т. д.

Рассмотрим методику определения величины τ при существенно нестационарных процессах. Для описания длинных газопроводов при $p_1/p_2 < 2$ справедливы известные уравнения

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{k}{F} G; \quad -\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{c}{F} \cdot \frac{\partial G}{\partial t}, \quad (5.7)$$

где $G = \rho v F$,
или

$$\frac{\partial p}{\partial t} - k \frac{\partial p^2}{\partial x^2} = 0, \quad \text{где } k = \frac{c^2}{2a};$$

$2a = \frac{\lambda v_{cp}}{2D}$ — коэффициент линеаризации;

$$v_{cp} = \frac{2}{3} (v_1 + 2v_0);$$

v_1 и v_0 — осредненные скорости газа в начале и конце газопровода.

Величину v можно определить достаточно точно:

$$v = \frac{1}{\tau \rho F} \int_0^{\tau} G(t) dt.$$

Для определения величины

$$\lambda = \frac{2c^2 D}{k v_{cp}}$$

используем метод понижения порядка производных зависимых переменных до такой величины, которая соответствует порядку измеряемых переменных [5.13].

При этом исключается необходимость дифференцировать измеряемые переменные, что является затруднением при неточных дискретных измерениях.

Метод заключается в следующем:

1. Задаемся видом уравнений в частных производных, описывающих технологический процесс. В них входят постоянные параметры, например для уравнения движения газа таким параметром может быть коэффициент линеаризации

$$2a = \frac{\lambda v_{cp}}{2D}.$$

2. Умножаем обе части исходного уравнения на диагональную матричную функцию $\Phi(x)$ m -го порядка, которая зависит от вида

дифференциальных уравнений в частных производных и характера измеряемых данных. Указываем область, в которой заданы уравнения и составляем интеграл

$$\int_0^L (\Phi R) dx = 0, \text{ где } R = f\left(p, \frac{\partial p}{\partial x}, \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}, \dots, \frac{\partial^n p}{\partial x^n}; x, c\right) = 0,$$

который вычисляем интегрированием по частям (c — неизвестные параметры, подлежащие определению). Тогда получаются члены двух типов: интегралы, содержащие зависимые переменные в том виде, в каком находятся эти переменные при измерениях, и неинтегральные выражения, определяемые на границе области изменения пространственной и временной переменной. Эти члены представляют собой взвешенные краевые условия.

3. Выбираем матрицу функций $\Phi(x, t)$ таким образом, чтобы все неинтегральные члены на границе заданной области изменения величины x обратились в нуль. Это необходимо, так как значения этих членов трудно вычислимы при недостаточно точных измерениях краевых условий. Чаще всего функции $\Phi(x, t)$ имеют вид периодических, один член которых имеет вид $\left[\sin \frac{k\pi x}{L}\right]^\mu$, где μ — наивысший порядок дифференцирования p по x , а другой $\left[\frac{\sin \eta \pi t}{T}\right]^\eta$, где η — наивысший порядок дифференцирования p по t , причем $k = 1, 2, 3, \dots$

4. Определяем результаты измерений оставшейся интегральной части. В результате получаем систему алгебраических уравнений относительно постоянных параметров, в нашем случае k .

5. Параметры целесообразно находить по методу наименьших квадратов для уменьшения влияния ошибок измерений. Дискретный набор данных целесообразно представлять в виде аналитических функций пространственных переменных, например в виде полиномиальной зависимости.

Уравнение (5.7) необходимо умножить на функцию

$$\Phi(x) = \sin^n \alpha x \sin^q \beta t,$$

где

$$\alpha = \frac{n\pi}{L};$$

$$n = 1, 2, 3, \dots, N; \Delta x = \frac{N}{L}; \beta = \frac{m\pi}{T}; m = 1, 2, 3, \dots, M; \Delta t = \frac{T}{M};$$

T — диапазон измерений во времени.

Для нашего случая при $\mu = 2$ и $\eta = 1$ имеем:

$$\Phi(x) = \sin^2 \alpha x \sin \beta t.$$

После умножения получаем члены двух типов: содержащие интегралы зависимых переменных в том виде, в каком они определяются в процессе измерений, и интегральные выражения, вычисленные на границе области изменения пространственной и временной коор-

динат. При данном выборе функции $\Phi(x)$ последние обращаются в нуль. Тогда для уравнения

$$\frac{\partial p(x, t)}{\partial t} - c \frac{\partial^2 p(x, t)}{\partial x^2} = 0$$

получаем:

$$-\beta \int_0^L \sin^2 \alpha x dx \int_0^T p(x, t) \cos \beta t dt - \\ - 2\alpha^2 k \int_0^T \sin \beta t dt \int_0^L p(x, t) \cos 2\alpha x dx = 0.$$

Для нахождения величины k достаточно одного ряда значений функции $p(x, t)$ при определенных коэффициентах α и β . Однако результат численного интегрирования неточен вследствие ошибок измерений и самого процесса интегрирования. Поэтому, задаваясь несколькими рядами значений α и β , усредняем величину k методом наименьших квадратов и далее определяем:

$$k = \frac{2c^2 D}{kv_{cp}}.$$

Для магистральных газопроводов регистрирующая аппаратура расположена через 30—40 км по трассе, т. е. $x = 30$ —40 км или $N = 4$ —5 для участков между КС; по времени t ограничений не имеется.

Можно далее уточнить величину k , учтя изменение скорости газа v по трассе газопровода в виде

$$\frac{1}{v} = \varphi_1 + \varphi_2 x + \varphi_3 x^2.$$

В этом случае ограничения по перепаду давлений отсутствуют. Тогда исходное уравнение имеет вид

$$\frac{\partial p(x, t)}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x} (f + f_2 x + f_3 x^2) \frac{\partial^2 p(x, t)}{\partial x^2} = 0,$$

где

$$f + f_2 x + f_3 x^2 = (\varphi_1 + \varphi_2 x + \varphi_3 x^2) \frac{2D}{\lambda}.$$

Находим выражение для нахождения величин f_1, f_2, f_3 :

$$\int_0^L \sin^2 \alpha x dx \int_0^T \beta \cos \beta t p(x, t) dt - \int_0^T \sin \beta t dt \int_0^L \left[\frac{\partial^2}{\partial x^2} (f_1 \sin^2 \alpha x + \right. \\ \left. + f_2 x \sin^2 \alpha x + f_3 x^2 \sin^2 \alpha x) - \frac{\partial}{\partial x} (f_2 \sin^2 \alpha x + 2f_3 x \sin^2 \alpha x) p(x, t) \right] dx = 0.$$

Недостаток метода состоит в том, что необходимо знать расходы по крайней мере в трех точках трассы для нахождения коэффициентов аппроксимирующего многочлена $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3$, что на практике не всегда достижимо.

При известных величинах $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3$ и найденных методом наименьших квадратов величинах f_1, f_2, f_3 получаем:

$$\lambda = \frac{f_1 + f_2 x + f_3 x^2}{(\varphi_1 + \varphi_2 x + \varphi_3 x^2) 2D} \cdot$$

В этом случае решение уравнения (5.7) довольно громоздко, а уточнение лежит для эксплуатационных задач чаще всего в пределах до 3%, для больших перепадов давлений до 8—10%.

Для сравнения рассмотренных методов были использованы данные диспетчерской службы газопроводов для $l = 28,6$ км, $D = 0,15$ м, $T_{cp} = 282$ К. Величина N колебалась от 3 до 5. Число отсчетов по времени равно 120. Шаг отсчета, зависящий от величин D и l , был принят равным 10 мин на основе спектрального анализа и использования теоремы Котельникова [5.14]. Диапазон отсчета времени T равен 20 ч. Получены следующие величины λ :

При осреднении по методу наименьших квадратов	0,0223 ± 0,0008
При среднеинтегральном осреднении	0,0181 ± 0,0007
По методу понижения порядка дифференциальных уравнений	0,0185 ± 0,0006
С учетом переменности скорости по длине	0,0198 ± 0,0006

Существенное влияние на конечные результаты оказывает диапазон по времени. Для 30 отсчетов ошибка достигает 30%, величины λ при $n = 120$, для 60 отсчетов — 10—12%.

6. АНАЛИЗ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ В МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ МЕТОДАМИ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ДИНАМИКИ

Во многих работах рассмотрена аналитическая модель неустановившихся процессов в участках магистрального газопровода и сравнена для ряда случаев с экспериментальными данными и результатами, полученными конечно-разностным методом. Однако открытыми остаются вопросы влияния на точность расчета распределенных по длине неоднородностей трубы, параметров, учет которых аналитически если не невозможен, то весьма труден, и др. Поэтому целесообразно оценить точность аналитической модели по эксплуатационным данным диспетчерских служб, что и сделано ниже с помощью статистических методов.

При наличии неоднородностей (сужения, расширения, краны, ответвления, изгибы и т. д.) в нитке происходит размножение гидравлических волн. Каждый раз, когда волна встречается с неоднородностью, возникают две волны — преломленная (проходящая) и отраженная. С расстоянием число отраженных волн растет и картина процесса вскоре усложняется настолько, что проследить за ее дальнейшим развитием невозможно. Одновременно происходит уменьшение отдельных волн за счет их дисперсии и многократного отражения.

Поэтому сказать, что первоначальная волна может превращаться в мелкую беспорядочную «рябь». При таких условиях proceeds за отдельной волной уже трудно, но это не означает, что исследование режима нитки вообще невозможно. Необходимо лишь изменить метод исследования. Мы имеем дело с массовым явлением до длины нитки, с совокупностью весьма большого числа объектов. Такого рода явления, как известно, изучаются статистическими методами. Мы не в состоянии различить поведение отдельных составляющих, но можем говорить о статистических усреднениях, которые нас устраивают (например, об описании состояния некоторого объема газа через его давление, температуру и т. д.). При этом всякая реальная нитка имеет и случайные неоднородности, возникающие из-за различных условий эксплуатации и монтажа, качества подготовки газа, продолжительности эксплуатации и других факторов, которые в основном распределены случайно по длине нитки. Поэтому помимо отражений от неоднородностей, которые мы можем различить (например, от места сужения или установки задвижки на трубопроводе), будут образовываться расплывчатые отражения. В сумме первичные и вторичные отражения, а также изменения параметров от случайных неоднородностей, складываясь, образуют затухающий «хвост», следующий за основным возмущением, который может сильно искажать картину на сколько-нибудь длинных нитках. В связи с изложенным выше представляется целесообразным сопоставить аналитический и статистический методы с точки зрения учета влияния дробления, преломления и отражения гидравлических волн и их случайных

составляющих.

При анализе аналитическим методом мы вынуждены пренебречь учетом всех неоднородностей и должны рассмотреть только основные из них, так как при этом аналитический метод становится слишком сложным для анализа неустановившихся процессов. Однако статистический метод имеет также погрешности из-за применимости его только для стационарных случайных процессов и конечности времени реализации. Основные идеи метода анализа нестационарных процессов в магистральном газопроводе приложимы к аналитическому, статистическому или любому другому методу; весь вопрос только в степени идеализации операторов связи. При аналитическом методе мы учитываем более точно краевые условия, при статистическом они не должны выходить за пределы тех условий, которые были при снятии математической модели. Окончательные выводы и сравнения будут сделаны ниже.

Определение динамических характеристик магистрального газопровода статистическим методом

В общем случае выходные сигналы многосвязной системы определяются как функции многих переменных: $y_i(t) = f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n; t)$. При решении практических задач выделяют наиболее

существенные главные внутренние связи. На основании опыта эксплуатации магистрального газопровода мы ограничились связями между параметрами $G(t)$ и $U(t)$ входа и выхода. Необходимость применения статистического метода для определения характеристик газопровода в нестационарном (динамическом) режиме диктуется как изложенными выше причинами, так и невозможностью проведения эксперимента на реальном газопроводе в связи с большими экономическими издержками. Статистический метод определения динамических характеристик обладает широкими возможностями для применения в процессе нормальной эксплуатации системы. Во-первых, он позволяет решить задачу в тех случаях, когда обычные (нестатистические) методы неприменимы вследствие недопустимо низкой точности измерений, в том числе при наличии шумов. Во-вторых, этот метод может быть использован и тогда, когда обычные методы принципиально не могут быть применимы, например для связанных между собой систем в случаях поступления на входы системы неизвестных возмущающих воздействий.

Путем центрирования реализаций случайного процесса устраняется нестационарность, связанная с изменениями математического ожидания, в которую входит и систематическая ошибка приборов. Использование статистического метода позволяет определить поведение сложных систем в динамике со многими входами и выходами в процессе нормальной эксплуатации, получать текущие характеристики и таким образом учитывать изменение динамических свойств объектов во времени. Он рассматривает также сложные системы, как «черные ящики» — устройства, внутреннее строение которых неизвестно, но чьи динамические свойства вскрываются полностью без необходимости их аналитического описания дифференциальными уравнениями.

Основной недостаток пассивного статистического метода — большой объем исходной информации, а также трудоемкая процедура обработки этих данных, которая успешно преодолевается с помощью ЦВМ. Другим ограничением применения статистического метода является то, что он подробно разработан только для стационарных случайных процессов. Вероятностный процесс называется строго стационарным, если его статистические свойства, т. е. характеризующие их функции распределения любого порядка, не зависят от начала отсчета времени. Для очень большого числа практических задач корреляционная функция R_{xx} — недостаточно полная статистическая характеристика стационарного случайного процесса. В рамках этого подхода считают стационарными случайные процессы, у которых средние значения и дисперсия не зависят от времени, а корреляционная функция зависит только от разности двух моментов времени. Стационарность в этом (так называемом широком) смысле не тождественна строго стационарным процессам. Однако для распространенного класса стационарных нормальных случайных процессов знание только корреляционной функции полностью определяет многомерные распределения, т. е. для нормальных процессов

понятия стационарности в строгом и широком смысле совпадают. Для стационарного случайного процесса справедлива эргодическая гипотеза. Согласно ей любая статистическая характеристика, полученная усреднением по множеству возможных реализаций, с вероятностью, сколько угодно близкой к единице, может быть определена усреднением за достаточно большой промежуток времени из одной единственной реализации случайного процесса, т. е. усреднение по времени равняется усреднению по множеству реализаций. Следствием этой гипотезы является возможность всех необходимых наблюдений на одном объекте, если эти наблюдения проводятся достаточно долго. Необходимое и достаточное условие эргодичности стационарного случайного процесса описывается уравнением

$$\lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T \left(1 - \frac{\tau}{T}\right) R_{xx}(\tau) d\tau \rightarrow 0,$$

где $R_{xx}(\tau)$ — корреляционная функция.

Практически эргодичность обеспечивается для стационарного случайного процесса, если $R_{xx}(\tau) \rightarrow 0$ при $\tau \rightarrow \infty$.

Обычно также предполагают, что внутренние шумы статистически не зависят от внешних воздействий, т. е. не коррелированы с ними. В основе статистического метода лежит следующее: если $x(t)$ — воздействие на входе, $y(t)$ — воздействие на выходе, $x(t)$ и $y(t)$ — стационарные случайные процессы, то справедливо интегральное уравнение

$$R_{yx}(\tau) = \int_0^{\infty} R_{xx}(\tau - t) g(t) dt,$$

где $R_{yx}(\tau)$, $R_{xx}(\tau - t)$ — соответственно взаимно- и автокорреляционные функции; $g(t)$ — искомая импульсная переходная функция.

Процесс обработки состоит из следующих этапов:
запись случайных сигналов на входе и выходе объекта;
вычисление корреляционной функции входного и взаимно-корреляционной функции выходного сигналов;

решение основного интегрального уравнения относительно функции $k(t)$ или в частотной области относительно функции $\Phi(j\omega)$.

Статистический способ определения динамических характеристик объектов в процессе их нормальной эксплуатации называют методом множественного корреляционного анализа [5.15]. В нашем случае необходимо решить систему интегральных уравнений.

Так как $Q_{вх}(t)$ и $P_{вх}(t)$ — возмущения на входе, то

$$Q_{вых}(t) = \int_0^{\infty} Q_{вх}(\tau - t) g_1(t) dt + \int_0^{\infty} P_{вх}(\tau - t) g_2(t) dt;$$

$$P_{вых}(t) = \int_0^{\infty} Q_{вх}(\tau - t) g_3(t) dt + \int_0^{\infty} P_{вх}(\tau - t) g_4(t) dt.$$

Умножая обе части равенства на величины $\frac{1}{T} Q_{вх}(t)$ и $\frac{1}{T} P_{вх}(t)$

и интегрируя по t , получаем систему линейных интегральных уравнений, связывающих четыре импульсные переходные функции:

$$R_{Q_{вх}, Q_{вх}}(\tau) = \int_0^{\infty} R_{Q_{вх}}(\tau-t) g_1(t) dt + \int_0^{\infty} R_{P_{вх}, Q_{вх}}(\tau-t) g_2(t) dt;$$

$$R_{Q_{вх}, P_{вх}}(\tau) = \int_0^{\infty} R_{Q_{вх}, P_{вх}}(\tau-t) g_1(t) dt + \int_0^{\infty} R_{P_{вх}}(\tau-t) g_2(t) dt;$$

$$R_{P_{вх}, Q_{вх}}(\tau) = \int_0^{\infty} R_{Q_{вх}}(\tau-t) g_3(t) dt + \int_0^{\infty} R_{P_{вх}, Q_{вх}}(\tau-t) g_4(t) dt;$$

$$R_{P_{вх}, P_{вх}}(\tau) = \int_0^{\infty} R_{P_{вх}, P_{вх}}(\tau-t) g_3(t) dt + \int_0^{\infty} R_{P_{вх}}(\tau-t) g_4(t) dt.$$

Однако, как будет видно из графиков корреляционных функций, полученных по экспериментальным данным, корреляционная связь между величинами $P_{вх}$ и $Q_{вх}$ отсутствует ($R_{Q_{вх}, P_{вх}} \rightarrow 0$). Поэтому система упрощается, и можно рассматривать участок газопровода как четыре изолированных объекта с одним входом и одним выходом:

$$R_{Q_{вх}, Q_{вх}}(\tau) = \int_0^{\infty} R_{Q_{вх}}(\tau-t) g_1(t) dt;$$

$$R_{Q_{вх}, P_{вх}}(\tau) = \int_0^{\infty} R_{P_{вх}}(\tau-t) g_2(t) dt;$$

$$R_{P_{вх}, Q_{вх}}(\tau) = \int_0^{\infty} R_{Q_{вх}}(\tau-t) g_3(t) dt;$$

$$R_{P_{вх}, P_{вх}}(\tau) = \int_0^{\infty} R_{P_{вх}}(\tau-t) g_4(t) dt.$$

Вопросы записи экспериментальных данных эксплуатации газопровода

Наиболее важны при экспериментах по сбору статистического материала для корреляционного анализа следующие положения.

1. Выбор интервала реализации. Слишком малый интервал приводит к большому объему работ при незначительном увеличении точности, слишком большой — к смещению спектральных плотностей, т. е. от выбора интервала зависит точность исходной информации или точность, с которой используемые в расчете цифровые данные соответствуют действительным значениям

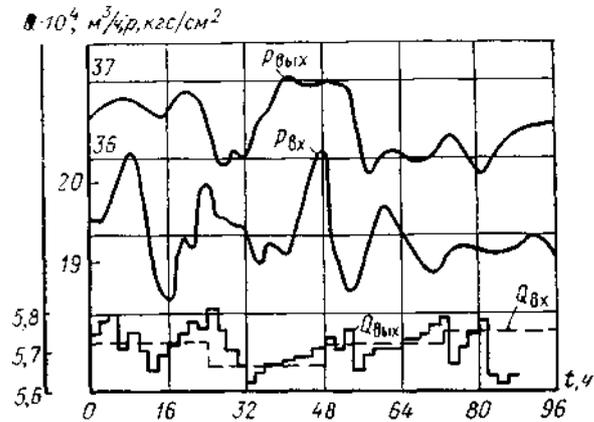


Рис. 5.6. Колебания газопотребления и давления в газопроводе на участке между компрессорными станциями

сигналов на входе и выходе исследуемого объекта. Выбор этого интервала обычно делают, используя теорему Котельникова [5.14], по которой минимально необходимый интервал для полного воспроизведения информации, которую имеет сигнал, равен $\Delta t \leq \pi/\omega_n$, где ω_n — высокочастотная граница спектра или частота высшей гармоники сигнала, которую необходимо учитывать. Иногда величину ω_n выбирают, используя кривизну характеристики случайного процесса. Из исследований Д. Б. Байсанова [2.27] известно, что величина ω_n для нитки магистрального газопровода при точности результатов выше 5% равна 0,020 мин, тогда должно быть: $\Delta t \leq 3,14/0,02 = 1,57$ мин. Исходя из условий работы диспетчерской службы магистральных газопроводов, считаем, что величину Δt можно принять равной 120 мин, или 2 ч.

2. Выбор длительности реализации T также определяется характером сигналов на входе и выходе и требуемой точностью. Слишком большая длительность записи приводит к нестационарности потока информации, а следовательно, к ошибочным конечным результатам, так как в основе расчетных формул лежит эргодическая гипотеза. Кроме того, большая длительность записи увеличивает трудоемкость или машинное время расчетов, а следовательно, и вероятность случайных ошибок. Слишком малая длительность реализации также приводит к существенным погрешностям. В [5.15] рекомендуется полуэмпирическая формула при допустимой ошибке 2%:

$$T = 50/\omega_n.$$

Примем, что $\omega_n \approx 0,002$ 1/мин, тогда $T \geq 50/2 \cdot 10^3 = 25\,000$ мин, или $T \leq 25\,000/60 = 420$ ч. Так как в нашем случае нестационарность процесса проявляется очень незначительно, для увеличения

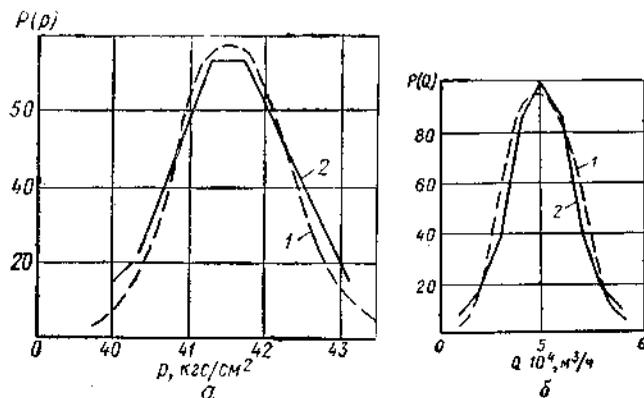


Рис. 5.7. Кривые распределения давления (а) и производительности (б) на выходе КС Кораблино:
1 — нормальное; 2 — эмпирическое

точности расчетов принимаем $T = 1008$ ч, или диспетчерские данные за 42 дня нормальной эксплуатации магистрального газопровода.

3. Выбор максимального времени τ_{\max} , для которого рассчитывается корреляционная функция. Оно должно быть значительно меньше, чем величина T . Из опыта расчетов корреляционных функций известно, что по мере увеличения величины τ погрешность возрастает и вычисленные значения приобретают все более случайный характер. В [5.15] предлагается принимать $\tau_{\max} = 0,1T$, или $\tau_{\max} = 100$ ч.

Нами анализировался участок газопровода Саратов — Москва между КС Кораблино — Гавриловское. Данные взяты во время нормальной работы газопровода зимой и летом. Период отсчета для записи давления $p_{\text{вх}}(t)$ и $p_{\text{вых}}(t)$ равнялся 2 ч, для записи пропускной способности — 24 ч (КС Кораблино). Данные интерполировались по линейному закону для периода отсчета 2 ч. Для КС Гавриловское данные $Q_{\text{вых}}(t)$ снимались через 2 ч (рис. 5.6).

Из всей реализации был выбран участок длиной 1008 ч с числом отсчетов 504, что по теоретическим расчетам можно считать достаточным.

Оценим нормальность распределения записанных данных. Для этого строим кривую эмпирического распределения случайных процессов входа и выхода и применяем критерий согласия χ^2 . Величина вероятности $\Phi(\chi^2)$ дает возможность судить о согласии между гипотезой и экспериментальными данными:

$$\chi^2 = \sum_{j=1}^N \frac{(n_j - n'_j)^2}{n_j}$$

где n_j — значения экспериментальных данных; n'_j — значения данных по нормальному распределению.

Обычно, если $\Phi(\chi^2) \geq 0,05$, то расхождение между распределениями считается случайным, и поэтому гипотезу о нормальном распределении реализаций следует считать согласующейся с экспериментальными данными. В нашем случае $\chi^2 = 0,405 - 0,5$, т. е. $\Phi(\chi^2) \geq 0,55$, или распределение наблюдаемых значений подчиняется нормальному закону (рис. 5.7).

Проверку линейности связи произведем сопоставлением значений коэффициента корреляции

$$\rho = \frac{m_{xy}}{D_x D_y}$$

где m_{xy} — математическое ожидание произведения отклонений входа x и выхода y от их центров, т. е.

$$m_{xy} = M[(x - V_x)(y - V_y)]$$

где $V_x = Mx$, $V_y = My$; D_x и D_y — дисперсии входа x и выхода y , и корреляционного отношения

$$\eta^2 = \frac{M[\bar{y}(x) - V_y]^2}{D_y^2}$$

где $\bar{y}(x)$ — регрессия величины y по x .

В результате вычислений получены следующие значения:

$$\text{для } Q_{\text{вх}} - Q_{\text{вых}} \quad \rho = 0,78; \quad \eta = 0,795;$$

$$\text{для } Q_{\text{вх}} - p_{\text{вых}} \quad \rho = 0,82; \quad \eta = 0,805;$$

$$\text{для } p_{\text{вх}} - Q_{\text{вых}} \quad \rho = 0,81; \quad \eta = 0,818;$$

$$\text{для } p_{\text{вх}} - p_{\text{вых}} \quad \rho = 0,775; \quad \eta = 0,785.$$

Величины ρ и η практически совпадают, следовательно, статистическую связь можно считать линейной.

Обработка экспериментальных данных на ЦВМ

Корреляционные функции R_{xx} и R_{xy} были вычислены на ЦВМ «Урал-2». Полученные за 1008 ч данные делились на 504 участка, т. е. по 2 ч на каждый. На печать выдавалось 126 значений, т. е. через 8 ч.

Допущение о стационарности нами было сделано на основе априорных данных об объектах, а также по виду соответствующих реализаций, полученных из опыта, так как параметры элементов магистрального газопровода изменяются сравнительно медленно. Для улучшения условий стационарности реализации центрировались по формулам:

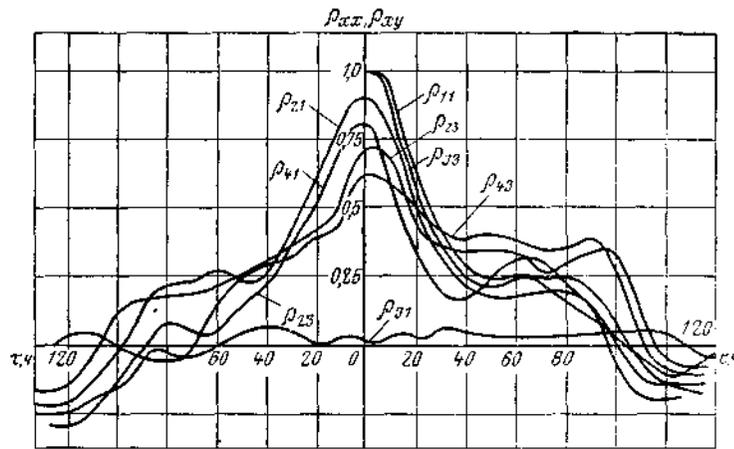


Рис. 5.8. Взаимно корреляционные и автокорреляционные функции участка Кораблино — Гавриловское

для R_{xx}

$$\bar{x}_j = x_j - Mx,$$

где x_j — значения реализаций; $M_x = \frac{\sum_1^n x_j}{n}$ — математическое ожидание;

для R_{xy}

$$\bar{y}_j = y_j - My; \quad M_y = \frac{\sum_1^n y_j}{n};$$

$$n = 504, \quad j = 0, 1, 2, 3, \dots, n.$$

Корреляционные функции были рассчитаны по формулам

$$R_{xx}(k) = \frac{\sum_1^{n-k} \bar{x}_j \bar{x}_{j-k}}{n-k};$$

$$R_{xy}(k) = \frac{\sum_1^{n-k} \bar{x}_j \bar{y}_{j-k}}{n-k}; \quad R_{yx}(k) = \frac{\sum_1^{n-k} \bar{y}_j \bar{x}_{j-k}}{n-k}.$$

Вводим для удобства расчета нормированные корреляционные функции

$$\rho_{xx}(k) = \frac{R_{xx}(k)}{D(0)},$$

где $D(0)$ — дисперсия величины \bar{x}_j ,

$$D(0) = \frac{\sum_{j=1}^n \bar{x}_j^2}{n};$$

$$\rho_{yx}(k) = \frac{R_{yx}(k)}{D_{yx}}; \quad \rho_{xy}(k) = \frac{R_{xy}(k)}{D_{xy}},$$

где

$$D_{xy} = \sqrt{D^2(x) D^2(y)};$$

$$D(x) = \frac{\sum_{j=1}^n \bar{x}_j^2}{n}; \quad D(y) = \frac{\sum_{j=1}^n \bar{y}_j^2}{n}.$$

Нормированные корреляционные функции ρ_{11} ; ρ_{33} ; ρ_{21} ; ρ_{41} ; ρ_{23} ; ρ_{43} ; ρ_{31} изображены на рис. 5.8, где индексы 1 и 2 относятся к давлениям, 3 и 4 — к пропускной способности соответственно входа и выхода.

Определение динамических характеристик магистрального газопровода по известным корреляционным функциям

Известны несколько способов решения интегрального уравнения Винера — Хопфа относительно функции $g(t)$ [5.15]— [5.17]. В наиболее простых случаях, когда R_{xx} и R_{yx} можно аппроксимировать аналитическими выражениями, решение обычно находят операторными методами. Функция $g(t)$ получается дробно-рациональной. Однако далеко не всегда можно без значительных затруднений так аппроксимировать, и поэтому приходится применять приближенные методы. Известны методы, основанные на разностном решении интегрального уравнения (однако для них невозможно точно гарантировать сходимость итерационного процесса), а также на решении уравнений Винера — Хопфа с использованием управляемого фильтра и т. д. Наименее трудоемким, но достаточно точным является частотный метод решения интегрального уравнения [5.15]:

$$R_{yy}(\tau) = \int_0^{\infty} R_{xx}(\tau-t) g(\tau) d\tau. \quad (5.8)$$

На основании опыта эксплуатации системы известно, что функция $g(t)$ принадлежит устойчивому линейному объекту с постоянными параметрами, т. е. удовлетворяющему условиям физической осуществимости: $g(t) = 0$ при $t < 0$. Умножая обе части на величину $e^{-j\omega\tau}$ и интегрируя по τ от $-\infty$ до $+\infty$, получаем

$$\int_{-\infty}^{\infty} e^{-j\omega\tau} R_{yy}(\tau) d\tau = \int_0^{\infty} g(t) dt \int_{-\infty}^{\infty} R_{yx}(\tau-t) e^{-j\omega\tau} d\tau.$$

Заменяя в правой части $\tau = \lambda + t$, имеем:

$$\int_{-\infty}^{\infty} e^{-j\omega\tau} R_{yx}(\tau) d\tau = \int_0^{\infty} e^{j\omega t} g(t) dt \int_{-\infty}^{\infty} e^{-j\omega\lambda} R_{yx}(\lambda) d\lambda,$$

но

$$\int_{-\infty}^{\infty} e^{-j\omega\tau} R_{yx}(\tau) d\tau = S_{yx}(\omega);$$

$$\int_{-\infty}^{\infty} e^{-j\omega\tau} R_{xx}(\tau) d\tau = S_y(\omega),$$

где $S_{yx}(\omega)$, $S_y(\omega)$ — спектральные плотности процессов.

Учтя выражение (5.8), получаем:

$$\Phi(j\omega) = \int_0^{\infty} g(t) e^{-j\omega t} dt;$$

$$\Phi(j\omega) = \frac{S_{yx}(\omega)}{S_y(\omega)};$$

$$g(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{S_{yx}(\omega)}{S_y(\omega)} e^{j\omega t} d\omega = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \Phi(j\omega) e^{-j\omega t} dt.$$

Первый этап решения — определение спектральных плотностей $S(\omega)$.

Известно, что спектральная плотность является косинус-преобразованием Фурье автокорреляционной функции:

$$S_{xx}(\omega) = 2 \int_0^{\infty} R_{xx}(\omega) \cos \omega\tau d\tau.$$

Для широкого класса задач автокорреляционные функции можно аппроксимировать выражением вида

$$R(\tau) = \sum_{i=1}^n A_i e^{-a_i \tau} \cos b_i \tau,$$

где A_i , a_i , b_i — постоянные аппроксимации.

Для выражения

$$R(\tau) = A e^{-a(\tau)} \cos b\tau$$

найдем спектральную плотность:

$$\begin{aligned} S(\omega) &= \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} e^{-a\tau} \cos b\tau d\tau = \frac{A}{\pi} \int_0^{\infty} e^{-a\tau} [\cos(b-\omega)\tau + \cos(b+\omega)\tau] d\tau = \\ &= \frac{2}{\pi} Aa \frac{(a^2+b^2) + \omega^2}{\omega^4 + 2(a^2-b^2)\omega^2 + (a^2+b^2)^2}. \end{aligned}$$

Для уравнения

$$R(\tau) = A e^{-a(\tau)}$$

формула упрощается:

$$S(\omega) = \frac{2Aa}{\pi(a^2 + \omega^2)}.$$

Аппроксимирующие выражения должны удовлетворять общим свойствам корреляционных функций и отображать характерные свойства полученной кривой R . Постоянные аппроксимации могут быть найдены методами приближения функций с любой точностью. Однако большая точность, требующая большой трудоемкости, обычно не нужна для решения практических задач и только усложняет исследование. Из наиболее широко распространенных методов аппроксимаций кривых подобного вида известны: метод аппроксимации экспоненциальными полиномами; аппроксимация по производной; полномномальная степенная аппроксимация; аппроксимация тригонометрическими полиномами [5.18]—[5.20] и т. д.

Используем в основном первый метод и применяем некоторые упрощающие положения, например: для выражения $Ae^{-a(\tau)} \cos b\tau$. Величину b сразу можно получить из отношения $b = \pi/2\tau$, где τ — точка пересечения кривой R с нулевой прямой. Величину a находим из формулы

$$a = \ln \frac{R(0) \cos b\tau}{R(\tau_2)},$$

где τ_2 — точка первого минимума функции R .

Взаимные спектральные плотности $S_{xy}(\omega)$ аппроксимируем для сравнения результатов отрезками прямых (кусочно-линейная аппроксимация) и трапециями (аппроксимация по площади):

$$S_{yx}(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} e^{-j\omega\tau} R_{yx}(\tau) d\tau.$$

Проинтегрируем по частям:

$$S_{yx}(\omega) = R_{yx}(\tau) \frac{e^{-j\omega\tau}}{j\omega} \Big|_{-\infty}^{\infty} + \frac{1}{j\omega} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-j\omega\tau} \frac{dR_{yx}(\tau)}{d\tau} d\tau.$$

Так как

$$\lim_{\tau \rightarrow \infty} R_{yx}(\tau) \rightarrow 0,$$

то

$$S_{yx}(\omega) = \frac{1}{j\omega} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-j\omega\tau} \frac{dR_{yx}(\tau)}{d\tau} d\tau.$$

Аппроксимирующая прямая имеет вид

$$R_{yx}(\tau) = K\tau + C, \tag{5.9}$$

где

$$K = \frac{dR_{yx}(\tau)}{d\tau}.$$

Подставим уравнение (5.9) в выражение $S_{yx}(\omega)$ и разобьем пределы интегрирования:

$$\begin{aligned} S_{yx}(\omega) &= \frac{1}{j\omega} \sum_{n=0}^n \left\{ \int_{\tau_{-(n+1)}}^{\tau_{-n}} e^{-j\omega\tau} K_{-n} d\tau + \int_{\tau_n}^{\tau_{n+1}} e^{-j\omega\tau} K_n d\tau \right\} = \\ &= \frac{1}{j\omega^2} \sum_{n=0}^n K_{-n} \left[\frac{e^{-j\omega\tau}}{-j\omega} \right]_{\tau_{-(n+1)}}^{\tau_{-n}} + K_n \left[\frac{e^{-j\omega\tau}}{-j\omega} \right]_{\tau_n}^{\tau_{n+1}} = \\ &= \frac{1}{\omega^2} \sum_{n=0}^n [K_n (e^{-j\omega\tau_{-n}} - e^{-j\omega\tau_{-(n+1)}}) - K_n (e^{-j\omega\tau_n} - e^{-j\omega\tau_{n+1}})]. \end{aligned}$$

Разложим e^{-jx} по формуле Эйлера:

$$e^{-jx} = \cos x - j \sin x;$$

тогда

$$\begin{aligned} S_{yx}(\omega) &= \frac{1}{\omega^2} \sum_{n=0}^{\infty} K_n (\cos \omega\tau_{-n} - \cos \omega\tau_{-(n+1)}) - K_n (\cos \omega\tau_n - \cos \omega\tau_{n+1}) + \\ &+ j \frac{1}{\omega^2} \sum_{n=0}^{\infty} K_{-n} (-\sin \omega\tau_{-n} + \sin \omega\tau_{-(n+1)}) - K_n (-\sin \omega\tau_n - \sin \omega\tau_{n+1}) = \\ &= N(\omega) + jM(\omega). \end{aligned}$$

При аппроксимации трапециями представим:

$$S_{yx}(\omega) = N(\omega) + jM(\omega).$$

Тогда

$$N(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} R_{yx}(\tau) \cos \omega\tau d\tau = \int_0^{\infty} R_{yx}(\tau) \sin \omega\tau d\tau + \int_0^{\infty} R_{yx}(-\tau) \cos \omega\tau d\tau,$$

$$M(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} R_{yx}(\tau) \sin \omega\tau d\tau = \int_0^{\infty} R_{yx}(\tau) \sin \omega\tau d\tau + \int_0^{\infty} R_{yx}(-\tau) \cos \omega\tau d\tau.$$

Определение функций $N(\omega)$ и $M(\omega)$ сводится к вычислению интегралов

$$\int_0^{\infty} y(\tau) \cos \omega\tau d\tau; \quad \int_0^{\infty} y(\tau) \sin \omega\tau d\tau,$$

которые можно вычислить методом трапеций (аппроксимацией площади). Тогда

$$N(\omega) = \sum_{i=1}^n K_i t_i \left(\frac{\sin t_i \omega}{t_i \omega} \right) \left(\frac{\sin \Delta_i \omega}{\Delta_i \omega} \right),$$

где n — число аппроксимирующих трапеций; K_i — высота i -той аппроксимирующей трапеции;

$$t_i = \frac{(t_{i-\Delta_i}^2 + t_{i+\Delta_i}^2)}{2};$$

$t_{i-\Delta_i}$ — коэффициенты точки перегиба трапеции; $t_{i+\Delta_i}$ — то же, при $K_i = 0$;

$$M(\omega) = - \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{K_{0i}}{\omega} - K_i t_i \left(\frac{\cos t_i \omega}{t_i \omega} \right) \left(\frac{\sin \Delta_i \omega}{\Delta_i \omega} \right) \right\}.$$

Далее, деля полученные функции $N(\omega)$ и $M(\omega)$ на соответствующие величины спектральной плотности $S_{yx}(\omega)$ при одинаковых значениях ω , найдем вещественную частотную характеристику

$$Re(\omega) = Re\Phi(j\omega) = \frac{N(\omega)}{S_{yx}(\omega)}.$$

Для двух экспериментов (летом и зимой) частотные характеристики качественно походят друг на друга. Очевидно, отклонение их друг от друга можно объяснить изменениями параметров участка газопровода (засоренности, гидраты, включения гидравлических сопротивлений и т. д.) за время записи экспериментальных данных.

При линейной аппроксимации между точками на кривой вещественной характеристики $Re(\omega)$ получаем переходной процесс при воздействии единичного скачка:

$$h(t) = \sum_{i=1}^n b_i G(\Omega_i),$$

где

$$b_i = |Re'_{i+1} - Re'_i|; \quad \Omega_i = t\omega_i; \quad Re'_i = \frac{Re_n - Re_{n-1}}{\omega_n - \omega_{n-1}};$$

$$G(\Omega_i) = \frac{2}{\pi} \left[Si \Omega - \frac{1 - \cos \Omega}{\Omega} \right];$$

$Si \Omega$ — интегральный синус.

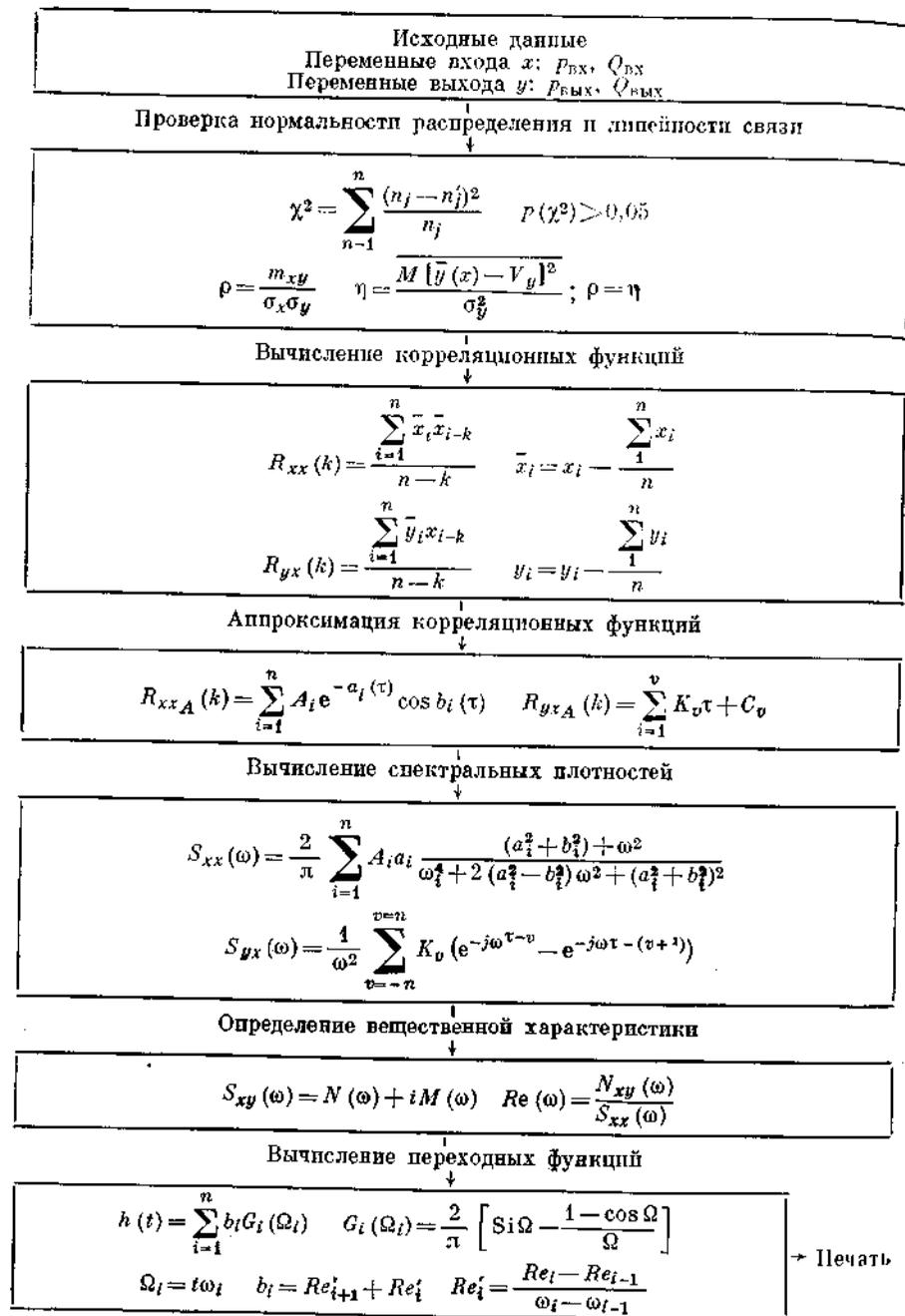
Значения $G(\Omega)$ даны в таблицах [5.21]. Результаты сравнивались с аналитическими данными, полученными при использовании линеаризованных уравнений движений газа (рис. 5.9).

Функция $h(t)$ — реакция газопровода на единичную ступенчатую функцию

$$\sigma(t) = \begin{cases} 0 & \text{при } t < 0; \\ 1 & \text{при } t \geq 0. \end{cases}$$

При переменных величинах воздействия $f(t)$ используется интеграл свертки

$$x(t) = \int_0^{\infty} h(t - \tau) f(\tau) d\tau.$$



Общий алгоритм статистического анализа нестационарных процессов
в участке магистрального газопровода

По сути дела, статистический метод отличается от аналитического только способом нахождения переходного процесса для скачкообразного воздействия. В основном статистический анализ подтверждает аналитические и экспериментальные расчеты.

Из приведенных расчетов ясно, что статистический анализ пригоден для практического использования лишь при машинной реализации. В этом случае исключаются субъективные ошибки вычисления и статистический метод способен конкурировать с аналитическим по быстродействию, экономической целесообразности и возможности практического использования. Этот метод, основываясь на экспериментальных данных, учитывает многие стороны технологического процесса, которые мы в настоящее время не в состоянии учесть аналитически.

При этом некоторые связи можно учесть только статистически. Однако аналитический метод — более общий по сравнению со статистическим с той точки зрения, что полученная аналитическая модель динамики технологического процесса может быть использована для любого участка магистрального газопровода, требуется лишь изменить коэффициенты математической модели λ , $v_{ср}$, D , l и т. д. Для статистической модели необходим каждый раз новый набор экспериментальных данных.

Реальный путь использования статистической модели — построение специализированной машины либо использование одной из универсальных цифровых машин для статистического анализа. По расчетам для учета динамики технологического процесса с точки зрения точности модели требуется запись экспериментальных данных в течение 40—50 дней эксплуатации газопровода.

Это накладывает определенные ограничения в случае быстрой смены режимов системы. Таким образом, статистическая модель может найти широкое применение лишь в случае нормальной работы газопровода (без остановок, разрывов труб, врезок и т. д.), что бывает только на малозагруженных газопроводах. В настоящее время эту модель можно использовать для проверки аналитических методов.

Основной вывод статистического анализа процессов в газопроводе состоит в том, что дробление, преломление и отражение гидравлических волн в неустановившемся потоке мало сказывается

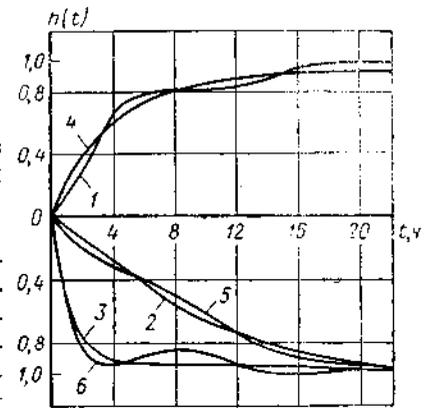


Рис. 5.9. Переходные характеристики участка магистрального газопровода КС Кораблино—КС Гавриловское, полученные с помощью статистического анализа (1, 2, 6) и по аналитическим формулам (3, 4, 5):
1, 4 — $p_{вых}(t) = f(p_{вх})$; $Q_{вых}(t) = f(Q_{вх})$; 2, 5 — $p_{вых}(t) = f(Q_{вх})$; 3, 6 — $Q_{вых}(t) = f(p_{вх})$

на протекании переходных процессов в нитках магистрального газопровода (в пределах точности 6%), Это означает, что можно использовать для расчетов режимов сложных систем магистральных газопроводов аналитические уравнения движения газа. Сравнивая аналитический и статистический методы, приходим к заключению, что при анализе неустановившихся режимов в сложных системах магистральных газопроводов предпочтение следует отдать аналитическому методу вследствие его универсальности и применимости для большего круга задач, а также в связи со значительно меньшим машинным временем на его реализацию.

При рассмотрении динамических свойств нитки магистрального газопровода (МГ) статистическим методом показано, что диапазон существенных частот лежит в пределах 0,002—0,20 1/мин, т. е. при анализе неустановившихся процессов в газопроводах можно ограничиться периодами T возмущающих сигналов от 0,7 до 60 ч. Это означает, что основные возмущения на газопроводе — суточные колебания газопотребления.

Переходные процессы в нитках МГ являются медленно устанавливающимися, причем наблюдается некоторая колебательность по всей длине магистральных газопроводов.

Распределение случайных процессов на входе и выходе нитки магистрального газопровода можно считать нормальным, связи между параметрами газопровода — линейной, так как корреляционное отношение и коэффициент корреляции практически совпадают по величине ($D = 0,005—0,01$).

Линейная интерполяция корреляционных функций предпочтительнее из-за простоты и меньшего объема вычислений по сравнению с аппроксимацией по площади (трапециями) при той же точности результатов.

1. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

Газопотребление крупных городов колеблется в зависимости от времени года и суток, температуры окружающей среды, числа подключенных потребителей и т. д. Достоверное определение плановых заданий подача газа — важнейшая народнохозяйственная задача. Ввиду многообразия и малой достоверности информации о сезонной и других неравномерностях потребления газа для оперативного управления транспортом газа приходится прибегать к субъективным решениям.

Особое место в задачах управления транспортом газа занимают вопросы прогнозирования режимов потребления крупными промышленными центрами, районами, производственными комплексами. Заблаговременное знание графиков потребления газа открывает перспективу рационального планирования, проектирования основных потоков газа, создает благоприятные условия для упорядочения эксплуатационных режимов, предотвращения аварийных режимов.

Начинают формироваться два главных направления прогнозирования: предсказание величин потребления газа в задачах проектирования и развития (перспективное прогнозирование) систем газоснабжения и прогноз графиков потребления для управления режимами в реально сложившихся системах транспорта газа (оперативное прогнозирование).

Простые способы прогнозирования газопотребления основаны на линейной экстраполяции данных о предыстории процесса на ближайшее будущее. Изменение газопотребления, представленное в виде последовательности величин, упорядоченных во времени, является временным рядом газопотребления. Изучение временных рядов представляет собой один из важнейших разделов математической статистики. Обычно ряд целесообразно разложить на три составляющие:

$$\eta(t) = b(t) + s(t) + u(t),$$

где $b(t)$ — функция, описывающая некоторое систематическое изменение газопотребления во времени (тренд); $s(t)$, $u(t)$ ~ периодическая и случайная составляющие газопотребления.

При этом иногда периодическую составляющую делят на долгосрочные (или цикл) и кратковременные колебания. Например,

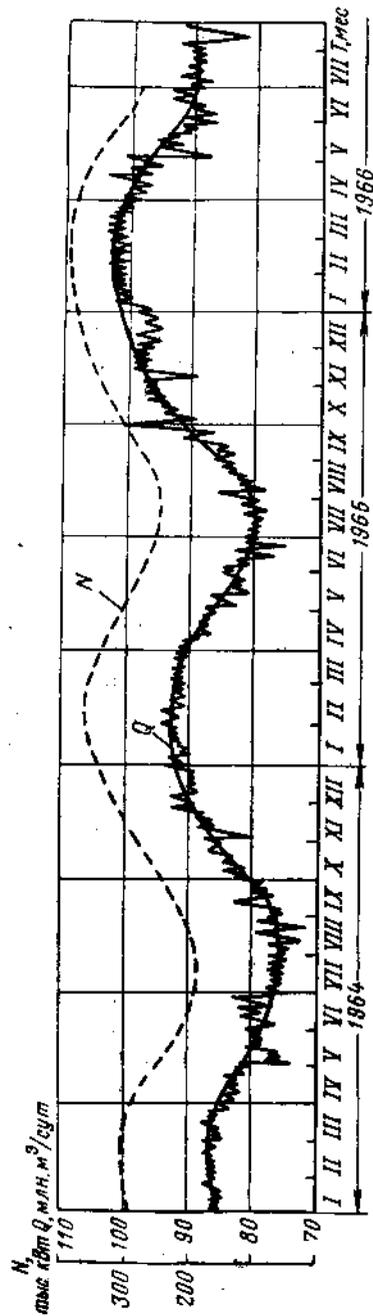


Рис. 6.1. График загрузки системы магистральных газопроводов Северный Кавказ — Центр за 1964—1966 гг.

на ежемесячном потреблении газа сказываются как сезонные колебания, так и колебания по неделям и в течение суток.

Тренд газопотребления можно получить путем сглаживания и подбора к имеющимся данным соответствующего полинома методом, например, наименьших квадратов.

Если ряд газопотребления очень изменчив, приходится прибегать к аппроксимации полиномом высокого порядка, что приводит к большому объему вычислений. Для устранения тренда вычитают из наблюдаемых значений временного ряда соответствующие значения полинома. Под периодической составляющей газопотребления понимают регулярную изменчивость, выраженную как чередование повышений и понижений значений потребления газа и возникающую вследствие действия циклических факторов, не зависящих от изучаемой величины. Для долгосрочных прогнозов часто пренебрегают случайной составляющей и анализируют лишь изменение тренда и периодической составляющей. В [6.1] подробно рассматривается изменение периодической составляющей газопотребления Москвы (рис. 6.1). К 1964 г. тренд параллелен оси абсцисс, что свидетельствует о стабилизации работы газопровода, т. е. о выходе его на предельную пропускную способность. До 1964 г. ясно видно наращивание пропускной способности газопровода во времени.

Годовая неравномерность газопотребления значительна, несмотря на развитие систем подземного хранения газа и использование буферных потребителей в летний период.

Расчеты закономерностей газопотребления показывают, что практически все системы магистральных газопроводов должны проектироваться на режим переменной подачи газа, по крайней мере, в пределах от 10 до 70—80%. Во всех случаях данные о неравномерности газопотребления учитывают также неравномерность подачи газа, вызываемую наращиванием мощностей промыслов в течение года. Развитие переменных транспортных отборов может оказать весьма существенное влияние на изменение коэффициента неравномерности газопотребления.

Задачу прогнозов режимов крупных потребителей можно сформулировать следующим образом: необходимо по известным значениям выборочной функции газопотребления $Q(t)$ в некотором интервале времени $0 < t \leq T$ определить ее значения в интервале $0 < t \leq T + \Delta t$.

Если из данных предыстории выделить тренд и периодическую составляющую функции газопотребления и распространить их на будущее, источником ошибок прогнозирования будут лишь случайные колебания потребления. Немаловажно, чтобы вычисления были по возможности простыми и достаточно точными. Можно в качестве оценки истинного, усредненного на интервале T_0 , значения x при предсказании на время Δt принять мгновенное значение этого параметра в момент времени t :

$$x(t + \Delta t) = x(t)$$

Естественно, этот метод имеет ограниченное применение. Линия тренда строится чаще всего по методу наименьших квадратов. Часто соотношение между газопотреблением и временем выражается уравнением линейной регрессии

$$Q = a + bt$$

При использовании метода наименьших квадратов требуется большая осторожность в обращении с данными. Например, для выделения тренда среднегодовых колебаний исходным материалом должны быть данные о среднемесечном потреблении.

Для уменьшения влияния случайной составляющей чаще всего используют сглаживание скользящим средним, четвертыми разностями, рядами Фурье и полиномами Чебышева.

При сглаживании скользящим средним путем вычисления средних арифметических значений по небольшому числу точек приходим к последовательному выравниванию экспериментальных данных. Операция усреднения над значениями $y_i(x)$ ($i = 0, 1, 2, 3, \dots, n$) имеет вид

$$y(x) = \frac{1}{k+1} \sum_{\mu=0}^{\mu=k} y(x); \quad i = 0, 1, 2, 3, \dots, n - \frac{k}{2},$$

где k — любое четное число.

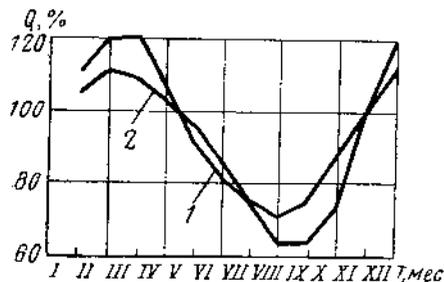


Рис. 6.2. Сглаживание сезонных колебаний газопотребления методом скользящих средних:

1 — средние значения за три года; 2 — то же, но сглаженные с помощью скользящих средних для пяти месяцев

ка. Далее вычисляем поправку между параболой и значением средней из пяти ординат, затем сдвигаемся вправо на один номер и вновь определяем поправку.

Применение сглаживания для уменьшения случайных колебаний может оказаться целесообразным при наличии данных по газопотреблению за последние один-два года, но менее желательным при наличии данных за несколько лет. Это может привести к применению как случайной составляющей, так и фактической величины сезонных колебаний газопотребления (рис. 6.2).

При наличии данных за несколько лет по объекту потребления газа одним из методов прогнозирования может служить линейная экстраполяция тренда с наложенными на него сезонными колебаниями. При этом данные за каждый последующий год корректируются предыдущими годами.

Неустойчивость тренда газопотребления уменьшают, используя корректировку скользящих средних. При этом чем большее число данных включается в скользящее среднее, тем менее чувствителен тренд к случайным изменениям. Для долгосрочного прогнозирования потребления газа среднее нужно выбирать примерно от 3 до 18 месяцев.

Для упрощения вычислений при методе скользящих средних используют «показательно сглаженный прогноз». При этом данные за последний месяц умножаются на коэффициент α ($0 < \alpha < 1$), а для каждого предыдущего добавляется множитель $1 - \alpha$, т. е. самый последний месяц имеет наибольший коэффициент (вес), а предыдущие месяцы получают убывающие веса. При уменьшении коэффициента α устойчивость прогноза увеличивается.

Прогнозированное отношение для последующего месяца описывается формулой

$$y_{m+1} = \bar{y}_m + \frac{1-\alpha}{\alpha} \bar{T}_m,$$

При этом отфильтровываются или существенно ослабляются спектры случайной составляющей с частотами выше величины $2\pi/(\Delta x k)$.

Метод хорошо работает при малых отклонениях. При резких изменениях потребления необходимо применять более сложные методы.

Сглаживание четвертыми разностями заключается в аппроксимации методом наименьших квадратов каждого пяти соседних значений функции $y(x)$ параболой второго поряд-

где y_m — среднее после включения показательно сглаженного отношения для текущего месяца; \bar{T}_m — средний относительный тренд за текущий месяц.

Если $\alpha = 2/(N + 1)$, где N — число месяцев для расчета скользящего среднего, тогда $N = (2 - \alpha)/\alpha$ и средняя квадратическая ошибка оценки среднего потребления газа с помощью скользящего среднего для N месяцев равна средней квадратичной ошибке среднего потребления газа, полученной при соответствующем значении α . Величины \bar{y}_m и \bar{T}_m определяют по данным прошлого $(m - 1)$ -го и текущего m -го месяцев:

$$\bar{y}_m = \alpha y_m + (1 - \alpha) y_{m-1};$$

$$\bar{T}_m = \alpha (\bar{y}_m - \bar{y}_{m-1}) + (1 - \alpha) \bar{T}_{m-1},$$

где \bar{y}_{m-1} — среднее потребление газа за предыдущий $(m - 1)$ -й месяц; $y_m - y_{m-1}$ — изменение среднего за текущий m -й месяц.

Эти данные корректируют изменение среднего потребления газа и используют в расчетах для следующего $(m + 1)$ -го месяца.

Применение этого метода дает не меньшую точность, чем при методе скользящих средних, но объем вычислений существенно сокращается. Кривые, построенные по результатам сравнительных расчетов, приведены на рис. 6.3. Ошибки, вызываемые излишней чувствительностью, исключают линейной экстраполяцией текущего среднего при нулевом тренде.

Для процессов потребления газа с частыми и резкими изменениями в случае использования метода экспоненциального сглаживания следует принимать малые значения коэффициента α . Для плавноменяющихся процессов газопотребления наилучшие предсказания могут быть получены лишь при больших величинах α . Если для конкретного случая они неизвестны, на основании опыта расчетов ряда потребителей газа можно принимать $\alpha \approx 1/3$.

Всем методам прогнозирования свойственна возможность искажений от случайной составляющей, а также от того, что и будущие значения переменных будут измеряться и оцениваться с ошибками. Поэтому при выборе метода прогнозирования потребления газа целесообразно каким-либо способом сравнить возможность ощутимого выигрыша от прогнозирования будущего газопотребления с потерями,

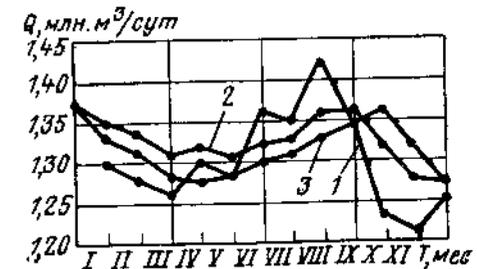


Рис. 6.3 Сравнительная чувствительность прогнозов отношения средних:

1 — фактическое значение; 2 — текущее показательно сглаженное отношение средних ($\alpha = 1/3$); 3 — текущее значение, полученное методом скользящих средних

которые могут возникнуть, если прогнозирование происходит с большими ошибками.

Если желательно рассматривать только периодическую составляющую временных рядов газопотребления, то для этого используют схемы выделения скрытых периодичностей. Широкое распространение получили методы Бью — Балло, коррелограммы и спектральный анализ, периодограмм-анализ и др.

Неслучайность связи между переменными закономерностей газопотребления во времени (временными рядами) можно обнаружить, используя метод А. Вальда [6.2].

Одновременно на основе этого метода вычисляются характер и границы нерегулярных колебаний газопотребления.

Для указания границ изменения газопотребления пользуются статистическим доверительным интервалом. Он показывает, что с определенной вероятностью наблюдаемые значения процесса не выйдут за конечные точки. Размеры доверительного интервала зависят от случайности и изменчивости величин выборки (большая изменчивость ведет к большому интервалу) и уровня вероятности (чем более определенный ответ мы хотим получить, тем шире интервал; чем больше выборка, тем меньше интервал). Для определения нижнего предела изменения данных с вероятностью p используют формулу

$$f_1 = \bar{x} - t_{p, n-1} \left(\frac{S}{\sqrt{n}} \right),$$

где

$$S = \left(\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1} \right)^{1/2};$$

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n};$$

n — число данных.

Величину $t_{p, n-1}$ находят из таблиц t -распределения.

Для верхнего предела:

$$f_2 = \bar{x} + t_{p, n-1} \left(\frac{S}{\sqrt{n}} \right).$$

Например, были взяты девять данных о газопотреблении с $\bar{x} = 10$ млн. м³/сут и стандартным отклонением $S = 3$ млн. м³/сут. Определим 95%-ные доверительные границы для величины f . Из таблиц t -распределения найдем: $t_{0,95; 8} = 1,86$. Далее определяем для нижнего предела:

$$f_1 = 10 - 1,86 \cdot \frac{3}{\sqrt{9}} = 8,14 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$$

Для верхнего предела

$$f_2 = 10 + 1,86 \cdot \frac{3}{\sqrt{9}} = 11,86 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$$

Гипроспецгаз произвел анализ сезонных колебаний по методу Вальда [6.3]. Так как нерегулярные колебания оказывают большое влияние на режим газопотребления и в ряде случаев превышают регулярные, была произведена оценка наиболее вероятных пределов нерегулярных колебаний и проведены расчеты по выявлению суммарных доверительных интервалов.

2. АНАЛИЗ СВЯЗЕЙ МЕЖДУ ЭЛЕМЕНТАМИ СДТГ

Очень часто необходимо установить связь между отдельными группами газопотребителей, между характеристиками газопотребления и причинами, вызывающими их изменение, и др.

Изучение связей, например, между наблюдаемой температурой и расходом газа приводит в случае, если результаты наблюдений можно считать распределенными по нормальному закону, к корреляционному анализу. Когда данные газопотребления, газоподачи и так далее нельзя считать распределенными по нормальному закону, изучение связей строят на основе регрессионного анализа. Коэффициент корреляции ρ является показателем связи между двумя переменными x и y . Он может изменяться от -1 до $+1$; при $\rho = 0$ корреляция отсутствует. Если $\rho = +1$, корреляция полная, или абсолютная; если $\rho = -1$ — отрицательная полная. Коэффициент корреляции для n значений x и y целесообразно искать по следующей схеме:

$$\begin{aligned} \sum x &\rightarrow \sum y \rightarrow \sum x^2 \rightarrow \sum y^2 \rightarrow \sum xy \rightarrow \frac{1}{n} (\sum x)^2 \rightarrow \\ &\rightarrow \frac{1}{n} (\sum y)^2 \rightarrow \frac{1}{n} (\sum x) (\sum y) \rightarrow \left[\sum x^2 - \frac{1}{n} (\sum x)^2 \right] \frac{1}{n-1} = \\ = S_x^2 &\rightarrow \left[\sum y^2 - \frac{1}{n} (\sum y)^2 \right] \frac{1}{n-1} = S_y^2 \rightarrow \left(\sum xy - \frac{1}{n} \sum x \sum y \right) = \\ &= C \rightarrow r = \frac{C}{S_x S_y} = \frac{\sum (x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{(\sum (x - \bar{x})^2) (\sum (y - \bar{y})^2)}}, \end{aligned}$$

где

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i;$$

S_x^2 и S_y^2 — оценки дисперсий x и y ; C — ковариация между x и y . Для примера приведем расчет по данным табл. 6.1.

Совместное распределение величин x и y

Абсолютное значение газопотребления	Значение x относительно выбранного начала отсчета	Абсолютное значение газопотребления y , млн. м ³ /сут														Итого
		61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	
		Значение y относительно выбранного начала отсчета														
		-6	-5	-4	-3	-2	-1	0	+1	+2	+3	+4	+5	+6	+7	
61	-6					1										2
62	-5					2										9
63	-4			1		3										9
64	-3		2	2		4										20
65	-2	1	3	3		6										27
66	-1	1	3	3		6										44
67	0	1	3	3		6										69
68	+1		2	2		4										80
69	+2		1	1		2										69
70	+3					1										57
71	+4					1										44
72	+5					1										32
73	+6					1										23
74	+7					1										9
75	+8					1										5
Итого		3	14	22	42	58	64	70	67	57	40	27	14	11	4	493

Примечание. В скобках приведены значения произведений xy для величин x и y , определенных относительно выбранного начала отсчета.

Несколько вычислений представим в следующем виде:

$$\begin{aligned}
 n &= 493; & \bar{x} &= 0,18; \\
 \sum x &= 91; & \sum y &= 296; \\
 \sum x^2 &= 3513; & \sum y^2 &= 3646; \\
 \frac{1}{n} (\sum x)^2 &= 16,8; & \frac{1}{n} (\sum y)^2 &= 177,7; \\
 \sum (x - \bar{x})^2 &= 3496,2; & \sum (y - \bar{y})^2 &= 3468,3; \\
 S_x^2 &= 7,106; & S_y^2 &= 7,049; \\
 S_x &= 2,666; & S_y &= 2,655; \\
 \bar{y} &= 0,6; & \sum xy &= 1770; \\
 C &= 3,487; & r &= 0,493.
 \end{aligned}$$

Коэффициент корреляции можно принять лишь одной из возможных характеристик степени тесноты связи, так как две величины могут быть независимыми друг от друга и в то же время каждая из них может зависеть от третьей. Использование статистических методов имеет ценность только в том случае, если они будут применены к данным, надлежащим образом собранным и обработанным. Тесная корреляционная связь между потреблением газа в Свердловске и Кизеве не дает никакой новой информации, так как в действительности имеется явная связь между газопотреблением в Кизеве или Свердловске и временем года, через которую и подучается фиктивная связь. Значение коэффициента корреляции, выраженное большим числом, указывает на тесноту связи между переменными. Например, в производственных непрерывного действия колебания расхода газа вызываются в основном изменением температуры наружного воздуха и режимами производственных процессов. Анализ проведенный Гипроспецгазом [6.3], показал, что связь изменений температуры наружного воздуха и колебаний расхода газа на технологические нужды оценивается коэффициентом корреляции порядка 0,16—0,20. Связь колебаний расхода газа и организационно-технических факторов характеризуется коэффициентом корреляции, равным 0,80—0,96. Это означает, что в регулировании колебаний газопотребления основная роль принадлежит организационно-техническим факторам.

Для проверки существования какой-либо корреляции для выборок малого объема вычисляются величины

$$t = r \sqrt{\frac{n-2}{1-r^2}}$$

Если вычисленное значение t меньше величины $t_{0,05; (n-2)}$ для t -распределения Стьюдента при уровне значимости 0,05 для $(n - 2)$ степеней свободы, гипотеза об отсутствии корреляционной связи принимается.

Например, для $n = 27; r = 0,6$

$$t = \frac{0,6 \sqrt{27-2}}{\sqrt{1-0,36}} = \frac{0,6 \cdot 5}{0,8} = 3,75.$$

По t -распределению, при $(n - 2) = 25$ $t_{0,05; 25} = 2,06$. Так как $3,75 > 2,06$, корреляционная связь существует.

В статистике потребителей газа нередко встречаются распределения, плохо поддающиеся анализу. Поэтому на практике целесообразно найти такое преобразование, которое превращает основную переменную в переменную, нормально распределенную в некотором диапазоне.

Если распределения отличаются от нормального или если мы не можем предполагать наличие нормального распределения, лучше всего применять не корреляционный, а регрессионный анализ.

Основным может служить число n пар связанных между собой эксплуатационных данных по потреблению или подаче газа, сгруппированных по интервалам. Например, корреляционное поле из m значений газопотребления делится на k интервалов. Для каждого из них вычисляется среднее газопотребление, и их значения на графике соединяются ломаной линией. Эта линия называется линией регрессии. В дальнейшем ее аппроксимируют линейной или в виде полинома зависимостями. При этом для описания криволинейных зависимостей не следует использовать полином высоких порядков, так как повышение порядка не всегда приводит к желаемой точности при возрастающем объеме вычислительных работ. Наклон линии регрессии является коэффициентом регрессии y на x и обозначается $b_{y/x}$. Он служит мерой среднего увеличения величины y при возрастании x на единицу. Коэффициент регрессии может быть положительным или отрицательным. Если величины x и y независимы, он равен нулю, при $r = \pm 1$ имеется точная пропорциональность между изменениями величин x и y .

При линейной регрессии уравнение, описывающее приближенно линию регрессии, имеет вид

$$y = a + bx,$$

где коэффициент регрессии

$$b = \frac{\sum (x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sum (x - \bar{x})^2} \quad \text{или} \quad b = \frac{C}{S_{x^2}}.$$

Например, для табл. 6.1 коэффициент регрессии $b = 3,487/7,11 = 0,491$; $a = y - bx$, где y и x — средние величины x и y ; $a = 0,6 - 0,491 \times 0,18 = 0,5116$.

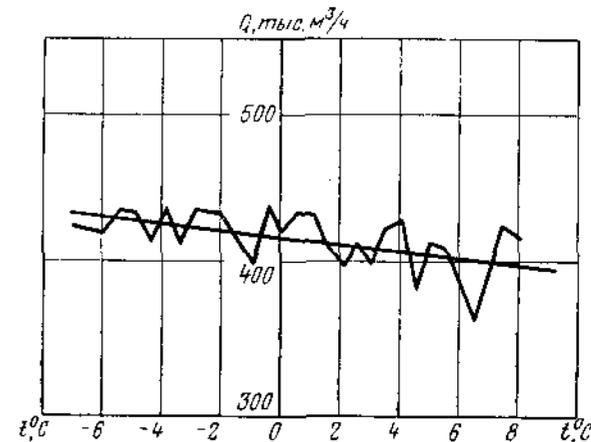


Рис. 6.4. Кривые регрессии между температурой и потреблением газа для Ленинграда

Тогда уравнение линии регрессии между газоподачей и газопотреблением, т. е. y по x , равно $y = 0,491x + 0,5116$.

Расположение точек отсчета данных газопотребления существенно влияет на степень предсказания значения функций газопотребления, при большей дисперсии случайных величин точность результатов меньше.

В [6.4] рассчитана связь между температурой воздуха и расходом газа в Ленинграде. Уравнение при линейной аппроксимации эмпирической линии регрессии имеет вид

$$Q = -2,46t + 417,7, \quad (6.1)$$

где t — расчетная температура окружающей среды в Ленинграде; Q — расчетное потребляемое количество газа (рис. 6.4).

Из уравнения (6.1) видно, что с ростом температуры потребление газа падает. Как не трудно заметить из рис. 6.4, наклон линии регрессии незначительный. Это объясняется тем, что значительное количество газа идет на нужды промышленности и только небольшая часть — на отопление.

На рис. 6.5, а, б показаны линии эмпирической регрессии для газопотребления Москвы и Ростова-на-Дону в зависимости от температуры воздуха по данным 1968—1969 гг. [6.5]. Среднеквадратичная погрешность средних значений газопотребления Москвы составляет 1,5 млн. м³/сут, для Ростова-на-Дону — 7 млн. м³/сут. Если аппроксимировать эмпирическую линию регрессии плавной кривой, то она будет иметь нелинейный характер.

В случае нелинейной линии регрессии чаще всего коэффициенты аппроксимирующей функции ищут с помощью критерия наименьших квадратов. Это означает, что если имеются $n + 1$ пар значений аргумента x_i (в данном случае температура) и функции y_i

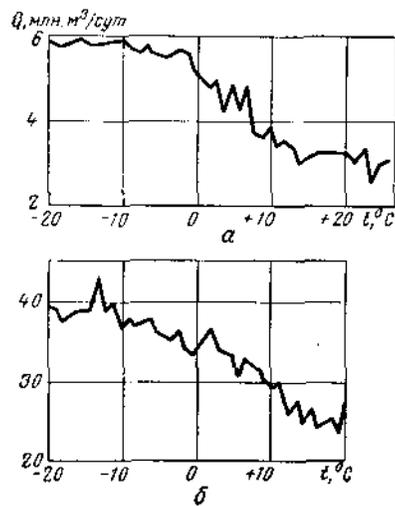


Рис. 6.5. Эмпирические линии регрессии $Q = f(t)$:
 а — для Ростова-на-Дону; б — для Москвы

Весьма часто используют аппроксимирующие функции в виде полиномов. При равноотстоящих значениях аргумента x вычисление аппроксимирующего многочлена упрощается, если использовать его представление в виде $y = \beta_0 p_0(x) + \beta_1 p_1(x) + \dots + \beta_k p_k(x)$, где

$$p_0(x) = 1;$$

$$p_1(x) = x - \frac{m+1}{2};$$

$$p_2(x) = x^2 - (m+1)x + \frac{(m+1)(m+2)}{6};$$

$$p_{k+1}(x) = p_1(x)p_k(x) - \frac{k^2(m^2-k^2)}{4(4k^2-1)}p_{k-1}(x),$$

здесь $p_{k+1}(x)$ — многочлены Чебышева; m — объем выборки.

Коэффициенты $\beta_0, \beta_1, \beta_k$ определяют по формулам

$$\beta_0 = \frac{\sum y}{m}; \quad \beta_1 = \frac{\sum y_1 p_1(x_i)}{\sum p_1^2(x_i)}; \quad \beta_k = \frac{\sum y_i p_k(x_i)}{\sum p_k^2(x_i)}.$$

Точность приближения кривой регрессии оценивается дисперсией

$$\sigma^2 = \frac{1}{m-n} \left\{ \sum (y - \bar{y})^2 - \frac{[\sum (x - \bar{x})(y - \bar{y})]^2}{\sum (x - \bar{x})^2} \right\},$$

где n — степень аппроксимирующего полинома.

(газопотребление), то параметры аппроксимирующей функции $\Phi(x)$ выбирают так, чтобы сумма S была минимальна:

$$S = \sum_{i=0}^n |y_i - \Phi(x_i)|^2.$$

Метод наименьших квадратов не дает возможности решить вопрос о виде функции, применимой для аппроксимации, поэтому его иногда используют по несколько раз, уточняя параметры уравнения регрессии. Это уравнение можно считать окончательным лишь тогда, когда соответствующая ему дисперсия незначительно отличается от дисперсии случайных наблюдений.

Различные исследователи чаще всего на основе физических представлений задаются видом аппроксимирующей функции.

Методы регрессионного анализа и многочлены наилучшего приближения использовались для описания характеристик компрессорных станций по эксплуатационным данным [5.1].

Чаще всего оперируют линейными функциональными соотношениями. Если линия регрессии нелинейна, проводят замену переменных, превращающих нелинейные зависимости в линейные. Ниже приводятся некоторые примеры таких преобразований.

Исходное уравнение	Новые переменные	Конечное уравнение
$y = a_0 + \frac{a_1}{x} + \frac{a_2}{x^2}$	$u = \frac{1}{x}$	$y = a_0 + a_1 u + a_2 u^2$
$y = Bx^b$	$z = \lg y$	$z = a_0 + a_1 u$
$y = A e^{kx}$	$u = \lg x$	$z = a_0 + a_1 u$
	$z = \ln y$	
	$a_0 = \ln A$	
	$a_1 = k$	
$y = a_0 x^{-m} + a_1 x^n$	$z = y x^m$	$z = a_0 + a_1 u$
	$u = x^{m+n}$	

Это целесообразно потому, что, во-первых, для многих случаев линейное представление наилучшее, например когда случайные ошибки нормально распределены, оценки параметров несмещенные и имеют меньшее рассеивание; во-вторых, приведение к линейности продиктовано соображениями простоты реализации, что главное для практических целей. Когда функция нелинейна, приходится использовать итеративные методы при дальнейших расчетах вместо широко распространенных методов линейных преобразований, использование которых упрощает подбор линии регрессии при ручном счете.

Рассмотрев расположение экспериментальных точек закономерностей газопотребления и выбрав типичную кривую, ее линеаризуют. Определив линейные коэффициенты регрессии, обратным преобразованием находят исходную зависимость для установления адекватности модели.

При определении связи между несколькими переменными обычно применяют метод множественной корреляции. Например, для установления связи между тремя параметрами: подачей газа из Ставрополя x_1 , расходом газа по Ленинграду x_2 , Москве x_3 — вычисляют коэффициенты частной корреляции r_{12}, r_{23}, r_{13} . При этом $r_{12} = r_{21}$ и т. д. Величина r_{12} — коэффициент корреляции между величинами x_1 и x_2 и т. д.

Если нас интересует главным образом корреляция между величинами x_1 и x_2 независимо от того, как влияет на них величина x_3 ,

то достаточно ограничиться нахождением коэффициента r_{12} . Если же нужно знать, как связаны между собой величины x_1 и x_2 , если будет полностью исключено влияние величины x_3 , то необходимо вычислить частные коэффициенты корреляции

$$r_{123} = \frac{r_{12} - r_{13}r_{23}}{\sqrt{(1-r_{13}^2)(1-r_{23}^2)}} \quad \text{и т. д.}$$

Для четырех переменных соответственно

$$r_{1234} = \frac{r_{124} - r_{134}r_{234}}{\sqrt{(1-r_{134}^2)(1-r_{234}^2)}} \quad \text{и т. д.}$$

Для рассматриваемых трех групп получено

$$r_{12} = +0,82; r_{13} = +0,75; r_{23} = +0,86.$$

Тогда

$$r_{123} = \frac{0,820 - 0,645}{0,4375 - 0,2604} = 0,5185.$$

Таким образом, коэффициент корреляции достаточно велик ($\approx 0,52$), но значительно меньше величины $r_{12} = 0,82$, полученной до исключения третьего фактора — потребления газа Москвой.

При линейной регрессии, например при исследовании связей между работой промыслов и потребителями газа (Москвой и Ленинградом), зависимость между величинами y , x_1 и x_2 имеет вид

$$y = a + b_1x_1 + b_2x_2.$$

Коэффициенты a , b_1 , b_2 определяются следующим образом:

$$\begin{aligned} n \rightarrow \sum x_1 \rightarrow \sum x_1^2 \rightarrow \sum x_2 \rightarrow \sum x_1x_2 \rightarrow \sum x_2^2 \rightarrow \sum y \rightarrow \sum x_1y \rightarrow \sum x_2y \rightarrow \\ \rightarrow \sum y^2 \rightarrow \frac{1}{n} (\sum x_1)^2 \rightarrow \frac{1}{n} (\sum x_1) (\sum x_2) \rightarrow \frac{1}{n} (\sum x_2)^2 \rightarrow \\ \rightarrow \frac{1}{n} (\sum x_1) (\sum y) \rightarrow \frac{1}{n} (\sum x_2) (\sum y) \rightarrow \frac{1}{n} (\sum y)^2 \rightarrow \sum x_1^2 - \\ - \frac{1}{n} (\sum x_1)^2 = A \rightarrow \sum x_1x_2 - \frac{1}{n} (\sum x_1) (\sum x_2) = \\ = B \rightarrow \sum x_2^2 - \frac{1}{n} (\sum x_2)^2 = C \rightarrow \sum x_1y - \frac{1}{n} (\sum x_1) (\sum y) = \\ = D \rightarrow \sum x_2y - \frac{1}{n} (\sum x_2) (\sum y) = E \rightarrow y^2 - \frac{1}{n} (\sum y)^2 = S; \\ b_1 = \frac{CD - BE}{AC - B^2}; \\ b_2 = \frac{AE - BD}{AC - B^2}; \\ a = \bar{y} - b_1\bar{x}_1 - b_2\bar{x}_2, \end{aligned}$$

где \bar{y} , \bar{x}_1 , \bar{x}_2 — средние значения величин y , x_1 , x_2 .

Оцениваем остаточную дисперсию

$$\sigma^2 = \frac{S - b_1D - b_2E}{n - 3}.$$

Например, получено:

$$A = 390,4; \quad B = -920,1; \quad C = 3565,9; \quad D = 446,0; \quad E = -1443,6;$$

$$b_1 = 0,481; \quad b_2 = -0,281;$$

$$\bar{x}_1 = 4,46; \quad \bar{x}_2 = 83,11; \quad \bar{y} = 41,69;$$

$$d = 41,69 - (0,481)(4,46) - (-0,281)(83,11) = 62,9.$$

Тогда уравнение регрессии между работой промыслов и двумя группами газопотребителей имеет вид

$$y = 62,9 + 0,481x_1 - 0,281x_2.$$

При числе переменных больше двух вычисления существенно усложняются и для них чаще всего используют малые вычислительные машины.

Методы регрессионного анализа широко применяют для оперативного планирования потребления газа.

3. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ГРАФИКОВ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

Переменные графики газопотребления городов, промышленных и коммунально-бытовых предприятий — основная возмущающая причина работы газопровода в нестационарном режиме. Кроме того, на нестационарность процесса перекачки оказывают влияние многие другие факторы: выход из строя оборудования, разрывы труб и загрязнение их конденсатом, гидратообразование, коррозионные процессы и, наконец, изменения режима, вносимые обслуживающим персоналом в процессе управления СДТГ.

Частные задачи нестационарных режимов в системе дальнего транспорта газа решаются при задании определенных краевых и начальных условий. К этим задачам относятся наполнение и опорожнение газопровода при испытании трубопроводов, процесс продувки и т. д. Для более сложных задач анализа и синтеза нестационарных режимов работы газопровода требуется задание краевых и начальных условий в более общем виде. При этом для многих задач нужно иметь их аналитическое описание для будущего времени по данным эксплуатации за прошлый период. В последнем случае задача ограничивается подбором аналитического выражения для графиков газопотребления.

Возмущения, действующие на магистральный газопровод, могут быть как внешние (колебания отбора и потребления газа и т. д.), так и внутренние (параметрические колебания, зависящие

от изменений отдельных параметров системы, например изменение гидравлического сопротивления газопровода).

Внешние возмущения, действующие на систему, можно разделить на три группы:

периодические воздействия от суточных, месячных, а также годовых колебаний газопотребления, имеющих определенную закономерность;

ступенчатые воздействия, известные заранее (например, отключение компрессорных агрегатов, предусмотренное графиком, для плапово-предупредительного ремонта, плановое включение и отключение объектов газопотребления и др.);

случайные воздействия, проявляющиеся в основном при ненормальной работе СДТГ (например, закупорка трубы, оперативное включение и отключение компрессорных агрегатов и компрессорных станций в целом и др.).

Оценим величину этих возмущений. Суточные колебания газопотребления находятся в пределах от 70 до 100% максимального газопотребления и вызывают изменение режима работы газопровода в течение года. Например, для магистрального газопровода Северный Кавказ — Центр при работе на различных режимах в течение года, и коэффициенте годовой неравномерности 0,9 можно принести следующие характерные данные:

ТСремя работы, ч	2201	1450	1550	2250	1510
Пропускная способ нот., %	100	95	Ю	85	80

Как видно из приведенных данных, сезонная неравномерность бывает значительной. Величина этих и в большей части случайных изменений пропускной способности газопровода равна производительности по крайней мере одного параллельно включенного агрегата.

В основном в течение года преобладают сезонные колебания, проявляющиеся в большом диапазоне времени, суточные изменения, имеющие сравнительно небольшую величину и действующие в малом, но часто повторяющемся диапазоне времени. Для оперативного диспетчерского управления в основном представляет интерес учет суточных колебаний газопотребления, так как для перспективного планирования с достаточной точностью применяются формулы расчета стационарных режимов [6.6].

Так как для анализа и синтеза нестационарных режимов движения газа приходится, исходя из графиков потребления и подачи газа, задавать начальные и граничные условия, их целесообразно представить в аналитической форме. Под этим понимают получение относительно простого выражения, которое можно использовать для практических расчетов с достаточной степенью точности. Чаше

всего применяют два подхода к решению, отвечающие определенным задачам анализа и синтеза режимов работы магистральных газопроводов.

Конечно-разностный подход к аналитическому выражению колебаний требует использования интеграла свертки. Для этого целесообразно представить колебания потребления и подачи газа в виде суммы ступенчатых или импульсных воздействий в зависимости от того, какую переходную характеристику системы транспорта газа можно использовать — ступенчатую или импульсную.

Такой подход предпочтителен при использовании ЭЦВМ для анализа работы магистрального газопровода в течение продолжительного отрезка времени.

Однако при рассмотрении графиков работы магистрального газопровода ясно видно, что газопотребление больших городов носит периодический характер (период отсчета — сутки, неделя, месяц, год). Поэтому для задач анализа и синтеза данную периодическую функцию можно аппроксимировать системами ортогональных функций. Эти системы необходимо выбирать такими, чтобы вычисления были наименее трудоемкими. Такое представление граничных условий целесообразно при использовании методов разделения переменных Фурье, интегральных преобразований и т. д.

Наименее трудоемкими для расчетов являются гармонический анализ (операторные изображения $A \sin \omega t \doteq A \frac{\omega}{s^2 + \omega^2}$; $B \cos \omega t \doteq \frac{P}{s^2 + \omega^2}$) и приближение линейной комбинацией показательных функций e^{-at} (операторные изображения $e^{-at} \doteq \frac{1}{s+a}$) и т. д.

Однако помимо этих целей применение аналитического выражения изменений газоподдачи и газопотребления необходимо для определения интервалов времени прогнозирования подачи и отбора и выбора режима работы систем транспорта газа в этих интервалах времени. Очень широко распространен гармонический анализ [6.7], т. е. представления колебаний рядами Фурье. С математической точки зрения аналитическое выражение колебаний — задача аппроксимации функций во временной области. Обычно для анализа и синтеза колебаний целесообразно выбирать систему функций, обеспечивающую наиболее быструю сходимость аппроксимирующего ряда

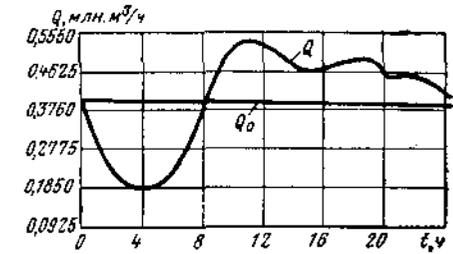


Рис. 6.6. График газопотребления крупного города

$$x(t) = \sum_i^n a_i y_i(t),$$

Получение коэффициентов Фурье методом Рунге

Операция	Значения функций
	$Y_0 Y_1 Y_2 Y_3 Y_4 Y_5 Y_6 Y_7 Y_8 Y_9 Y_{10} Y_{11} Y_{12}$ $Y_{23} Y_{22} Y_{21} Y_{20} Y_{19} Y_{18} Y_{17} Y_{16} Y_{15} Y_{14} Y_{13}$
Сумма Разность	$u_0 u_1 u_2 u_3 u_4 u_5 u_6 u_7 u_8 u_9 u_{10} u_{11} u_{12}$ $v_1 v_2 v_3 v_4 v_5 v_6 v_7 v_8 v_9 v_{10} v_{11}$ $u_0 u_1 u_2 u_3 u_4 u_5 u_6$ $u_{12} u_{11} u_{10} u_9 u_8 u_7$
Сумма Разность	$s_0 s_1 s_2 s_3 s_4 s_5 s_6$ $t_0 t_1 t_2 t_3 t_4 t_5$ $v_1 v_2 v_3 v_4 v_5 v_6$ $v_{11} v_{10} v_9 v_8 v_7$
Сумма Разность	$\sigma_1 \sigma_2 \sigma_3 \sigma_4 \sigma_5 \sigma_6$ $\tau_1 \tau_2 \tau_3 \tau_4 \tau_5$ $s_0 s_1 s_2 s_3$ $s_6 s_5 s_4$
Сумма Разность	$k_0 k_1 k_2 k_3$ $l_0 l_1 l_2$ $\tau_1 \tau_2 \tau_3$ $\tau_5 \tau_4$
Сумма Разность	$m_1 m_2 m_3$ $n_1 n_2$
Вычисление коэффициентов Фурье	$12a_0 = k_0 + k_1 + k_2 + k_3,$ $12a_1 = [t_0 + 0,5t_4 + 0,6124(t_1 + t_5)] + [0,8660t_2 + 0,7071t_3 + 0,3536(t_1 - t_5)],$ $12a_2 = l_0 + 0,8660l_1 + 0,5l_2,$ $12a_3 = (t_0 - t_4) + 0,7071(t_1 - t_3 - t_5),$ $12a_4 = (k_0 - k_3) + 0,5(k_1 - k_2),$ $12a_5 = [t_0 + 0,5t_4 + 0,6124(t_1 + t_5)] - [0,8660t_2 + 0,7071t_3 + 0,3536(t_1 - t_5)],$ $12a_6 = l_0 - l_2,$ $12b_1 = [0,5\sigma_2 + \sigma_6 + 0,6124(\sigma_1 + \sigma_6)] + [0,7071\sigma_3 + 0,8660\sigma_4 - 0,3536(\sigma_1 - \sigma_5)],$ $12b_2 = 0,5m_1 + 0,8660m_2 + m_3,$ $12b_3 = (\sigma_2 - \sigma_6) + 0,7071(\sigma_1 + \sigma_2 - \sigma_6),$ $12b_4 = 0,8660(n_1 + n_2),$ $12b_5 = [0,5\sigma_2 + \sigma_6 + 0,6124(\sigma_1 + \sigma_3)] - [0,7071\sigma_3 + 0,8660\sigma_4 - 0,3536(\sigma_1 - \sigma_5)],$ $12b_6 = m_1 - m_3$

где a_i — коэффициенты ряда, y_i — аппроксимирующие функции.

Для аналитического выражения колебаний используют элементарные функции, а также системы ортогональных функций: ряды Фурье, функции Бесселя и Лягера, полиномы Лежандра, Эрмита и др.

На рис. 6.6 дан пример суточного графика потребления газа крупным городом. Он представляет собой кривую явно выраженной периодической функции с периодом $T = 24$ ч. Влиянием недельных и сезонных неравномерностей на точность расчета пренебрегаем. Для периодической функции $Q(t)$ с периодом t текущий расход газа можно записать в виде

$$Q(t) = Q_0 + \sum_{k=1}^{\infty} (a_k \cos k\omega_1 t + b_k \sin k\omega_1 t)$$

или

$$Q(t) = Q_0 + \sum_{k=1}^{\infty} C_k \cos(k\omega_1 t - \varphi_k),$$

где

$$Q_0 = \frac{1}{T} \int_0^T Q(t) dt; \quad C_k = \sqrt{a_k^2 + b_k^2}; \quad k=0, 1, 2, 3, \dots, 2n;$$

$$\operatorname{tg} \varphi_k = \frac{b_k}{a_k}; \quad \omega_1 = \frac{2\pi}{T}; \quad b_k = \frac{2}{T} \int_0^T Q(t) \sin k\omega_1 t dt;$$

$$a_k = \frac{2}{T} \int_0^T Q(t) \cos k\omega_1 t dt.$$

Колебания основной частоты $\omega_1 = 2\pi/T$ называются первой гармоникой, $2\omega_1$ — второй и т. д. Постоянная составляющая Q_0 представляет собой среднее значение функции $Q(t)$.

При гармоническом анализе функций в большинстве случаев представляет затруднение вычисление коэффициентов Фурье (a_k, b_k), так как интеграл от произведения заданной функции на тригонометрическую типа $\sin k\omega t$ и $\cos k\omega t$ редко выражается в элементарных функциях. Поэтому широко используются интерполяционные и графические методы вычисления коэффициентов рядов Фурье. Наибольшее распространение получили интерполяционные схемы 12 и 24 ординат. Обе схемы были предложены Рунге (табл. 6.2). Периоды колебаний передачи и потребления газа разбивают на 12 или 24 части, соответствующим образом записывают, вычитают (или складывают) ординаты и по результатам находят коэффициенты рядов Фурье. Для газопотребления Москвы данная схема была применена впервые Д. Б. Баясановым [2.27].

По этой работе для графика газопотребления (см. рис. 6.6) имеем (в млн. м³/ч):

$$Q_0 = 0,356; \quad Q_1 = 0,218; \quad Q_2 = 0,145; \quad Q_3 = 0,230;$$

$$Q_4 = 0,343; \quad Q_5 = 0,497; \quad Q_6 = 0,490; \quad Q_7 = 0,409;$$

$$Q_8 = 0,409; \quad Q_9 = 0,449; \quad Q_{10} = 0,302; \quad Q_{11} = 0,368.$$

Применив рассмотренный алгоритм, получаем:

$$a_0 = 0,358; \quad a_1 = 0,0872; \quad a_2 = 0,0455; \quad a_3 = 0,0202; \quad a_4 = 0,0233;$$

$$a_5 = 0,0051; \quad a_6 = -0,00383;$$

$$b_1 = 0,0855; \quad b_2 = -0,0587; \quad b_3 = 0,0262; \quad b_4 = -0,010; \quad b_5 = 0,002.$$

При проверке для $n = 8$ получено: $Q_8 = 0,4082$ млн. м³/ч. Пренебрегая (ввиду малости) коэффициентами a_5, a_6, b_5 и т. д., находим аналитическое выражение для графика газопотребления:

$$Q(t) = 0,358 - 0,0872 \cos \frac{2\pi}{3}t + 0,0455 \cos \frac{4\pi}{3}t + 0,0202 \cos 2\pi t + \\ + 0,023 \cos \frac{8\pi}{3}t - 0,0855 \sin \frac{2\pi}{3}t - 0,0587 \sin \frac{4\pi}{3}t + \\ + 0,0262 \sin 2\pi t - 0,010 \sin \frac{8\pi}{3}t.$$

В задаче синтеза режима работы магистрального газопровода-цепочки методом разделения переменных Фурье для получения коэффициентов a_k и b_k нами была применена иная схема вычисления интеграла

$$I(t) = \int_p^q f(t) \cos at \cdot dt,$$

основанная на идеях Филона [5.9]. В этом случае интервал $p - q$ делится также на $2n$ интервалов, но в каждом двойном интервале функция $f(t)$ аппроксимируется квадратным трехчленом. При таком подходе значение интеграла I_k вычисляется точнее, чем по схеме Рунге.

Если отложить по оси ординат коэффициенты C_k , по оси абсцисс — частоту, получаем дискретный спектр амплитуды (рис. 6.7), который называют линейчатый. При определенных частотах амплитуда гармоник настолько мала, что ее можно не учитывать. Этот интервал называется шириной спектра. Поскольку в некоторых местах употребляются также и непрерывные спектры, то для этого используют комплексную форму записи рядов Фурье [2.39].

Функция $Q(t)$ — временное представление периодических колебаний газопотребления. Если задать спектр этой периодической функции, то говорят о частотном ее представлении. Функция

$$S(\omega) = \int Q(t) e^{i\omega t} dt$$

является спектральной плотностью функции $Q(t)$ колебаний газопотребления. Если построить зависимость $S(\omega)$ на графике, то получится непрерывный спектр (см. рис. 6.7).

Задача аппроксимации графиков линейной комбинацией показательных функций решается применением метода «взвешенных моментов». В случае аппроксимации m членами функции $f(x) = A_1 e^{a_1 x} + A_2 e^{a_2 x} + \dots + A_m e^{a_m x}$ необходимо располагать минимум $2m$ ординатами аппроксимирующей функции $f(x)$. Для повышения точности нахождения коэффициентов $A_1, A_2, A_3, \dots, A_m$ обычно берут $2m$ групп по n ординат в каждой из них и усредняют значения внутри группы. Этот метод по точности сравним с другими аппроксимирующими процедурами (например, методом наименьших квадратов), однако весьма чувствителен к малым изменениям данных.

Периодичность работы магистрального газопровода-цепочки хорошо выявляется на конце магистрального трубопровода или у крупного потребителя. Когда же на сложную СДТГ действуют n отборов газа, периодичность работы магистрального газопровода скрыта и ее подчас трудно определить. В этих случаях иногда используют метод гармонической аппроксимации для вскрытия периодичности работы магистрального газопровода [6.8].

Однако для некоторых случаев гармоническая аппроксимация без предварительного анализа кривых газопотребления не дает положительных результатов с точки зрения быстрейшего и точности счета, поэтому возникла необходимость применить целенаправленные методы для поиска периодичности. Для выявления периодичности работы СДТГ тех реализаций, где периодичность явно не наблюдалась, используется схема Бью — Балло [6.8]. По ней задается набор дискретных значений N замеров процесса $Q(t)$ за время T (записи в диспетчерских журналах чаще всего ведутся с интервалом 1—3 ч), затем подсчитывается число максимумов M для выбора пробного периода $\tau_{пр} = N/M$ и производится поиск периодичностей в диапазоне $\tau = (\tau_{пр} + \Delta\tau_n) \div (\tau_{пр} - \Delta\tau_n)$, где $\Delta\tau_n$ — интервал поиска, задаваемый эмпирически. Затем величину N делим на nt и для каждого n -го участка вычисляем среднее арифметическое. Находим для каждого значения τ наибольший размах $\alpha = Q_{max} - Q_{min}$. Зависимость наибольших отклонений от пробного периода называется периодограммой. Ее пики соответствуют возможным значениям периодов реализаций режимов СДТГ.

Б. Л. Кучиным [6.9] методика Бью — Балло использовалась для периодограмм анализа давлений и расходов газа по ГРС Броевая

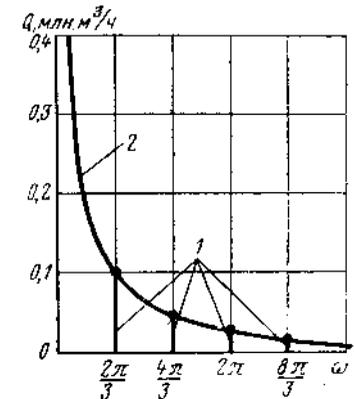


Рис. 6.7. Дискретный (1) и непрерывный (2) спектры газопотребления крупного города

и Шоссейная (ЛУМГ). Были обнаружены наряду с основной гармоникой $T_0 = 24$ ч скрытые периодичности с периодом $T_1 = 21$ ч и $T_2 = 28$ ч. Наличие этих периодичностей можно объяснить модулированием основной периодичности с периодом $T_0 = 24$ ч периодичностью с периодом $T = 168$ ч. Тогда периодичности с периодами $T_1 = 21$ ч и $T_2 = 28$ ч являются боковыми в амплитудно-модулированном сигнале. Но и в этом случае мы далеко не всегда можем выявить периодичность из-за вероятностных составляющих реализаций процесса перекачки газа. Поэтому наиболее общие статистические методы поиска периодичностей.

Часто используется корреляционный способ поиска периодичностей. Анализируемые реализации представляют собой в общем виде сумму детерминированного процесса $S(t)$, состоящего из постоянной и гармонической составляющих, и случайного процесса $m(t)$, т. е.

$$Q(t) = S(t) + m(t).$$

Если стационарный случайный процесс эргодичен, то корреляционная функция описывается формулой

$$R(t) = \frac{1}{T} \int_0^t [S(t) + m(t)][S(t-\tau) + m(t-\tau)] d\tau = \\ = R_s(t) + R_{sm}(t) + R_{ms}(t) + R_m(t),$$

где функции $R_{sm}(t)$, $R_{ms}(t)$ стремятся к нулю при достаточно большом значении t .

Если детерминированный процесс $S(t)$ и случайный процесс $m(t)$ статистически независимы друг от друга, то функция $R(t)$ при больших значениях t представляет собой сумму периодической и постоянной составляющих.

Однако этот метод целесообразно применять тогда, когда функция $m(t)$ состоит из одной гармоники. В случае же нескольких гармонических составляющих необходимо использовать свойства спектральных плотностей. Если

$$Q(t) = \sum_{j=1}^v A_j \cos(\omega t + \varphi_j) + a(t),$$

то

$$S(\omega) = \frac{1}{4} \sum_{j=1}^v A_j [\delta(\omega - \omega_j) + \delta(\omega + \omega_j)] + S_a(\omega),$$

т. е. в диапазоне $0 \leq \omega < \infty$ функция $S(\omega)$ — результат наложения пиков бесконечной высоты (δ -функции) при частотах, соответствующих частотам гармоник в процессе $Q(t)$, на относительно «гладкую» функцию $S_a(\omega)$, являющуюся спектральной плотностью случайного процесса газопотребления без учета периодической составляющей.

По месту расположения пиков $S(\omega)$ определяем значения частот гармоник $Q(t)$.

При сильной засоренности реализаций случайными помехами становится трудно отличить некоторые малые пики от пик. отражающих непосредственно гармонические составляющие. Вопрос достаточно сложен, и первые попытки его решения относятся к изучению достоверности различных оценок спектральной плотности. В более общем виде применительно к любому виду сигналов (серии импульсов, модулированным сигналам и т. д.) проблема решается как задача обнаружения сигналов на фоне помех. Обзор этих методов содержится в [6.81]. Однако для рассматриваемого круга задач, по мнению авторов, можно ограничиться более простыми методами типа Бью — Балло для менее сложных случаев и методом спектральной плотности для тех случаев, где детерминированная составляющая выявляется плохо. При этом оба метода реализуются на ЭЦВМ.

Анализ газопотребления и реализаций процесса перекачки газа для различных точек магистральных газопроводов, выполненные вручную и на ЭЦВМ, показывают, что для суточного графика газопотребления можно ограничиться четырьмя-шестью членами, аппроксимирующего ряда при достаточной точности (3—6%) аппроксимации, т. е. можно ограничиться периодами возмущающих сигналов от $T = 0,7$ ч до $T = 60$ ч или шириотой спектра частот $\omega = 0,002$ 4- $0,20$ 1/мин. При этом анализ месячных и годовых графиков газопотребления показал, что существен суточный режим газопотребления с некоторыми колебаниями в сторону увеличения. Поэтому с точки зрения анализа целесообразно для упорядочения расчетов прогнозировать подачу газа как минимум за сутки вперед. Однако, если анализировать недельный цикл, видно, что полная повторяемость суточных графиков для разных дней недели отсутствует и следует выделять предвыходные и выходные дни. Поэтому прогнозирование лучше всего проводить по статистическим данным определенных дней в течение нескольких предыдущих недель. На основании теоремы Котельникова [5.141] из возможности аппроксимации основного возмущения газопотребления (суточной неравномерности) четырьмя — шестью членами гармонического ряда следует, что при расчете режимов работы магистральных газопроводов при неустановившихся процессах перекачки по суточному циклу можно принять шаг дискретизации, равный 1,5—2,5 ч. Это позволяет рассчитывать режим по крайней мере на месяц вперед. Однако в этом случае точность расчета ограничивается точностью прогнозирования потребления и подачи, которые тем меньше, чем далее мы экстраполируем эти процессы.

Весьма важен также выбор начальных условий для расчетов режимов магистральных газопроводов при нестационарных режимах течения газа. Вообще говоря, выбор времени, с которого начинают анализ нестационарных процессов, весьма условен. На точности расчетов особенно сказывается предшествующий ход процесса перекачки. Вследствие большого периода времени последствия системы

(для практических расчетов примерно 6—7 ч на 100 км длины газопровода) колебания газоподачи значительное время сказываются на последующих изменениях газопотребления.

Можно использовать три значения отсчета при анализе режимов работы магистрального газопровода (МГ) с прогнозируемыми данными потребления и подачи газа:

за стационарный режим для данного МГ в данный промежуток времени принять среднеинтегральную величину параметров расхода $Q(t)$ и давления $p(t)$ за этот же промежуток времени;

за начальные значения брать минимальные значения величин Q и p , принимая во внимание то, что параметры исходного стационарного режима должны удовлетворять этим значениям;

задаваться значениями отклонений относительно фиксированных в данное время параметров p и Q , т. е. считать нестационарный режим уже относительно этих параметров.

В этом случае произвольный выбор начальных значений сказывается наиболее остро. В [6.10] количественно показано, как влияет задание начальных значений на результаты расчетов нестационарных режимов газопровода Вильнюс — Рига для г. Лиепая. В одном случае отсчет произведен с момента максимального отбора газа, в другом — с минимального.

Таким образом, начальные условия целесообразно выбирать из усредненных за определенный сравнительно длинный период времени значений $p(t)$ и $Q(t)$. В течение выбранного периода времени не должно быть резкого изменения режима перекачки газа (например, отключения параллельных компрессорных агрегатов). Граничные условия можно принимать в виде суточных, недельных или других закономерностей газопотребления.

Если принять, что нестационарные процессы распространяются с последствием, практически равным 6—8 ч на 100 км длины газопровода, для 1000 км это время составит трое-четверо суток. Из этого вытекает, что для выбора режима нестационарного течения газа при оперативном управлении СДТГ внутри недельного цикла крайние условия должны задаваться практически с отсчетом от 1 до 10 ч.

Рассмотрим выбор граничных и начальных условий для уравнений нестационарного режима транспорта газа.

В общем случае в качестве начальных условий для уравнений гиперболического типа необходимо задать распределение давления или расхода по длине газопровода в начальный момент времени, т. е. $p(x, 0) = \varphi_1(x)$ или $G(x, 0) = \varphi_2(x)$, и начальную скорость изменений давления или расхода по длине газопровода в начальный момент времени:

$$\frac{\partial p(x, 0)}{\partial t} = f_1(x) \quad \text{или} \quad \frac{\partial G(x, 0)}{\partial t} = f_2(x).$$

Для уравнений параболического типа достаточно в качестве начального условия принять, что $p(x, 0) = \varphi_1(x)$ или $Q(x, 0) = \varphi_2(x)$.

В этом случае связь между расходом и давлением имеет вид

$$\frac{\partial p(x, t)}{\partial x} = \alpha G(x, t),$$

где α — постоянный размерный коэффициент.

В качестве граничных условий для решения задачи о распределении искомого параметра по x и t для уравнений параболического типа нужно задать изменение:

давления или расхода при $x = 0$ и $x = l$ во времени, т. е.

$$p(0, t) = \mu_1(t); \quad p(L, t) = \mu_2(t)$$

или

$$G(0, t) = \eta_1(t); \quad G(l, t) = \eta_2(t),$$

или давления при $x = 0$, т. е. $p(0, t) = \mu_1(t)$ и расхода при $x = L$, т. е.

$$\frac{\partial p(L, t)}{\partial x} = f_2(t),$$

или давления при $x = L$, т. е.

$$p(L, t) = \mu_2(t),$$

и расхода при $x = 0$, т. е.

$$\frac{\partial p(0, t)}{\partial x} = f_1(t).$$

Для некоторых задач транспорта газа граничные условия часто принимают нулевые или постоянные значения. В конкретных случаях граничные условия задают по данным диспетчерских служб, исходя из опыта эксплуатации газопровода.

4. КОРРЕЛЯЦИОННЫЕ И СПЕКТРАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ КОЛЕБАНИЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ГАЗОПРОВОДА

Изменения параметров в элементах систем дальнего транспорта газа (подача и потребление газа, давление, коэффициент гидравлического сопротивления и др.) носят в той или иной степени случайный характер. Для их описания или уточнения можно использовать вероятностные характеристики. Наиболее часто используются для этого корреляционные и спектральные методы. Реальный случайный процесс колебаний пропускной способности газопровода часто представляют в виде реализации $f(t)$, которая выбирается случайным образом из ансамбля функций, при этом для случайного процесса каждая точка случайна и во времени и по множеству. В качестве вероятностных характеристик случайного процесса обычно используются одно-, дву- и многомерные законы распределения. Наиболее

прост и поэтому распространен одномерный закон распределения $\Phi [x(t) \leq x]$ для значений случайного процесса x в момент времени t .

Случайный процесс стационарен, когда все его распределения вероятностей остаются неизменными при замене времени t временем $t + T$, где T — сдвиг начала отсчета времени. В стационарном случайном процессе закон распределения один и тот же для каждого момента времени, т. е. плотность вероятности не зависит от времени. Стационарные случайные процессы обладают эргодическим свойством, когда среднее значение по времени при наблюдении на одном объекте равно среднему значению по множеству для большого числа наблюдений, сделанных в один и тот же момент времени на большом числе одинаковых объектов:

$$\bar{x} = \int_{-\infty}^{\infty} x \Phi(x) dx = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{2T} \int_{-T}^{+T} x(t) dt.$$

Эргодическая гипотеза (во многих случаях теорема) позволяет в значительной степени упрощать все расчеты и эксперименты. Замечательное свойство стационарного случайного процесса состоит в том, что отдельная реализация на бесконечном промежутке времени полностью определяет собой весь случайный процесс со всеми бесчисленными возможностями его реализации. Для стационарного случайного процесса все вероятностные характеристики: математическое ожидание, дисперсия и т. д. — остаются постоянными. Если распределения вероятностей отвечают нормальному распределению, то случайный процесс будет гауссовским. Вычитая из случайной величины $f(t)$ ее среднее значение, получаем центрированную случайную величину. В этом случае колебания случайной величины будут происходить относительно нуля. Среднее значение квадрата центрированной случайной величины называют дисперсией:

$$\sigma^2 = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{2T} \int_{-T}^{+T} [f(t) - \bar{f}(t)]^2 dt,$$

где $\bar{f}(t)$ — среднее значение случайной величины $f(t)$.

Примером нестационарных случайных процессов может быть процесс с одинаковым средним $M(t)$ и разными дисперсиями $\sigma^2(t)$. Одна из важных характеристик стационарного процесса — его корреляционная функция. Ее можно выразить как среднее значение по времени произведения $x(t)x(t+\tau) dt$ для автокорреляционной и $x(t)y(t+\tau) dt$ для взаимокорреляционной функций. Тогда

$$R_{xx}(\tau) = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{2T} \int_{-T}^{+T} x(t)x(t+\tau) dt;$$

$$R_{xy}(\tau) = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{2T} \int_{-T}^{+T} x(t)y(t+\tau) dt;$$

$$R_{yx}(\tau) = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{2T} \int_{-T}^{+T} y(t)x(t+\tau) dt,$$

где $x(t)$ — значение случайной величины как функции времени; $x(t+\tau)$ — то же, сдвинутое на время τ ; $\tau = k \Delta t$ — корреляционный сдвиг, где Δt — временной шаг; $2T$ — интервал наблюдения случайной величины.

Для дискретных отсчетов времени

$$R_{xx}(\tau) = \frac{1}{N-\tau} \sum_{n=0}^{n=N-\tau} x(n)x(n-\tau),$$

где N — число наблюдаемых значений.

Конечный результат функции $R_{xx}(\tau)$ определяем, перемножая соответствующие ординаты кривых $x(t)$ и $x(t-\tau)$ и подсчитав сумму произведений $\sum x(t)x(t+k\Delta t) dt$, разделенную на величину $1/(N-\tau)$.

Если корреляционная функция не имеет пиков и близка к нулю или постоянна во всем диапазоне τ , можно считать мгновенные значения случайного процесса некоррелированными.

Корреляционная функция является четной по величине τ . Это означает, что $R_{11}(\tau) = R_{11}(-\tau)$. Направление смещения $\tau (+\tau$ или $-\tau)$ не влияет на величину корреляционной функции.

При $\tau = 0$ корреляционная функция дает средний квадрат случайной величины $R(0) = \bar{x}^2$. Значение $R(\tau)$ при $\tau \neq 0$ всегда меньше ее значений при $\tau = 0$. При $\tau = \infty$ корреляционная функция дает квадрат среднего значения случайной величины $R(\infty) = (\bar{x})^2$. Поэтому, если исходный случайный сигнал содержит постоянную или периодическую составляющую, то и автокорреляционная функция содержит те же составляющие с тем же периодом для периодической составляющей. Следует заметить, что функция $R(\tau)$ только выделяет периодическую составляющую, но не содержит никакой информации о ее фазе. Если исходный сигнал имеет только случайные составляющие, то $R(\tau) \rightarrow 0$ при $\tau \rightarrow \infty$.

Значение $R(\tau)$ тем меньше, чем больше промежутки времени τ , так как связь между далеко отстоящими друг от друга значениями будет слабой.

На рис. 6.8 представлены автокорреляционные функции расхода газа на ГРС Шоссейная соответственно в зимние и летние месяцы. График указывает на то, что периодичность корреляционной функции повторяется через каждые 24 ч. Следовательно, и корреляционная связь в это же время достигает максимального значения. Огибающая также имеет колебательный характер, максимум которого

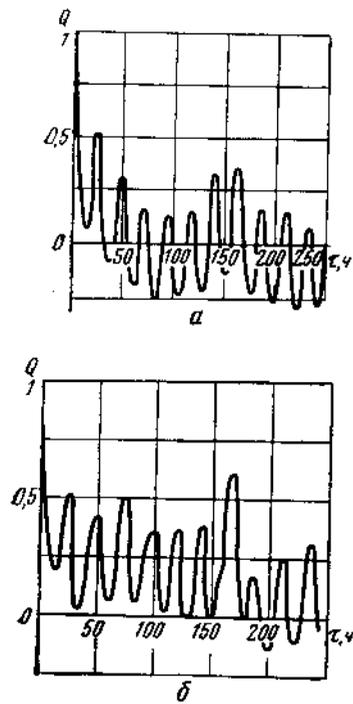


Рис. 6.8. Автокорреляционные функции расхода газа на ГРС Шоссейная:

а — для января — февраля; б — для июня — июля 1966 г.

отличается от затухающей экспоненты, т. е. периодическая составляющая почти отсутствует. При $\beta \gg \alpha$ колебательность функции $R(\tau)$ резко возрастает. При выделении периодической составляющей ранее рассмотренную функцию $R(\tau)$ можно свести к экспоненциальному виду.

Если случайный процесс образуется суммой двух случайных процессов

$$z(\tau) = \alpha x(\tau) + \beta y(\tau),$$

где α и β — действительные переменные, то корреляционные функции $R_{xz}(\tau)$, $R_{zx}(\tau)$, $R_{zz}(\tau)$ связаны соотношениями

$$R_{xz} = \alpha R_{xx} + \beta R_{xy}; \quad R_{zx} = \alpha R_{xx} + \beta R_{yx};$$

$$R_{zz} = \alpha^2 R_{xx} + \beta^2 R_{yy} + \alpha\beta (R_{xy} + R_{yx}).$$

Важная характеристика стационарного случайного процесса — спектральная плотность. Под нею подразумевают среднюю за заданный период времени мощность случайного сигнала в частотном диапа-

достигается при $\tau = 168$ ч. Этот сдвиг по времени совпадает с недельным периодом. Максимальная связь устанавливается на воскресных графиках потребления газа.

Более слабые периодические связи демонстрируют графики автокорреляционных функций давления $R(\tau)$ на входе ГРС Шоссейная газопровода Серпухов — Ленинград. Но характер изменения функций $R(\tau)$ сохраняется, если сравнить их с корреляционными функциями расхода. Хорошо заметна связь значений случайных величин, имеющих сдвиг по времени, равный одной неделе. Ясно просматриваются зависимости между графиками субботы, воскресенья и понедельника.

При анализе процессов транспорта газа целесообразно использовать аналитические выражения корреляционной функции. Очень часто функцию $R(\tau)$ аппроксимируют функцией

$$R(\tau) = A e^{-\alpha\tau} \cos \beta\tau = A e^{-\alpha\tau} \cos(\beta/\alpha)\alpha\tau.$$

При этом значение экспоненциального множителя $\rho(\tau) = R(\tau)/R(0)$ для нормированных корреляционных функций не превосходит единицы. При $\alpha \gg \beta$ корреляционная функция мало

зоне от ω до $\omega + \Delta\omega$. Спектральная плотность связана с корреляционной функцией прямым соотношением

$$S(\omega) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} R(\tau) e^{-j\omega\tau} d\tau = \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} R(\tau) \cos \omega\tau d\tau$$

и обратным

$$R(\tau) = \int_{-\infty}^{\infty} S(\omega) e^{j\omega\tau} d\omega = 2 \int_0^{\infty} S(\omega) \cos \omega\tau d\omega.$$

При этом

$$\int_0^{\infty} S(\omega) d\omega = \sigma^2 = R(0).$$

Связь между спектральной плотностью $S(\omega)$ и функцией $x(t)$ проявляется в том, что чем меньшие частоты представлены в функции $S(\omega)$, тем медленнее изменяется величина x во времени и наоборот. Чем большие частоты присутствуют в функции $S(\omega)$, тем более «узкая» корреляционная функция. Для корреляционной функции $R(\tau) = A$ спектральная плотность представляет собой импульс в начале координат.

Для «белого шума», т. е. для процесса, содержащего все частоты от $\omega = 0$ до $\omega_{\max} = \infty$, спектральная плотность постоянна по всему диапазону ω , автокорреляционная функция имеет вид пика. Если случайная функция содержит периодическую составляющую с частотой ω_c , то функция $S(\omega)$ имеет пик при такой частоте. Это используется для выделения периодических составляющих процессов газопотребления.

Для корреляционной функции

$$R(\tau) = A e^{-\alpha|\tau|} \cos(\beta/\alpha)\alpha\tau$$

спектральная плотность имеет вид

$$S(\omega) = \frac{2A}{\pi} \int_0^{\infty} e^{-\alpha\tau} \cos \beta\tau \cos \omega\tau d\tau = \frac{2A\alpha}{\pi} \left\{ \frac{\alpha^2 + \beta^2 + \omega^2}{[\alpha^2 + (\beta + \omega)^2][\alpha^2 + (\beta - \omega)^2]} \right\} = \frac{2A\alpha}{\pi} \cdot \frac{1 + (\beta/\alpha)^2 + (\omega/\alpha)^2}{\left[1 + \left(\frac{\beta + \omega}{\alpha}\right)^2\right] \left[1 + \left(\frac{\beta - \omega}{\alpha}\right)^2\right]}$$

при

$$\beta = 0; \quad S(\omega) = \frac{2A}{\pi\alpha} \left[1 + \left(\frac{\omega}{\alpha}\right)^2\right].$$

При больших значениях β/α спектральная плотность частот значительна в окрестностях частоты β , при малых значениях β/α спектральная плотность $S(\omega)$ сосредоточена в области низких частот и достигает максимума вблизи точки $\omega = 0$. Чем меньше величина α при заданном отношении β/α , тем больше максимальное значение

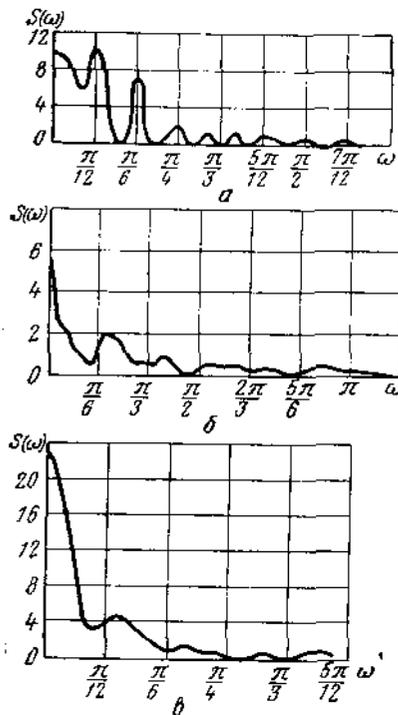


Рис. 6.9. Нормированная спектральная плотность:

а — потребление газа Ленинградом; *б* — расхода газа в Белоусово; *в* — давления на входе Волоколамской КС

в Ленинград. Нетрудно заметить, что здесь присутствует конечное число довольно узких поддиапазонов частот. Это свойство характерно для периодических сигналов. Основная гармоника имеет период $2\pi/\omega = T$, равный 24 ч. Далее появляются кратные периоды. Как видно, в данном случае нельзя график потребления аппроксимировать одной регулярной составляющей. Здесь необходимо учитывать по меньшей мере шесть гармоник.

Если в графике расхода в конце газопровода явно выражена периодичность, то для спектральной плотности расхода газа (рис. 6.9, *б*) ее обнаружить трудно. Из спектральных плотностей видно, что преобладают составляющие с большим периодом. Составляющие более высоких частот по мере удаления от места потребления постепенно сглаживаются, что вытекает из свойств частотной характеристики системы транспорта газа. Спектральная плотность по давлению имеет тот же частотный диапазон (рис. 6.9, *в*).

Из анализа характеристик случайных процессов транспорта газа

спектральной плотности и тем же диапазон, где функция $S(\omega)$ заметно отличается от нуля.

Интересно взглянуть на частотный состав реализаций расхода газа и давления в различных точках газопровода. Иногда ограничиваются определением первой гармоники и считают, что для прогнозирования этого достаточно. Конечно, для небольших потребителей можно ограничиться главной составляющей, используя ее как регулярную. Для газопроводов, подающих газ к совокупности бытовых и производственных газопотребителей, нужно учитывать по крайней мере три — шесть составляющих гармоник, при этом число гармоник уменьшается от конца к началу газопровода.

Как показано на рис. 6.9, *а—в*, нормированные спектральные плотности по своему частотному составу сильно отличаются как при изменении самих параметров, так и при перемене точек съема данных по длине газопровода. На рис. 6.9, *а* представлен график спектральной плотности суммарного расхода газа, поступающего»

можно установить, что случайный процесс по газопроводу Серпухов — Ленинград близок к стационарному, поэтому практически его таким и принимают. Случайным процессам газопотребления Москвы характерна нестационарность.

На основе исследований было установлено, что если представить графики режимных параметров по одним и тем же часам суток в неделю, то в результате такой организации статистических данных получим выборки, обладающие свойством стационарности.

5. ОПЕРАТИВНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ ГРАФИКОВ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ ДЛЯ ЗАДАЧ ДИСПЕТЧЕРСКОЙ СЛУЖБЫ

Анализ режимов потребления газа крупным промышленным центром показывает, что для многих объектов разница между средними объемами и пиковыми нагрузками достигает значительной величины, поэтому их оценка для задач равномерной загрузки магистрального газопровода представляет большой интерес с точки зрения поддержания наиболее экономичных условий работы системы газоснабжения.

В этом случае первоочередной является проблема оперативного прогноза газопотребления. Использование современных методов математической статистики, теории корреляции и теории временных рядов с обработкой материала на ЭЦВМ позволяет сделать прогнозирование потребления действительно оперативным, пригодным для использования диспетчерскими службами.

Прогнозирование на основе статистических данных потребления газа имеет первостепенное значение при решении задач диспетчерского управления. Знание диспетчером графика потребления способствует экономически наиболее выгодному нахождению режимов эксплуатации магистрального газопровода. Это помогает более рационально использовать моторесурсы, организовать эксплуатационные службы, снижать потери давления на ГРС при одновременно надежном обеспечении потребителей газом.

Чтобы точнее воспроизвести закон изменения потребления газа, следует придерживаться дифференциации выборочной функции. Известно, что графики газопотребления крупным объектом можно разделить на характерные субботный, воскресный, графики понедельника и нормального рабочего дня (начиная со вторника и кончая пятницей). Каждый такой график лучше прогнозировать отдельно.

Для исследования процессов газопотребления, имеющих в основном детерминированный характер, применяются методы ступенчатой аппроксимации, скользящих средних, экспоненциального сглаживания.

Для метода ступенчатой аппроксимации в качестве истинного усредненного параметра на интервале T_n при упреждении на время t_0 принимается мгновенное значение этого параметра в рассматриваемый момент времени t .

Для метода скользящих средних прогнозируемое значение описывается уравнением

$$x_{\text{пр}}(t) = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^{n-1} x(t-iT),$$

где n — число известных прошлых значений параметра, используемых для усреднения интервала усреднения T_0 ; T — период дискретности измерений.

Наиболее целесообразно применение метода экспоненциального сглаживания [6.11]. Построенный на его основе алгоритм достаточно просто реализуется на ЭВМ и, кроме того, дает удовлетворительные результаты предсказания. Метод экспоненциального сглаживания основан на том предположении, что предсказываемое значение некоторой функции может быть выражено как сумма двух слагаемых; одно из которых есть предыдущее сглаженное значение x_{i-1} , другое — разность текущего нового значения x_i и предыдущего сглаженного значения x_{i-1} , взятого с определенным весовым коэффициентом α :

$$x_i = x_{i-1} + \alpha(x_i - x_{i-1}).$$

Учтя предшествующие сглаженные значения x_{i-1} , x_{i-2} , получаем рекуррентное соотношение

$$x_i = \alpha \sum_{j=0}^{\infty} (1-\alpha)^j x_{i-j}$$

или

$$x_{\text{пр}}(t) = \alpha \sum_{j=0}^{\infty} (1-\alpha)^j x(t-jT).$$

По изложенному выше алгоритму была составлена программа [6.11], которая позволяет по значениям предыстории проводить корректировку, оценить число членов ряда, определить максимально допустимое время упреждения. Оценка качества предсказания проводится согласно среднеквадратичному критерию. Опыт расчетов оперативных режимов на неделю показал, что оптимальными параметрами предсказания являются: $j = 2$ и $\alpha = 0,5$. Для перспективных расчетов на месяц, квартал и так далее можно ограничиться также двумя членами ряда и величиной $\alpha \approx 0,3 \div 0,5$.

После предварительных исследований, на основе которых были определены области изменения параметров вблизи оптимальной точки, была составлена универсальная программа прогнозирования графиков потребления.

Программа на основе конкретных данных производит поиск оптимума предсказания, варьируя число точек предыстории, корректирующий параметр и число членов ряда.

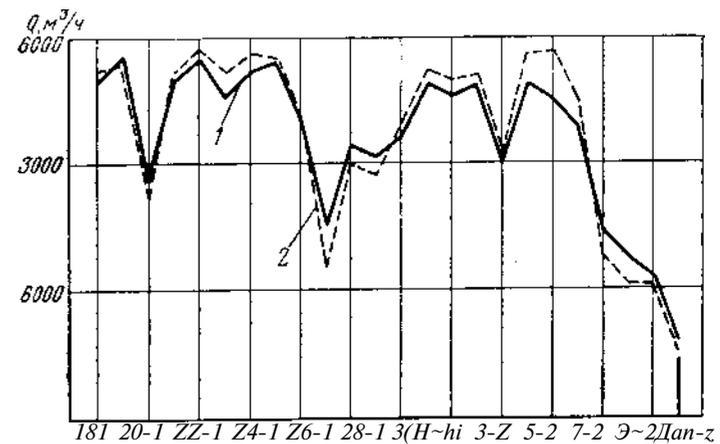


Рис. 6.10. Применение метода экспоненциального сглаживания для планирования газопотребления крупного города: 1 — действительная газоподдача; 2 — расчетная газоподдача

Организация статистических данных производится следующим образом. Графики недельных циклов выстраиваются в ряд. Каждые сутки (без деления на предвыходные, выходные дни и т. д.) прогнозируются по выборочным функциям одного и того же числа. В результате получаем прогнозный недельный график потребления.

На рис. 6.10 представлено сопоставление по данному методу спрогнозированного суточного графика расхода с истинным [6.181]. Ошибка предсказания не превышает 5%.

В случае процессов с частыми и резкими изменениями при использовании метода экспоненциального сглаживания следует принимать палые значения α . Для плавно меняющихся процессов наилучшие предсказания могут быть получены лишь при больших величинах α .

Изложенный выше метод предсказания прост. Алгоритм, построенный по способу экспоненциального сглаживания, хорошо вписывается в алгоритм управления режимами магистральных газопроводов.

Был предложен иной подход к проблеме прогнозирования газопотребления [6.4]. Перед планирующими службами стоит задача предвидеть нагрузки на более отдаленные сроки. Здесь можно идти по такому пути. Известно, что потребление газа во многом зависит от климатических условий. Температурные колебания влияют на величину потребления газа, идущего на отопление, которая является существенной частью суммарного графика потребления. Температура на месяц вперед прогнозируется метеорологическими службами и поэтому может считаться известной. Тогда открывается возможность использования для оперативного прогнозирования

регрессивных зависимостей между изменениями расхода (давления) газа и температурой окружающей среды.

В общем случае необходимо установить зависимость $Q = f(t)$, где под величиной $t = \{t^1, t_2, t_3, \dots, t_n\}$ подразумеваются контролируемые параметры, в нашем случае температура. Как величина Q , так и температура t изменяются случайно, поэтому, разделив диапазон изменения последней с шагом Δt , получаем определенное число уровней. Каждому значению

будет соответствовать ряд значений параметра Q . Для каждого значения t определяется соответствующее среднее значение

где n - число значений Q , попадающих в диапазон Δt i -того уровня.)

Геометрически любые значения t_i и Q_i представляют собой точки! в двумерной области. Соединив их, получаем эмпирическую регрессию. Графический анализ проведен для планирования газопотребления Москвы, Ростова-на-Дону [6.5], Ленинграда [6.4] и других городов.

Удобнее использовать метод наименьших квадратов. Например, имеем:

x , сут	1	2	3	4	5	6	7
Q , $10^6 \text{ м}^3/\text{ч}$	2,10,5	2,521	3,34,5	2,739,8	3,256,9	2,451	Б

Требуется предсказать величину Q_7 .

Предполагаем, что величина Q_i изменяется по линейному закону: $Q_i = a_0 + a_1 t_i$. Тогда методом наименьших квадратов находим: $a_0 = -22,07$; $a_1 = 20,93$.

$$4Q_7 = 22,07 + 20,93 \cdot 7 = 166,61 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}.$$

Если ошибка значительная, предполагают, что объект обладает определенной зависимостью от времени:

$$Q = K + B_1 t + B_2 t^2, \quad a_1 = b_1 + 2B_2 t.$$

Однако в этом случае объем вычислений возрастает, и в связи с этим ограничивается применение этого метода.

На основе методов регрессионного анализа составлена программа для долгосрочного прогноза графика потребления газа с помощью

метода экспоненциального сглаживания или другими методами, он отличается тем, что установленные зависимости остаются в силе даже при очень большом времени прогнозирования (упреждения). Прогноз становится недействительным, если коренным образом изменяется состав потребителей или производится реконструкция магистрального газопровода. В этом случае необходимо найти на основе новых статистических данных другие аналитические зависимости. Созданные программы (во ВНИИЭГазпром, ВНИИГаз, ИГАН УССР и др.) и на основе их полученные аналитические зависимости могут быть использованы соответствующими диспетчерскими службами, планирующими нагрузку магистральных газопроводов, или непосредственно диспетчерами на центральных диспетчерских службах.

Для учета случайной составляющей используются методы теории случайных процессов.

Для частных видов стационарных случайных процессов имеется возможность найти форму наилучшего прогноза. Например, если стационарный процесс $x(t)$ имеет корреляционную функцию

$$B(m) = \sigma^2 e^{-\alpha m}$$

то спектральную плотность

уравнение наилучшего прогноза имеет вид

$$\hat{x}(t + \Delta t) = e^{-\alpha \Delta t} x(t),$$

т. е. получается формула экспоненциального сглаживания.

Для прогнозирования стационарных случайных процессов используются методы А. П. Колмогорова, Н. Винера, характеристических составляющих и др.

По методу А. П. Колмогорова [6.14], задача линейного экстраполирования при условии $m = M \{1/(t)\} = 0$, где m — математическое ожидание функции $f(t)$, заключается в подборе при заданных значениях $t > 0$ и $t \rightarrow 0$ таких действительных коэффициентов, при которых линейная комбинация

$$f_A(t + \Delta t) = a_1 f(t) + a_2 f(t-1) + a_3 f(t-2) + \dots + a_n f(t-n)$$

случайных величин $f(t-1)$; $f(t-2)$; ... представляет возможно более точное приближение к случайной величине $f(t + \Delta t)$.

Так как $m = 0$, то корреляционная функция описывается уравнением

$$R(t) = M \{f(t + \Delta t) f(t)\}.$$

При известных величинах $M f(t)$ отыскиваются такие значения a_i , при которых соблюдается условие

$$t^* = M \{f(t + \Delta t) - f_A(t + \Delta t)\} \rightarrow \min,$$

Этот метод использован в [6.15].

Для метода Вилера [6.14] необходимо знать спектральную плотность $S_{xx}(\omega)$ стационарного случайного процесса.

Задача сводится к определению передаточной функции оптимального фильтра $\Phi(j\omega)$.

Порядок нахождения функции $\Phi(j\omega)$ следующий: находим функцию $\Psi(j\omega)$ из уравнения

$$|\Psi(j\omega)|^2 = S_{xx}(\omega);$$

вычисляем

$$\gamma(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \Psi(j\omega) e^{j\omega t} d\omega;$$

вводим функцию

$$\beta(t) = \gamma(t + t_0) \text{ при } t > 0; \quad \beta = 0 \text{ при } t = 0;$$

определяем:

$$B(j\omega) = \int_0^{\infty} \gamma(t + t_0) e^{-j\omega t} dt;$$

$$\Phi(j\omega) = \frac{B(j\omega)}{\Psi(j\omega)}.$$

Например, найдено, что

$$L^{-1}[\Phi(j\omega)] = e^{-\beta t_0}.$$

Тогда

$$x_A(t + t_0) = e^{-\beta t_0} x(t).$$

Ошибка предсказания

$$E = M[x(t + t_0) - x_A(t + t_0)]^2.$$

На рис. 6.11 показаны расчетные кривые сравнения среднеквадратичных ошибок предсказания для рассмотренных выше методов [6.13] в случае технологического процесса, описываемого корреляционной функцией

$$R(\tau) = R_0 \exp[-\beta(\tau)].$$

По оси ординат отложена величина относительного среднего квадрата ошибки предсказания $\delta^2 = \sigma^2/R_0$, по оси абсцисс — безразмерная величина $\gamma = \beta T_0$, где T_0 — диапазон усреднения технологического параметра.

Другие методы представляют собой дальнейшее развитие рассмотренных методов. Например, в методе Л. Заде и Дж. Рагаццини [5.18] случайный процесс рассматривается в виде

$$\varphi(t) = \xi(t) + a_0 + a_1 t + \dots + a_n t^n,$$

где $\xi(t)$ — случайная стационарная составляющая; $a_0 + a_1 t + \dots + a_n t^n$ — детерминированная часть $\varphi(t)$.

Рассмотренные выше методы требуют наличия априорных данных о распределениях случайного процесса в виде двух первых моментов этих распределений. Если на практике моменты могут быть заданы ориентировочно, то из-за неточности их задания предсказание будет с большими ошибками. Для уменьшения ошибки предсказания прибегают к более сложным методам адаптации [6.14].

Анализ характеристик транспорта газа показал, что, например, случайный процесс по газопроводу Серпухов — Ленинград близок к стационарному. Случайным процессам газопотребления Москвы характерна нестационарность. Кроме того, анализ методов прогнозирования показал, что все предложенные алгоритмы в основном сводятся к предсказанию стационарных случайных процессов.

На основе исследований было установлено, что если представить графики режимных параметров по одним и тем же часам суток в неделю, то в результате такой организации статистических данных получим выборки, обладающие в большинстве случаев свойством стационарности. Выборочные графики газопотребления Москвы показали правильность предположения о стационарности случайного процесса.

Предсказание нестационарных случайных процессов затруднено, так как для них нет пока достаточно общей теории. Несмотря на это, существуют методы, которые можно приспособить для решения этой задачи.

Применительно к нашей задаче в некоторых случаях можно использовать метод движущейся амплитуды, предложенный А. Вальдом [6.2]. С помощью данного метода можно выделить главную тенденцию, а также сезонные и случайные колебания.

Согласно методу движущейся амплитуды функция наблюдения представляется в виде суммы трех компонентов:

$$Q(t) = f(t) + S(t) + Z(t),$$

где $f(t)$ — тенденция или основной показатель цикла; $S(t)$ — сезонная волна; $Z(t)$ — случайные колебания.

Для выделения основного показателя цикла $f(t)$ из замеров вычитается скользящая средняя $Q^*(t)$:

$$q(t) = Q(t) - Q^*(t),$$

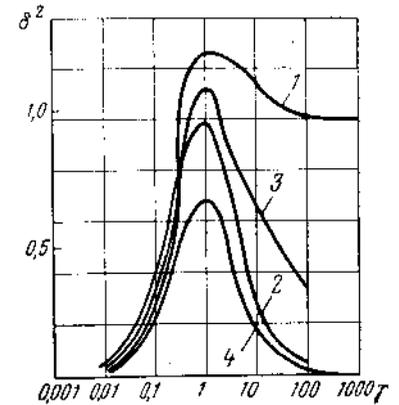


Рис. 6.11. Сравнение среднеквадратичных ошибок прогнозирования различными методами:

1 — ступенчатой аппроксимации; 2 — усреднения скользящего прошлого ($n = 20$); 3 — экспоненциального сглаживания ($\alpha = 0,5$); 4 — Вилера

где

$$Q^*(t) = \frac{Q(t-6) + 2[Q(t-5) + \dots + Q(t) + \dots + Q(t-5)] - Q(t+6)}{24},$$

для $t = 7, 8, 9, \dots, n - 6$, где n — порядковый номер месяца. Функция $Q^*(t)$ дает среднее значение для скользящей года со среднемесячной нагрузкой в рассматриваемом месяце.

Данную методику можно применить и для более сжатых периодов времени, например месяца, недели и суток.

Поскольку функция $Q^*(t)$ представляет основной показатель цикла, можно предположить, что функция $f(t)$ может быть аппроксимирована линейной зависимостью за двенадцатимесячный период.

Следовательно, принимается, что $Q^*(t) = f(t)$, т. е. величина $Q^*(t)$ является средним показателем годового цикла. Отсюда вытекает, что

$$q(t) \cong S(t) + Z(t).$$

После предположения, что функция $S(t)$ — произведение двух функций, Вальд предлагает формулы для выделения сезонных неравномерностей.

Зная основные показатели $S(t)$ и $f(t)$, можно определить случайные колебания нагрузки:

$$Z(t) = Q(t) - f(t) - S(t).$$

После определения случайной составляющей можно перейти к применению методов прогноза для стационарных случайных процессов [6.14].

В [6.16] дан пример применения метода статистической аппроксимации к задаче прогноза. Однако из-за отсутствия достаточно общих теорем о сходимости метода его применение ограничивается стационарными случайными процессами. О его практической применимости для других случайных процессов можно судить лишь по опыту.

Для прогнозирования можно использовать методы аналогового моделирования. При этом в качестве удобного способа представле-

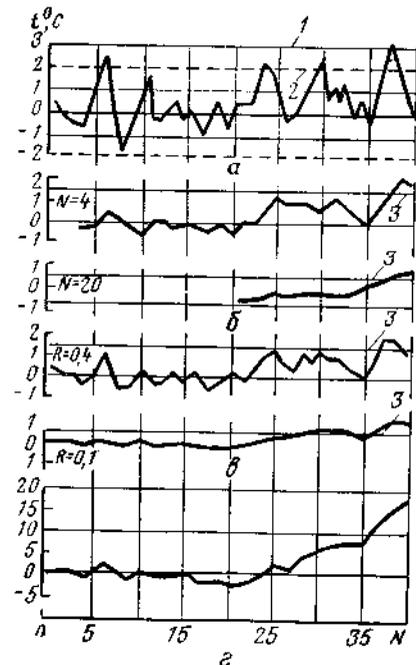


Рис. 6.12. Контрольные карты:

a — стандартная; $б$ — текущих средних; $в$ — экспоненциально взвешенного среднего; $г$ — кумулятивного суммирования; 1 — внешняя граница; 2 — внутренняя граница; 3 — линия действия

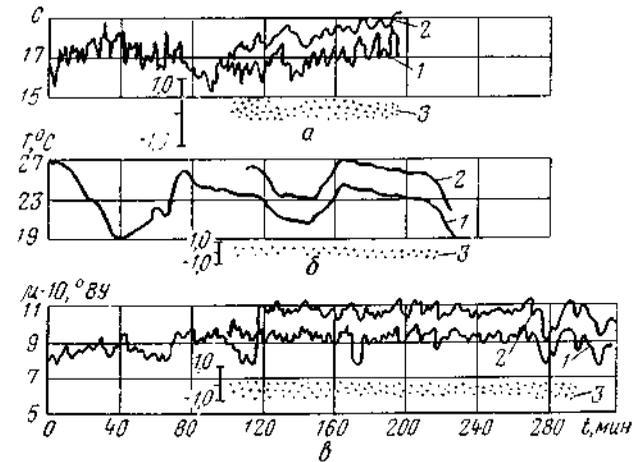


Рис. 6.13. Прогнозирование концентрации (a), температур ($б$) и вязкости ($в$) в технологическом процессе:

1 — действительные значения; 2 — прогнозируемые значения; 3 — разброс точек, характеризующий точность прогнозирования

ния исходной информации используют простейшие степенные ряды вида [6.17]

$$x(t) = x_0 + x_1 t + \frac{x_2 t^2}{2}.$$

Весьма интересным для оперативного управления является применение контрольных карт [6.12]. В настоящее время диспетчер газопровода принимает решение включить или выключить компрессорные машины, если значения контролируемого параметра выходят за верхнюю границу, например давление 56 кгс/см^2 , не учитывая предысторию процесса, хотя опытный диспетчер по характеру расположения точек может заметить временный дрейф еще задолго до того, как процесс выйдет за верхнюю границу. Более детально для технологического процесса (рис. 6.12, a) можно учесть предысторию и предсказать последующие значения, если откладывать текущее среднее (сглаживание) скользящим средним $\varphi_{N+1} = \sum_{i=1}^N \varphi_i / N$ (рис. 6.12, $б$) или экспоненциальное взвешенное среднее (рис. 6.12, $в$)

$$\varphi_{N+1} = R \sum_{i=0}^{N-1} (1-R)^i \varphi_{N-i},$$

где $R < 1$, или кумулятивные средние

$$S_N = \sum_{i=1}^N (\varphi_i - \varphi_{пр}),$$

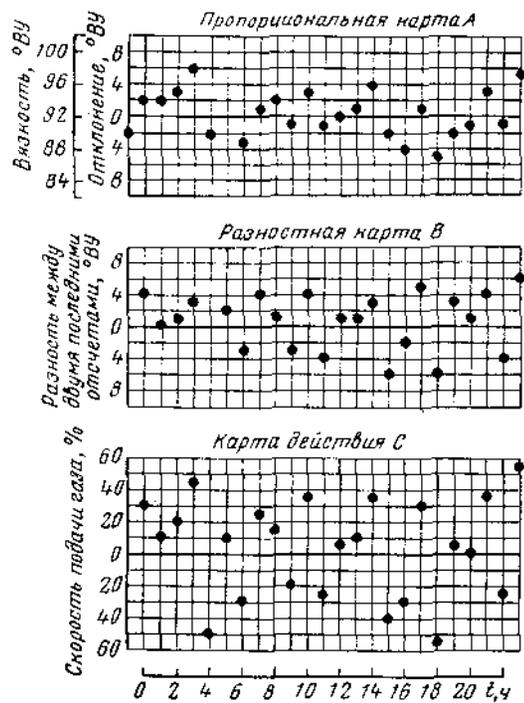


Рис. 6.14. Контроль за вязкостью продукта по картам

продукта в технологическом процессе изменением концентрации и температуры [6.20]. Вязкость продукта фиксировалась с интервалом 1 ч. Доза регулировалась газом, инжестируемым в жидкость. По техническим условиям требуется поддерживать вязкость ρ в пределах 86—98 единиц. Предварительные опыты показали, что изменение скорости подачи газа в 50 фут/мин изменяет вязкость на 10 единиц. После 82 мин изменение вязкости составляет 09% ее конечной величины, после 165 мин — 86%. Реакция системы на единичный скачок была принята экспоненциальной. Таким образом, учитывалась инерционность процесса. Методика прогнозирования, результаты применения которой показаны на рис. 6.13, детально рассмотрена в [6.20]. Прогнозируемые значения использовались при регулировании системы для будущего времени с помощью контрольных карт (рис. 6.14). На пропорциональную карту *A* наносятся значения вязкости, отсчитываемые через 1 ч. Срединная линия равна 92 единицам вязкости и показывает желаемую вязкость продукта. Ось координат проградуирована в отклонениях от желаемой вязкости. На карте *B* откладывается разность между двумя последними отсчетами. На карте действия *C* откладывается сумма отклонения от нуля значений карт *A* и *B*. Шкала нанесена в единицах

где $\Phi_{1\phi}$ — значение параметра, на котором желательно поддерживать процесс (рис. 6.12, *з*).

По наклону кривое кумулятивного среднего легко визуально обнаружить временное смещение и указать время, с которого оно начнется. На временном смещении весьма сказывается динамика систем.

Для систем транспорта газа постоянная времени системы весьма велика и учет ее необходим. В (6.19.) показано, что для магистрального газопровода длиной 100 км постоянная времени лежит между 3—5 ч.

В качестве примера применения контрольных карт для инерционных процессов приведем прогнозирование для регулирования вязкости про-

дукта. Величины, наносимые на эту карту, указывают, на сколько нужно изменить эту скорость. Авторами метода [6.20] были получены хорошие практические результаты, однако теоретически применение метода удалось доказать для частных, не всегда допустимых ограничений, как-то: линейность дрейфа, некоррелированность ошибок и т. д.

Карту *B* можно заполнять значениями разностей между двумя усредненными скользящими или экспоненциально взвешенными средними. При этом интенсивнее подавляется случайная составляющая. Нельзя преувеличивать возможности этого метода, так как он имеет тмоятати, однако применение его все же может дать определенный эффект.

ВОПРОСЫ АНАЛИЗА
НАДЕЖНОСТИ
И ОБЕСПЕЧЕНИЯ
РАБОТОСПОСОБНОСТИ СИСТЕМ
ДАЛЬНЕГО ТРАНСПОРТА ГАЗА

1. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ
ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ГАЗОПРОВОДА

Линейная часть (ЛЧ) магистральных газопроводов (МГ) или газосборных, газораспределительных сетей, обвязочных технологических трубопроводов газодобывающих предприятий (ГДП), КС подземных границ газа (ПХГ) играет исключительно важную роль в функционировании СДТГ. При однократном исполнении аварии на ЛЧ с полным разрывом трубы или сварного стыка может привести к полному прекращению подачи газа, если в СДТГ отсутствуют какие-либо резервные мощности.

Основа надежности ЛЧ — уровень несущей способности трубопровода как конструкции при работе его на проектных параметрах. Несущая способность трубопровода, в свою очередь, зависит от качества труб, строительно-монтажных работ (особенно сварки стыков) и обслуживания трубопровода.

Эксплуатационная надежность кольцевого сварного стыка в трубопроводной конструкции обеспечивается не только предотвращением дефектов сварки, но и достижением определенного уровня прочности, пластичности и вязкости металла стыка.

Трубопровод представляет собой соединение элементов, по крайней мере, двух типов — тела собственно трубы и сварного (поперечного) стыка, которые порознь обладают существенно различными надежностными характеристиками.

Л. Кац и Ж. Линковский в [7.1] предложили следующую формулу для определения надежности трубопровода:

$$R(t) = R_1^n(t) R_2^{n-1}(t),$$

где $R_1(t)$ — надежность тела трубы (вероятность безотказной ее работы) в интервале $(0, t)$; $R_2(t)$ — надежность поперечного сварного стыка; n — число труб, сваренных в трубопровод; $n - 1$ — число стыков.

Интенсивность $\lambda(t)$ аварий (отказов) трубопровода равна сумме интенсивностей отказов трубы λ_1 и стыка λ_2 :

$$\lambda(t) = n\lambda_1(t) + (n - 1)\lambda_2(t).$$

Авторами [7.1] был проанализирован большой поток аварий на трубопроводах и получена формула для определения надежности трубопровода

$$R(t) = \exp[-n(\lambda_1 + \theta)t] [\exp(e^{-\theta(T-t)} + e^{-\theta t})],$$

где θ — параметр распределения, аналогичный интенсивности отказов в обычном экспоненциальном законе вероятности; T — максимально возможный период безотказной работы стыка до первого ремонта.

Трубопровод, как и всякая техническая система, в период функционирования «переживает» три периода: приработки (или обкатки), длительной эксплуатации и старения.

В период приработки интенсивность аварий чрезмерно высока, затем она резко падает и в течение длительного времени (до 20 лет) сохраняется на одном уровне, затем снова возрастает. В последнем случае трубы заменяются при капитальном ремонте.

Во второй период эксплуатации аварии (отказы) трубопровода можно считать постепенными. В связи с этим Л. Кац и Ж. Линковский считают, что аварии трубопровода могут описываться нормальным распределением с двумя параметрами m и σ и предлагают следующую формулу для определения надежности трубопровода:

$$R(t) \approx \exp\left\{-n\left[\Phi\left(\frac{t-m}{\sigma}\right) + \theta t\right]\right\},$$

где

$$\Phi\left(\frac{t-m}{\sigma}\right) \text{ — табулированный интеграл Лапласа.}$$

Численные значения параметров λ , θ , m и σ авторы предлагают определять по методу правдоподобия.

Целесообразно вычислять удельную интенсивность $\lambda_{уд}$ отказов МГ, представляющую собой число аварий A на 1 км длины газопровода в сутки и определяемую по формуле

$$\lambda_{уд} = \frac{A}{Lt},$$

где A — число аварий за время t (в сут); L — длина МГ (в км).

Применение изложенной методики предполагает наличие статистических данных по авариям ЛЧ трубопроводов с фиксацией времени первых отказов отдельно по телу трубы и стыкам.

В одной из последующих работ [7.2] Л. Кац и Ж. Линковский развивают эту методику с использованием α -распределения.

Ряд методик по расчету надежности линейной части (и других элементов) трубопроводов дан в научно-технических обзорах [7.3, 7.4]. В последней работе приводится простой метод оценки влияния надежности МГ на его пропускную способность.

Плановый годовой объем перекачки продукции выражается формулой

$$Q = \Pi_{\Sigma} \cdot 365 - \Pi_{\Sigma} T_{\Sigma},$$

где H_{Σ} — среднесуточный объем перекачки по всему МГ; T_{Σ} — суммарное время простоя МГ за год.

Таким образом, T_{Σ} характеризует плановую величину снижения пропускной способности всего магистрального газопровода за год.

Учитывая технологические особенности каждого участка газопровода, введем коэффициент β_l ($l = 1, \dots, N$), определяющий долю снижения пропускной способности всего магистрального газопровода по вине l -го участка. Этот коэффициент и величины среднесуточных объемов перекачек по каждому l -му участку при исправной работе всех его звеньев (H_l) позволяют найти допустимый плановый объем перекачанного продукта за год для l -го участка магистрального газопровода

$$H_{\Sigma} T_{\Sigma} \frac{1}{\beta_l}$$

и эквивалентное T_{Σ} суммарное среднее время простоя за год l -го участка T_l :

$$T_l = \frac{H_{\Sigma} T_{\Sigma} \frac{1}{\beta_l}}{H_l}$$

По существу T_l характеризует плановую допустимую величину снижения пропускной способности l -ым участком магистрального газопровода. Так как снижение пропускной способности на участке в течение времени t эквивалентно простоя участка в течение времени $t_1 \leq t$, то под временем простоя участка следует понимать эквивалентное время простоя, т. е. в него входит пересчитанное время, в течение которого участок работал с меньшей пропускной способностью. Составляющей является время на ремонт и профилактику как основного оборудования, так и вспомогательного.

Вероятность того, что в данный момент времени трубопровод находится в состоянии аварии, может быть найдена из выражения

$$R = 1 - K_r,$$

где

$$K_r = \frac{T_o}{T_o + T_p}$$

вероятность исправности ЛЧ трубопровода в момент времени t , или коэффициент готовности; T_o — среднее время исправной работы трубопровода между отказами; T_p — среднее время ремонта линейной части трубопровода.

В качестве одной из характеристик надежности МГ может рассматриваться и вероятность восстановления трубопровода.

Вероятность того, что в определенных условиях эксплуатации МГ будет восстановлен по крайней мере в течение времени τ после возникновения аварии определяется по выражениям

$$P(\tau) = P(\epsilon \leq \tau); \quad P(\tau) = F(\tau),$$

где $F(\tau)$ — функция распределения случайной величины ϵ .

В отличие от вероятности безотказной работы (надежности) эта функция является нарастающей, так как $P(\tau) = 0$ при $\tau = 0$ и $P(\tau) = 1$ при $\tau = \infty$.

Вероятность восстановления может быть определена на основе статистических данных:

$$P^*(\tau) = \frac{N_n(\tau_0)}{N_{\tau n}}$$

где $N_n(\tau_0)$ — число восстановленных элементов за время τ_0 ; $N_{\tau n}$ — число поступающих элементов, требующих восстановления.

Среднее время восстановления определяется как

$$T_{\text{ср. в}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \epsilon_i.$$

где ϵ_i — случайная величина, равная времени восстановления при i -ой аварии, n — общее число аварий.

Интенсивность восстановления обратна величине $T_{\text{ср. в}}$:

$$\mu = \frac{1}{T_{\text{ср. в}}}.$$

Так как до заданного момента времени t могло быть любое число аварий (отказов), коэффициент готовности представляет собой сумму вероятностей событий, состоящих в том, что момент t расположен в интервале, ограниченном концом восстановления после предыдущего отказа и моментом возникновения следующего отказа:

$$K_r = \sum_{i=0}^{\infty} P \left[\sum_{k=0}^i (\theta_k - \epsilon_k) < t < \sum_{k=0}^i (\theta_k + \epsilon_k) + \theta_{i+1} \right],$$

где θ_k — интервалы работоспособности; ϵ_k — интервалы восстановления.

По определению

$$K_r = \frac{T_o}{T_o + T_p},$$

где T_o — общее время безотказной работы; T_p — общее время восстановления.

Можно также записать:

$$K_r = \frac{\sum_{i=1}^k \theta_i}{\sum_{i=1}^k \theta_i + \sum_{i=1}^k \epsilon_i}.$$

Из анализа статистических данных установлено, что на линейной части МГ вероятность $P_A(t)$ наступления A аварий не зависит от числа аварий, происшедших в любые интервалы времени, предшествующие моменту времени t . Величина $P_A(t)$ зависит только от времени t , но не от начального времени t_0 . Вероятность возникновения аварии в течение бесконечно малого интервала времени Δt — величина бесконечно малого порядка. Вероятность того, что в интервале времени $(t; t + \Delta t)$ произойдет больше одной аварии — бесконечно малая величина более высшего порядка по сравнению с интервалом Δt .

Исходя из указанных соображений, можно принять, что распределение вероятностей аварий на ЛЧ МГ подчиняется закону Пуассона, а время безотказной работы и время восстановления распределены по показательному закону.

Рассмотрим участок МГ длиной l , состоящий из n параллельных ниток. Допустим, что параметры, характеризующие надежность МГ, одинаковы для каждой нитки.

Если принять далее, что время безотказной работы и время восстановления распределены по экспоненциальному закону, то рассмотрение такой системы МГ может быть сведено к изучению некоторого однородного марковского процесса со счетным числом состояний.

МГ может находиться в одном из следующих состояний:

0 — все нитки на участке находятся в работе (0 аварий);

1 — на одной из ниток произошла авария;

k_a — аварии произошли на n нитках;

n — все нитки отключены в связи с авариями.

С учетом того, что в промежутках времени, далеких от начального, вероятность того или иного состояния системы не зависит от начального состояния, т. е. $P_k(t) \rightarrow P_k$ при $t \rightarrow \infty$, получаем значение финальной вероятности состояния:

$$P_{k_a} = \frac{\theta_{k_a}}{1 + \sum_{s=1}^n \theta_s};$$

$$\theta_{k_a} = \frac{n! \lambda^{k_a} e^{-\lambda}}{k_a! (n - k_a)! \mu^{k_a}}.$$

В том случае, если число ремонтных единиц r ограничено и $r < k_a$, то

$$\theta_{k_a} = \frac{n! \lambda^{k_a} e^{-\lambda}}{r^{k_a - r} r! (n - k_a)! \mu^{k_a}}.$$

Полученные финальные вероятности P_{k_a} представляют собой среднюю долю времени, в течение которого система пребывает в состоянии k_a .

2. ИССЛЕДОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Компрессорная станция (КС) МГ или дожимной компрессорный цех газодобывающего предприятия, являясь элементом СДТГ, в свою очередь, может рассматриваться как сложная техническая система с восстановлением, основной элемент которой — газоперекачивающий агрегат (ГПА).

Надежность функционирования КС в значительной степени определяет надежность функционирования МГ и зависит от надежности ГПА, схем технологической обвязки и установленного на КС резерва.

Надежность ГПА определяется совокупностью трех основных свойств: безотказностью, долговечностью и ремонтпригодностью. Безотказность — свойство ГПА сохранять работоспособность, т. е. не иметь отказов в течение заданного периода эксплуатации. Отказ — полная или частичная утрата или видоизменение таких свойств ГПА, которые существенным образом снижают работоспособность или приводят к полной потере ее. Долговечность — свойство ГПА сохранять работоспособность до предельного состояния с необходимыми перерывами для технического обслуживания и ремонтов. Ремонтпригодность — свойство агрегата, заключающееся в его приспособленности к предупреждению, обнаружению и устранению отказов и неисправностей путем технологического обслуживания и ремонтов.

Надежность КС может оцениваться по типовой терминологии следующими показателями:

коэффициентом готовности

$$K_r = \frac{T_p + T_{рез}}{T'_k}.$$

где T_p — рабочее время; $T_{рез}$ — время резерва.

Время T'_k совпадает с календарным временем T_k , если в отчетном периоде планово-предупредительный ремонт не производился, т. е.

$$T'_k = T_k - \sum T_{ппр},$$

где $T_{ппр}$ — время, затраченное на планово-предупредительный ремонт; коэффициентом технического использования

$$K_{ти} = \frac{T_p}{T_p + T_{ап} + T_{ппр}}.$$

где $T_{ап}$ — время вынужденного простоя, равное сумме интервалов времени с момента снятия нагрузки в результате нарушения работоспособности ГПА до окончания восстановительного ремонта; $T_{ппр}$ — время планово-предупредительного ремонта, т. е. суммарное время, затраченное в отчетном периоде на ревизию ГПА, проводимую

через установленный заводом-изготовителем период эксплуатации в соответствии с нормами планово-предупредительного ремонта; коэффициентом работоспособности

$$K_p = \frac{T_p}{T_p + T_{вп}};$$

наработкой на отказ

$$\tau_0 = \frac{T_p}{A},$$

где A — число отказов (аварий) за рассматриваемый период; средним временем восстановления

$$\tau_в = \frac{T_{пп}}{A}.$$

Анализ вынужденных остановок большого числа ГПА позволяет выделить две основные группы отказов:

- отказы деталей и узлов ГПА;
- отказы по прочим причинам.

Отказы первой группы требуют вскрытия всего ГПА или его элементов (проточной части газотурбинной установки или компрессора циклового воздуха, лопаточного аппарата, подшипников, турбодетандеров и т. д.) и характеризуются большой продолжительностью ремонтно-восстановительных работ. Отказы этой группы и определяют в основном надежность КС.

Специфическая особенность надежности КС — возможность функционирования станции при авариях на одном из нескольких ГПА при наличии резервных агрегатов.

Качество функционирования КС и в целом МГ, определяемое объемом перекачиваемого газа, при этом убывает с ростом числа отказавших ГПА. Поэтому в качестве основной характеристики надежности КС целесообразно принять вероятность ее функционирования на различных уровнях.

Каждый из ГПА, установленных на КС, в процессе эксплуатации может находиться в одном из следующих состояний:

- работа под нагрузкой;
- планово-предупредительный ремонт;
- резерв;
- вынужденный (аварийный) простой.

В результате воздействия различных внешних связей случайного характера ГПА в процессе функционирования переходит из одного состояния в другое. Переход совершается в случайные моменты времени. Предсказать точное время пребывания ГПА в том или ином состоянии представляется возможным лишь в отдельных случаях. Например, регламентируется время ремонта ГПА; при этом в какой-то мере возможно планирование времени включения и отключения ГПА при заранее известном графике подачи газа потребителям.

Но даже в этом случае неопределенность наступления момента изменения состояния ГПА достаточно велика, эти моменты можно рассматривать как случайные события. Это позволяет применить к определению вероятности функционирования КС на определенном уровне такие хорошо разработанные в теории надежности модели, как полумарковские процессы, процессы гибели и размножения, вероятностную комбинаторику и другие методы в зависимости от типа и уровня решаемых при этом задач.

При выборе компоновки и режима технологической схемы КС в условиях неполной информации по надежности, функционированию и стоимостным показателям ГПА и КС в целом может быть рекомендован следующий порядок расчета:

по известному опыту эксплуатации ГПА или расчетным путем вычисляют относительные доли времени пребывания ГПА в том или ином состоянии, т. е. принимают некоторые значения $P_p, P_{ппр}, P_{вп}$ — вероятностей нахождения ГПА в том или ином состоянии; при этом

$$P_p + P_{ппр} + P_{вп} = 1;$$

если общее число установленных агрегатов $N = n + s$, где n — число рабочих ГПА, а s — число резервных агрегатов, то вероятность того, что k_1 агрегатов работоспособны, k_2 — находятся в планово-предупредительном ремонте и k_3 — в состоянии вынужденного простоя определяют по формулам полиномиального распределения

$$P_{k_1 k_2 k_3} = \frac{N!}{k_1! k_2! k_3!} P_p^{k_1} P_{ппр}^{k_2} P_{вп}^{k_3};$$

зная вероятность того или иного состояния КС, вероятность функционирования на высшем уровне (число работающих агрегатов больше или равно величине n) находится с использованием P_{k_1, k_2, k_3} .

Аналогично определяют вероятности нахождения ГПА на других уровнях функционирования.

При неограниченном восстановлении (т. е. при возможности ремонта любого числа вышедших в аварийное состояние ГПА) стационарные вероятности пребывания КС в том или ином состоянии описываются уравнением

$$P_k = \begin{cases} \frac{\gamma^k}{k!} P_0 & \text{при } k \leq s; \\ \frac{n^s \gamma^k}{k!} \prod_{m=0}^{k-s-1} (n-m) P_0 & \text{при } k > s, \end{cases}$$

где

$$\frac{1}{P_0} = \sum_{k=1}^s \frac{\gamma^k}{k!} + n^s \sum_{k=s+1}^{n+s} \frac{\gamma^k}{k!} \prod_{m=0}^{k-s-1} (n-m);$$

$$\gamma = \left[\frac{\tau_0}{\tau_в} \right]^{-1};$$

k — число отказавших ГПА.

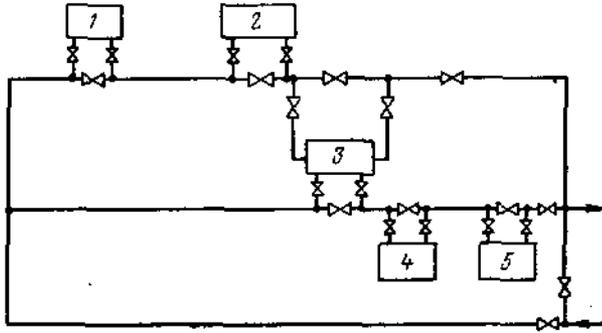


Рис. 7.1. Схема соединения компрессорных агрегатов КС

Отсюда вероятность функционирования КС на высшем уровне выражается формулой

$$P \{ \geq n \} = \sum_{k=0}^s P_k.$$

Описанный метод исследования надежности может быть применен для КС с универсальной технологической обвязкой. В других случаях необходимо учитывать особенности структурных схем КС. Эти особенности заключаются в основном в том, что система может из состояния k_p (число рабочих агрегатов $M_p - k_p$, где M_p — общее число ГПА, k_p — число резервных ГПА) переходить не только в состояние $k_p + 1$ или $k_p - 1$, но и в состояние с числом рабочих агрегатов $M_p - k_p - 2$ или $M_p + k_p - 2$ в зависимости от стационарного номера, отказавшего или вышедшего из ремонта ГПА. При этом необходимо предусмотреть вынужденный простой ГПА из-за невозможности включения их в систему по диспетчерскому режиму МГ. Неучет подобных особенностей может привести к большим погрешностям при определении показателей надежности КС.

Таблица 7.1

Возможные состояния ГПА и КС в целом

Состояние КС	Вероятность состояния КС	Состояние ГПА				Коэффициент надежности КС ($\rho = 0,03$)	
		работа	ремонт	резерв	простоя	без универсальной обвязки	с универсальной обвязкой
0	P_0	4	0	1	0	0,88082	0,88082
1	P_1	4	1	—	—	0,10570	0,10570
2	P_2	2	2	—	1	0,01268	0,00076
3	P_3	—	3	—	2	0,00038	—
4	P_4	—	4	—	1	0,00002	0,00005

Матрица состояний для КС

Состояние КС	Номера ГПА, находящихся в ремонте	Состояние КС					
		0	1	2	3	3'	4
0	—	$1 - 4\lambda dt$	$4\lambda dt$	0	0	0	5
1	1	μdt	$1 - (4\lambda + \mu) dt$	$4\lambda dt$	0	0	0
2	1; 4	0	μdt	$1 - (2\lambda + \mu) dt$	λdt	λdt	0
3	1; 2; 4	0	0	μdt	$1 - (2\lambda + \mu) dt$	0	$2\lambda dt$
3'	1; 3; 4	0	0	μdt	0	$1 - \mu dt$	0
4	1; 2; 3; 4	0	0	0	μdt	0	$1 - \mu dt$

Надежность структур КС, не имеющих универсальной обвязки, удобнее всего анализировать матричными методами [7.5]. На рис. 7.1 показана структурная схема КС без универсальной обвязки (1—5 — стационарные номера ГПА). Часть агрегатов работает последовательно.

Возможные состояния КС представлены в табл. 7.1, матрица переходов — в табл. 7.2.

Результаты анализа надежности КС представлены в табл. 7.3.

Для определения вероятностей P_i в стационарном режиме необходимо на основе матрицы (см. табл. 7.2) перейти к алгебраическим уравнениям

$$\left. \begin{aligned} -4\lambda P_0 + \mu P_1 &= 0; \\ -4\lambda P_0 - (4\lambda + \mu) P_1 + \mu P_2 &= 0; \\ -4\lambda P_1 - (2\lambda + \mu) P_1 + \mu P_2 &= 0; \\ \lambda P_2 - (2\lambda + \mu) P_2 + \mu P_4 &= 0; \\ \lambda P_2 - \mu P_3 &= 0; \\ 2\lambda P_3 - \mu P_4 &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (7.1)$$

Таблица 7.3

Показатели надежности КС

Показатель	Тип КС	
	без универсальной обвязки	с универсальной обвязкой
Вероятность пребывания в работе четырех ГПА ($P_0 + P_1$)	0,98652	0,98652
То же, для двух ГПА ($P_0 + P_1 + P_2 + P_3$)	0,99958	0,98728
Вероятность простоя всей КС ($P_3 + P_4$)	0,0004	0,00005

где

$$\lambda = \frac{1}{\tau_0}; \quad \mu = \frac{1}{\tau_n}.$$

Из условия, что состояния КС — события несовместимые и составляют полную группу событий, получаем:

$$P_0 + P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 1. \quad (7.2)$$

Решая уравнения (7.1) и (7.2), можно получить формулы для величин P_k в зависимости от значения ρ , где $\rho = \lambda/\mu = 0,03$ при стационарном режиме.

Зная вероятности пребывания КС в том или ином состоянии, можно рассчитывать вероятность функционирования КС на различных уровнях, а от них перейти к показателям надежности СДТГ.

3. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

Системы распределения газа (СРГ) предназначены для подачи газа из МГ к потребителям. СРГ состоит из газораспределительных сетей, газораспределительных станций (ГРС) и газорегуляторных пунктов (ГРП).

ГРС обеспечивает подачу газа в городские распределительные сети или непосредственно крупным потребителям с заданными параметрами (расходом, давлением, температурой, степенью очистки механических примесей, влаги и конденсата). При необходимости на ГРС осуществляется одоризация и для предотвращения гидратообразования подогрев газа и оборудования.

На ГРС также измеряются, регистрируются и при полной телемеханизации передаются в центральный диспетчерский пункт параметры функционирования ГРС — расход, давление и температура.

СРГ имеют одно- или многоступенчатую структуру, в зависимости от числа ступеней регулирования параметров и числа линий на газопроводах — отводах от МГ.

Одноступенчатая структура СРГ применяется для газоснабжения небольших объектов (собственных потребителей МГ, колхозов, совхозов, небольших населенных пунктов и промышленных предприятий).

Одноступенчатая СРГ состоит из одной или нескольких параллельно действующих ГРС, обеспечивающих регулирование давления газа, поступающего из МГ, до уровня, необходимого непосредственно потребителю.

Двухступенчатая СРГ состоит из ГРС магистральных газопроводов и ГРС (ГРП) крупных потребителей газа: промышленных предприятий, населенных пунктов и городских газовых сетей.

В некоторых случаях для газоснабжения крупных городов применяется трехступенчатая структура.

В СРГ газ поступает из одного, двух или более МГ или газопроводов-отводов.

Надежность СРГ зависит как от надежности элементов системы (ГРС, ГРП, собственно газопроводов и др.), так и от числа ступеней вводов питания, наличия параллельных и резервных ГРС, схем резервирования и кольцевания.

Под основной характеристикой надежности СРГ следует понимать безотказность ее функционирования, обеспечивающую бесперебойную подачу газа потребителям в заданном режиме газоснабжения параметрах.

Надежность СРГ зависит от отказов в основном трех типов: из-за повышения и понижения регулируемого давления и полного прекращения подачи газа. По характеру последствий эти отказы неравнозначны. Повышение давления в СРГ может привести к повреждениям и авариям в элементах газоснабжения потребителя (в городских сетях, ГРП и др.).

Снижение давления газа и полное прекращение газоснабжения может привести либо к недоотпуску газа, либо к аварийным ситуациям в системе топливоснабжения потребителей побольших населенных пунктов и даже городов. Причиной аварийных ситуаций в СРГ могут быть аварии на МГ (или на другой какой-либо подсистеме СДТГ, например ГДП, ПХГ и др.) или аварии в самой СРГ, в частности на основном ее элементе — ГРС.

Ниже будет дан упрощенный анализ и определение уровня надежности ГРС и ее основных элементов — регуляторов давления газа (РДГ).

Основная причина отклонения регулируемого давления от заданного значения — отказы РДГ. Повышение регулируемого давления происходит при аварийном открытии автоматического регулятора давления, понижение — при его аварийном полном или частичном закрытии. Чаще всего отклонение регулируемого давления от номинальных уровней происходит при заклинивании штока регулятора, неисправностях в приводе или командном устройстве.

В [7.6, 7.7] рассматриваются вопросы определения вероятности безотказной работы нерезервированной ГРС, оборудованной автоматическим регулятором давления, при отказах двух типов.

Введем следующие понятия и обозначения:

$R(t)$ — вероятность безотказной работы ГРС за время t ;

$R_n(t), R_c(t)$ — вероятность того, что давление газа на выходе ГРС соответственно не повысится и не снизится за время t ;

$q(t)$ — вероятность отказа ГРС за время t ;

$q_n(t), q_c(t)$ — вероятность соответственно повышения и снижения давления газа на выходе ГРС за время t .

Так как ГРС находится либо в исправном состоянии, либо в состоянии отказа, то

$$R(t) + q(t) = 1. \quad (7.3)$$

Ввиду того, что на ГРС могут быть два типа отказов, имеем:

$$q(t) = q_n(t) + q_c(t). \quad (7.4)$$

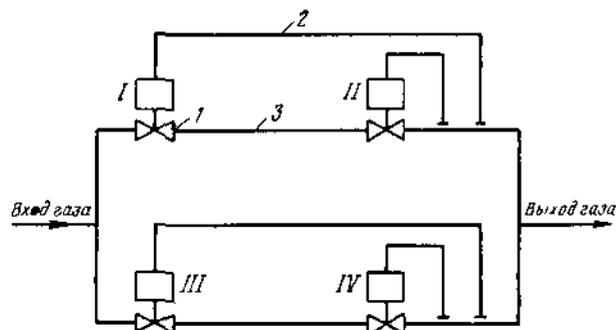


Рис. 7.2. Принципиальная схема узла регулирования давления газа на ГРС с последовательно-параллельным резервированием регуляторов давления прямого действия (система применения для автоматизации ГРС комплекса автоматизированного газопровода Серпухов — Ленинград):

1 — автоматический регулятор прямого действия; 2 — импульсная линия; 3 — редуцирующая линия; I—IV — регуляторы

Так как уравнение (7.3) применимо и для отдельных типов отказов, то

$$\begin{aligned} R_n(t) + q_n(t) &= 1; \\ R_c(t) + q_c(t) &= 1. \end{aligned} \quad (7.5)$$

Решая совместно уравнения (7.3)—(7.5), получаем:

$$R(t) = R_n(t) + R_c(t) - 1. \quad (7.6)$$

Уравнение (7.6) можно использовать в качестве базисного при расчете надежности ГРС.

Для повышения надежности ГРС осуществляется резервирование регуляторов давления. В связи с тем, что регуляторы давления могут иметь, как указывалось выше, два типа отказов, обычно предусматривается комбинированное резервирование, обеспечивающее защиту как от превышения, так и от понижения выходного давления.

Схема комбинированного резервирования регуляторов давления газа ГРС показана на рис. 7.2. Регулятор I — рабочий регулятор давления. Регулятор II служит резервом от повышения давления. регуляторы III и IV — от понижения. В период нормальной работы рабочий регулятор I осуществляет автоматическое поддержание давления на выходе ГРС; защитный регулятор II находится в открытом состоянии, защитные регуляторы III и IV — в закрытом. Если рабочий регулятор I аварийно откроется, в работу автоматически включается регулятор II, который обеспечивает регулирование давления газа. Если авария в рабочем регуляторе приводит к его закрытию, начинают действовать регуляторы III и IV. В данной системе

резервирования регуляторы II—IV находятся в «горячем» резерве, и любой отказ любого регулятора не приводит к нарушению газоснабжения.

Так как в системе имеются четыре регулятора, полная группа событий, в которых может находиться система регулирования давления газа с учетом уравнений (7.3) и (7.4), выразится уравнением

$$[R(t) + q_n(t) + q_c(t)]^4 = 1. \quad (7.7)$$

Решая уравнение (7.7) и выделяя только те события, которые соответствуют снабжению потребителей газа с заданным давлением, получаем выражение для безотказности резервированной ГРС

$$\begin{aligned} R(t) &= R^4(t) + 4R^3(t)q_n(t) + 4R^3(t)q_c(t) + 4R^2(t)q_n^2(t) + \\ &+ 12R^2(t)q_n(t)q_c(t) + 2R^2(t)q_c^2(t) + 8R(t)q_n^2(t)q_c(t) + 4R(t)q_n(t)q_c^2(t). \end{aligned}$$

Вероятность того, что после ГРС произойдет повышение давления, определяется из уравнения

$$\begin{aligned} Q_n(t) &= 4R(t)q_n^3(t) + q_n^4(t) + 4q_n^3(t)q_c(t) + 4R(t)q_n^2(t)q_c(t) + \\ &+ 2q_n^2(t)q_c^2(t) + 2R^2(t)q_n^2(t). \end{aligned}$$

Вероятность понижения давления может быть описана формулой

$$\begin{aligned} Q_c(t) &= 4R(t)q_c^3(t) + 4q_n(t)q_c^2(t) + q_c^4(t) + 4R^2(t)q_c^2(t) + \\ &+ 8R(t)q_n(t)q_c^2(t) + 4q_n^2(t)q_c^2(t). \end{aligned}$$

Обработка статистических данных отказов РДГ на ГРС показывает, что этот поток отказов — стационарный пуассоновский поток событий. Он характеризуется тремя основными свойствами: стационарностью, ординарностью и отсутствием последействия.

Поток событий стационарен, если вероятностные характеристики его не зависят от времени, что характерно для регуляторов, период переработки которых окончился, а отказы старения (износные) еще не наступили.

В связи с тем, что отказы регуляторов взаимно независимы, поток отказов не имеет последействия. Это объясняется еще и тем, что каждый регулятор давления ГРС, как правило, представляет собой совершенно автономную систему с независимыми командными импульсными и питающими линиями и вспомогательными устройствами.

Условия ординарности также соблюдаются для газорегулирующих систем, так как отказы регуляторов происходят поодиночке.

Учитывая изложенное, вероятность безотказной работы РДГ можно описать выражениями

$$\begin{aligned} R_n(t) &= e^{-\lambda_n t}; \\ R_c(t) &= e^{-\lambda_c t} = e^{-\lambda_n t}, \end{aligned}$$

где λ_n и λ_c — интенсивности отказов, приводящих соответственно к повышению и понижению давления газа на выходе ГРС; α — относительная интенсивность отказов, $\alpha = \lambda_c/\lambda_n$.

Вероятность безотказного функционирования ГРС при пуассоновском стационарном потоке отказов РДГ выражается формулой

$$R(t) = (2e^{-\lambda_n t} - e^{-2\lambda_n t})^2 - (1 - e^{-2\alpha\lambda_n t})^2.$$

Вероятности возникновения отказа ГРС, приводящего к повышению или снижению давления на выходе, описываются уравнениями

$$Q_n(t) = 1 - (2e^{-\lambda_n t} - e^{-2\lambda_n t})^2; \quad Q_c(t) = (1 - e^{-2\alpha\lambda_n t})^2.$$

Вероятность любого отказа на ГРС

$$Q(t) = 1 - (2e^{-\lambda_n t} - e^{-2\lambda_n t})^2 + (1 - e^{-2\alpha\lambda_n t})^2.$$

Вероятность отсутствия отказа на ГРС, приводящего к повышению или снижению давления на выходе, запишется в виде

$$R_n(t) = (2e^{-\lambda_n t} - e^{-2\lambda_n t})^2; \quad R_c(t) = 2e^{-2\alpha\lambda_n t} - e^{-4\alpha\lambda_n t}.$$

Интенсивность отказов всей ГРС как системы, приводящих к повышению или снижению выходного давления:

$$\Lambda_n = -\frac{1}{R_n(t)} \cdot \frac{dR_n(t)}{dt} = \frac{4\lambda_n(1 - e^{-\lambda_n t})}{2 - e^{-\lambda_n t}};$$

$$\Lambda_c = -\frac{1}{R_c(t)} \cdot \frac{dR_c(t)}{dt} = \frac{4\alpha\lambda_n(1 - e^{-2\alpha\lambda_n t})}{2 - e^{-2\alpha\lambda_n t}}.$$

Интенсивность всех отказов на ГРС:

$$\Lambda = -\frac{1}{R(t)} \cdot \frac{dR(t)}{dt} =$$

$$= \frac{-8\lambda_n e^{-2\lambda_n t} + 12\lambda_n e^{-3\lambda_n t} + 4\lambda_n e^{-4\lambda_n t} - 4\alpha\lambda_n e^{-2\alpha\lambda_n t} + 4\alpha\lambda_n e^{-4\alpha\lambda_n t}}{(1 - e^{-2\alpha\lambda_n t})^2 - (2e^{-\lambda_n t} - e^{-2\lambda_n t})^2}.$$

Приведем среднестатистические показатели надежности ГРС: $\lambda_n = 1,5 \cdot 10^{-5}$ 1/ч; $\alpha = 0,7$.

Значение $\lambda_n t$ для межмотрового периода, равного 24 ч, составит: $\lambda_n t = 1,5 \cdot 10^{-5} \cdot 24 = 3,6 \cdot 10^{-4}$.

При разложении функции $e^{-\lambda_n t}$ в ряд Тейлора для значений $\lambda_n t \ll 1$ получаем следующее приближенное выражение:

$$e^{-\lambda_n t} \approx 1 - \lambda_n t,$$

которое можно использовать для приближенных расчетов надежности ГРС.

Для автоматизированных ГРС средней и большой пропускной способности с регуляторами непрямого действия и регулирующими

клапанами, допускающими небольшой перепад давления, был разработан типовой проект ГР-84 с комбинированной системой защиты. Каждая регулирующая нитка состоит из трех регулирующих клапанов: двух рабочих, управляемых одним регулятором, и одного резервного, регулятор которого также контролирует выходное давление. Система рабочего регулирования давления имеет постоянную защиту с перестройкой режима работы регуляторов. При аварийном открытии обоих рабочих регулирующих клапанов рост давления предотвращается резервным регулятором давления, который будет работать в режиме одноступенчатого редуцирования. Такая двухкратная защита значительно повышает надежность станции. При аварийном закрытии рабочей нитки понижение регулируемого давления будет предотвращено параллельной резервной ниткой, работающей в режиме постоянного резерва.

Многokратное резервирование рабочих ниток, параллельно-последовательная схема обвязки редуцирующих элементов, относительно высокая надежность оборудования, наличие систем защиты обеспечивают высокий уровень надежности ГРС. Можно констатировать по статистическим данным, что надежность ГРС не лимитирует надежность газоснабжения в целом. Это является следствием того, что доля затрат на ГРС незначительна в общих затратах на систему дальнего газоснабжения и удорожание ГРС при избыточном резервировании практически не приводит к удорожанию системы дальнего газоснабжения. Учитывая это обстоятельство, в настоящей работе не рассматривается строгая, с математической точки зрения, модель надежности ГРС, а излагаются лишь общие соображения по этому вопросу.

Основные мероприятия, повышающие надежность ГРС за счет снижения вибрации оборудования:

усовершенствование конструкции РДГ (использование методов спрямления потока газа, прямоочных односедельчатых или прямого действия регуляторов и т. д.);

ограничение линейных скоростей потока газа в технологической обвязке;

упрощение обвязки РДГ (уменьшение числа колен, применение рациональных конструкций коллекторов, устранение резких сужений и расширений потока и т. д.);

применение струевыпрямителей;

использование вибропоглощающей изоляции на технологической обвязке трубопроводов и др.

Для предотвращения гидратообразования необходимо осуществлять тщательную подготовку газа на ГДП, обеспечивающую точку росы по воде и углеводородам: в южных и средних районах не выше чем -10°C , в северных районах не выше -30°C . На наиболее крупных ГРС, регулирующих режим питания газом крупных городов и весьма ответственных потребителей, применяется подогрев газа. Для снижения абразивного влияния на оборудование ГРС механических примесей используются пылеуловители специальной конструкции.

4. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Состояние системы оценивается по степени совпадения полученных при контроле данных о работе элементов СДТГ с номинальными характеристиками. Технические допуски определяют разброс характеристик элементов систем, при которых они выполняют свои задачи, т. е. работоспособны. Приближение контролируемой характеристики к границам заданной области определяет снижение степени работоспособности системы, а выход из заданной области — потерю работоспособности.

Если по предыстории $x(t)$ процесса эксплуатации судим о состоянии системы в будущем, то эта задача может быть названа аналитическим прогнозированием работоспособности. Если по предыстории процесса судят о вероятностных пределах работоспособности, то такая задача является вероятностной.

Чтобы решить задачу аналитического прогнозирования, могут применяться методы сглаживания при анализе характеристик работы одного элемента системы. Из рис. 7.3 видно, что при $T > 7000$ ч допуск d достигает предела и элемент может отказаться в работе. Результаты прогноза для n элементов обобщаются в диаграммах состояния. Кривые на рис. 7.4 показывают, что например, элемент $n = 1$ достигает 5% допуска через 1000 ч, элемент $n = 2$ — через 2000 ч и т. д. Работоспособность системы в целом оценивается по самому худшему элементу, т. е. элементу $n = 3$. Такой же график можно построить и для других допусков.

Диаграммы состояния корректируются и уточняются по результатам эксплуатации. Однако в практике зачастую трудно использовать аналитические методы, поэтому рассматривают состояние системы как вероятностную задачу. С течением времени вероятностные характеристики системы (функция и плотность распределения, математическое ожидание, дисперсия и т. д.) из-за ее старения, изношенности и других факторов изменяются. На этом основаны

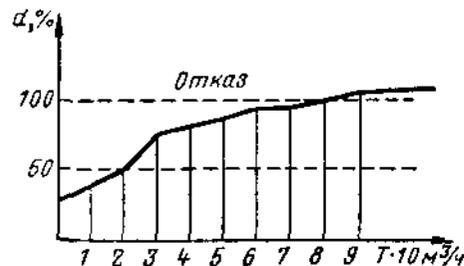


Рис. 7.3. Прогнозирование состояния элемента системы

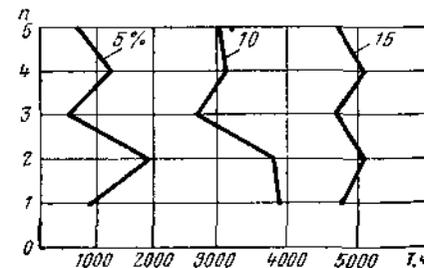


Рис. 7.4. Аналитические диаграммы состояния работоспособности пяти элементов

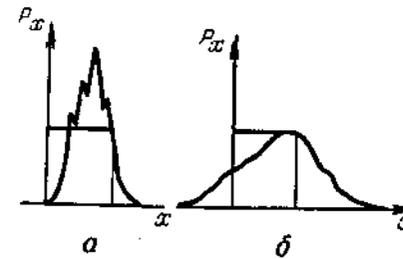


Рис. 7.5. Законы распределения шума редуктора:

а — нового; б — старого

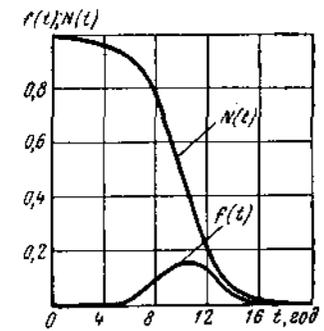


Рис. 7.6. Функция живучести системы

методы вероятностного прогнозирования: необходимо определить момент, когда нарушится неравенство

$$P_x > P_{x \text{ доп}}$$

где $P_{x \text{ доп}}$ — допустимая вероятность надежной работы системы.

Функция распределения чаще всего изменяется двумя путями: смещается математическое ожидание M_x , а величина σ_x остается постоянной либо она расширяется при постоянной величине M_x . Например, на рис. 7.5, а, б показаны законы распределения шума нового и старого редуктора. Задачу вероятностного прогнозирования можно свести к аналитической, прогнозируя характеристики M_x и σ_x . Диаграмму состояния можно строить, исходя из вероятности безотказной работы элементов системы за определенное время их работы. Например на рис. 7.6 иллюстративная кривая, которую можно интерпретировать как построенную на опыте эксплуатации трубопроводов в соленых грунтах

$$P(T \geq t) = N(t) = \frac{l(t)}{l(0)},$$

показывает вероятность продолжительности работы трубопровода, не превышающей время t , где $l(t)$ — длина трубопроводов, не вышедших из строя вследствие коррозии, $l(0)$ — общая длина трубопроводов. Часто функцию $N(t)$ называют функцией живучести. Вероятность продолжительности безаварийной работы, не превышающей время T , описывается уравнением $P(T < t) = 1 - N(t)$.

Для данных на рис. 7.6 находим:

$$P(T \geq 5) = 0,96;$$

$$P(T \geq 13) = 0,10.$$

Функция

$$f(t) = P[(t-1) \leq T < t] = \frac{l(t-1) - l(t)}{l(0)}$$

является плотностью распределения вероятностей, которая определяет вероятность того, что данный участок трубопровода выходит из строя в интервале времени между $t-1$ и t : $f(3 \leq T \leq 4) = 0,01$; $f(11 \leq T \leq 12) = 0,14$.

Вероятность отказа, показывающая, что данный участок трубопровода, проработавший до момента $t-1$, выходит из строя в интервале от $t-1$ до t , выражается формулой

$$P_c(t) = 1 - \frac{l(t)}{l(t-1)};$$

$$P_c(t=12) = 1 - \frac{l(12)}{l(11)} = 1 - 0,5625 = 0,4375.$$

Средний аварийный возраст показывает среднее значение случайной переменной

$$\bar{t} = \sum_{t=1}^{\infty} t f(t).$$

Для данных на рис. 7.6 получаем:

$$\begin{aligned} \bar{t} = & 1 \cdot 0 + 2 \cdot 0,01 + 3 \cdot 0,01 + 4 \cdot 0,01 + 5 \cdot 0,01 + 6 \cdot 0,03 + 7 \cdot 0,06 + \\ & + 8 \cdot 0,10 + 9 \cdot 0,14 + 10 \cdot 0,15 + 11 \cdot 0,16 + 12 \cdot 0,14 + 13 \cdot 0,08 + \\ & + 14 \cdot 0,04 + 15 \cdot 0,03 + 16 \cdot 0,01 + 17 \cdot 0,01 + 18 \cdot 0,01 = 10,3 \text{ года.} \end{aligned}$$

Средний аварийный возраст оценивается дисперсией

$$\sigma^2 = \sum_{t=0}^{\infty} (t - \bar{t})^2 P_t = \left(\sum_{t=1}^{\infty} t^2 P_t \right) - (\bar{t})^2;$$

$$\begin{aligned} \sigma^2 = & 1 \cdot 0 + 4 \cdot 0,01 + 9 \cdot 0,01 + 16 \cdot 0,01 + 25 \cdot 0,01 + 36 \cdot 0,03 + 49 \cdot 0,06 + \\ & + 64 \cdot 0,10 + 81 \cdot 0,14 + 100 \cdot 0,15 + 121 \cdot 0,16 + 144 \cdot 0,14 + 169 \cdot 0,08 + \\ & + 196 \cdot 0,04 + 225 \cdot 0,03 + 256 \cdot 0,01 + 289 \cdot 0,01 + 324 \cdot 0,01 - \\ & - 10,3^2 = 7,53 \text{ год}^2. \end{aligned}$$

Отсюда среднеквадратичное отклонение от среднего аварийного возраста $\sigma = \sqrt{7,53} = 2,74$ года, из чего следует, что аварийный возраст колеблется от $(10,30 - 2,74) = 7,56$ до $(10,30 + 2,74) = 13,04$ года.

Если вводится предел функционирования, например, при $t = 13$ лет трубопровод демонтируется или капитально ремонтируется, то при $t > 13$ $f(t) = 0$ и $\bar{t} = 10,08$ лет; $\sigma = 2,37$ лет.

Если трубопровод не новый, по теореме умножения вероятностей определяем:

$$N_a(t) = \frac{N(t+a)}{N(a)},$$

где a — возраст системы.

Аналогичный подход применяется и для анализа работы других элементов СДТГ.

На основании данных эксплуатации, используя методы прогнозирования, можно найти среднее аварийное время работающей системы, а следовательно, и время замены действующего оборудования.

Более сложные задачи возникают при учете экономического фактора. Статистические методы используются для технического диагноза исправности оборудования. Например, изношенный редуктор, требующий замены, имеет существенно отличную от нового редуктора корреляционную функцию. На рис. 7.7 показаны законы распределения и корреляционные функции шума электродвигателей [7.8], имеющих разные радиальные зазоры в подшипниках. С учетом вероятностных характеристик в качестве исходной информации решаются задачи наладки, безаварийной работы и замены оборудования.

5. АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Под элементом «участок газопровода» понимается отдельно взятый одноточечный участок линейной части магистрального газопровода (одна из параллельных ниток, лунинг, отвод, перемычка).

Элемент «участок газопровода» имеет два состояния, отличающихся друг от друга с точки зрения надежности: нормальная работа и авария.

Под аварией понимается такое состояние газопровода или его участка, при котором требуется безотлагательное отключение одного или нескольких участков для ремонтных работ.

При рассмотрении процесса изменения состояний элемента «участок газопровода» наблюдается последовательность рабочих периодов (состояний «нормальная работа») и периодов восстановления работоспособности элемента (состояний «авария»).

Практика допускает возможность считать эти состояния двумя последовательностями независимых случайных величин, каждая из которых характеризуется своей плотностью распределения.

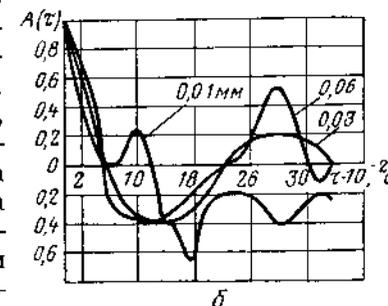
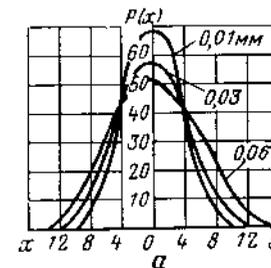


Рис. 7.7. Законы распределения (а) и корреляционные функции (б) шума электродвигателя при различных радиальных зазорах в подшипниках

Математической абстракцией подобного рода процессов являются альтернирующие процессы восстановления, которые вводятся следующей моделью: элемент, проработав случайное время τ'_1 , выходит из строя и восстанавливается в течение случайного времени τ''_1 , восстановленный элемент работает в течение времени τ'_2 и вновь восстанавливается за время τ''_2 и т. д.

Величины τ'_i и τ''_i предполагаются независимыми. Периоды работы τ'_n распределены одинаково по закону

$$F(t) = P\{\tau'_n < t\}$$

со средним $T_1 = M\tau'_n$ и дисперсией $\sigma_1^2 = D\tau'_n$. Все периоды восстановления также распределены одинаково по закону

$$G(t) = P\{\tau''_n < t\}$$

со средним $T_2 = M\tau''_n$ и дисперсией $\sigma_2^2 = D\tau''_n$.

Кроме того, предполагается, что эти законы имеют непрерывные плотности $f(t) = F'(t)$ и $g(t) = G'(t)$. Для альтернирующих процессов восстановления стационарные вероятности пребывания процесса в состоянии i ($i = 1, 2$) выражаются следующим образом:

$$P_1 = \frac{\mu}{\mu + \lambda}; \quad P_2 = \frac{\lambda}{\mu + \lambda},$$

где μ — интенсивность восстановления; λ — интенсивность отказов.

На основе эксплуатационных данных можно получить следующие оценки для параметров альтернативного процесса восстановления:

интенсивность отказов элемента «участок газопровода» $\lambda = n(T)/T$, где $n(T)$ — число аварий за время T ;

интенсивность восстановления $\mu = n(T)/T_{\text{восст}}$, где $T_{\text{восст}}$ — суммарное время восстановления за время T .

Так как понятие «участок газопровода» включает в себя участки различной длины, удобно рассчитывать удельную интенсивность отказов

$$\beta = \frac{n(T)}{TL},$$

где L — длина газопровода.

Тогда интенсивность отказов элемента «участок газопровода» длиной l связана с удельной интенсивностью отказов соотношением

$$\lambda_l = \beta l.$$

Таблица 7.4

Изменение удельной интенсивности отказов ЛЧ МГ по годам

Год	$\beta, 1/(\text{км} \cdot \text{ч})$	Год	$\beta, 1/(\text{км} \cdot \text{ч})$
1962	$4,5 \cdot 10^{-7}$	1965	$1,4 \cdot 10^{-7}$
1963	$2,2 \cdot 10^{-7}$	1966	$1,2 \cdot 10^{-7}$
1964	$1,7 \cdot 10^{-7}$	1967	$0,8 \cdot 10^{-7}$

Характер изменения величины β по годам представлен в табл. 7.4. Анализ статистических данных по авариям линейной части магистрального газопровода показывает, что вероятность аварий $P_n(t)$ зависит только от времени t и начального момента t_0 . Вероятность того, что авария произойдет более одного раза в интервале $(t; t + \Delta t)$, — величина бесконечно малая.

Чтобы получить распределение вероятностей числа аварий, наступивших в течение фиксированного периода времени t_0 , разделим время t_0 на m интервалов, каждый из которых имеет длину Δt , откуда $m \Delta t = t_0$.

Вероятность того, что в течение любого из интервалов времени произойдет одна авария, равна величине $\lambda \Delta t + O(\Delta t)$, а вероятность того, что не будет ни одной аварии — величине $1 - \lambda \Delta t - O(\Delta t)$. Вероятность двух или трех аварий равна величине $O(\Delta t)$.

Поэтому в соответствии с биномиальным законом распределения вероятность того, что k аварий произойдут в течение всего периода времени, равна в пределе величине

$$\frac{m!}{k!(m-k)!} [\lambda \Delta t + O(\Delta t)]^k [1 - \lambda \Delta t - O(\Delta t)]^{m-k} \text{ при } \Delta t \rightarrow 0.$$

Отбросим члены, содержащие величину $O(\Delta t)$. Произведя преобразование для фиксированного значения k , получаем:

$$\lim_{m \rightarrow \infty} \frac{m!}{k!(m-k)!} = \lim_{m \rightarrow \infty} \left(1 - \frac{1}{m}\right) \times \dots \times \left(1 - \frac{k-1}{m}\right) = 1.$$

Итак, показано, что распределение вероятностей числа аварий по трассе газопровода подчиняется закону

$$P\{N(t) = k\} = \frac{(\lambda t)^k e^{-\lambda t}}{k!}$$

и является распределением Пуассона.

Соответствие потока аварий распределению Пуассона проверится с помощью критерия χ^2 .

По статистическим данным аварий нескольких газопроводов подсчитано число интервалов времени (за интервал принят один день) с числом аварий 0, 1, 2, 3 и так далее, а также среднее значение интенсивности аварий

$$\lambda_{\text{ср}} = \frac{1}{m} \sum k n_k,$$

где m — общее число интервалов; n_k — число интервалов с k авариями.

Находим теоретическое распределение числа аварий

$$P_k = e^{-\lambda_{\text{ср}}} \frac{\lambda_{\text{ср}}^k}{k!}$$

и значение

$$\chi^2 = \sum \frac{(n_k - n P_k)^2}{n P_k} \dots$$

Таблица 7.5

Проверка соответствия потока аварий распределению Пуассона

Год	χ^2	R, %	Год	χ^2	R, %
1963	0,103	70	1965	0,011	90
1964	0,053	70	1966	0,100	90

В табл. 7.5 приведены значения χ^2 и эмпирической части (в %) распределения R , которые больше табличных.

Так как значение R во всех случаях достаточно велико, гипотеза о том, что поток является пуассоновским, для рассмотрения данной задачи правомерна.

Результаты обработки статистических данных по интенсивности восстановления представлены в табл. 7.6.

Модели надежности участков магистральных газопроводов между КС строятся следующим образом. Сложный участок газопровода разбивается на элементы, показатели надежности которых рассмотрены ранее. На основании характеристик надежности отдельных элементов определяется надежность сложных участков газопровода.

Для газопроводов с участками различных диаметров фазовое пространство состоит из набора следующих состояний:

Оба участка исправны	(0; 0)
Первый участок исправен, второй неисправен	(0; 1)
Первый участок неисправен, второй исправен	(1; 0)
Оба участка неисправны	(1; 1)

Таким образом, фазовое пространство G указанной системы есть множество точек вида $\{\varepsilon_1, \varepsilon_2\}$,

$$\varepsilon_i = \begin{cases} 0 & \text{— если } i\text{-тый участок исправен;} \\ 1 & \text{— если } i\text{-тый участок неисправен.} \end{cases}$$

Событие, заключающееся в том, что при возникновении аварии на газопроводе ремонтная бригада занята ликвидацией последствий другой аварии, происшедшей ранее, как известно из опыта эксплуатации, крайне редко. Поэтому мы можем считать, что величины ε_1 и ε_2 независимы. В таком случае вероятность состояния

$$P\{\varepsilon_1; \varepsilon_2\} = P\{\varepsilon_1\} P\{\varepsilon_2\}$$

Таблица 7.6

Интенсивность восстановления газопроводов

Год	$\mu, 1/\text{ч}$	Год	$\mu, 1/\text{ч}$	Год	$\mu, 1/\text{ч}$
1960	$8,4 \cdot 10^{-2}$	1963	$5,8 \cdot 10^{-2}$	1966	$3,4 \cdot 10^{-2}$
1961	$4,3 \cdot 10^{-2}$	1964	$4 \cdot 10^{-2}$	1967	$3,2 \cdot 10^{-2}$
1962	$2,3 \cdot 10^{-2}$	1965	$3,3 \cdot 10^{-2}$	1968	$2,5 \cdot 10^{-2}$

и вероятности перечисленных выше состояний запишутся следующим образом:

$$P_1 = \frac{\mu_1}{\mu_1 + \beta_1 l_1} \cdot \frac{\mu_2}{\mu_2 + \beta_2 l_2} = \frac{1}{\left(1 + \frac{\beta_1}{\mu_1} l_1\right) \left(1 + \frac{\beta_2}{\mu_2} l_2\right)},$$

где l_1 — длина 1-го участка; l_2 — длина 2-го участка; β_1, β_2 — удельная интенсивность отказов газопровода диаметром соответственно d_1 и d_2 ; μ_1, μ_2 — интенсивность восстановления отказов газопровода диаметром соответственно d_1 и d_2 .

Отсюда

$$P_2 = \frac{\frac{\beta}{\mu} l_2}{\left(1 + \frac{\beta}{\mu} l_1\right) \left(1 + \frac{\beta}{\mu} l_2\right)};$$

$$P_3 = \frac{\frac{\beta}{\mu} l_1}{\left(1 + \frac{\beta}{\mu} l_1\right) \left(1 + \frac{\beta}{\mu} l_2\right)};$$

$$P_4 = \frac{\left(\frac{\beta}{\mu}\right)^2 l_1 l_2}{\left(1 + \frac{\beta}{\mu} l_1\right) \left(1 + \frac{\beta}{\mu} l_2\right)}.$$

Для участка газопровода между КС, состоящего из серии параллельно работающих газопроводов, фазовое пространство описывается следующими состояниями:

Все n параллельных газопроводов исправны	$\overbrace{(0, 0, \dots, 0)}^n$
Неисправен i -тый газопровод	$\overbrace{(0, \dots, 1_i, \dots, 0)}^n$
Неисправны i -тый и j -тый газопроводы	$\overbrace{(0, \dots, 1_i, \dots, 1_j, \dots, 0)}^n$
Все n параллельных газопроводов неисправны	$\overbrace{(1, 1, \dots, 1)}^n$

Таким образом, фазовое пространство состояний рассматриваемого участка — это множество точек вида $\{\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_n\}$,

$$\varepsilon_i = \begin{cases} 0 & \text{при исправности } i\text{-того газопровода;} \\ 1 & \text{при неисправности } i\text{-того газопровода.} \end{cases}$$

Считая все величины ε_i независимыми, получаем:

$$P = \{\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_n\} = \prod_{i=1}^n P\{\varepsilon_i\}.$$

Так как по определению показателей надежности простого газопровода

$$P(\varepsilon_i) = \frac{\frac{\beta_i}{\mu_i} l_i}{1 + \frac{\beta_i}{\mu_i} l_i},$$

где β_i — удельная интенсивность отказов газопровода диаметром d_i ; μ_i — интенсивность восстановления газопровода диаметром d_i ; l_i — длина рассматриваемого газопровода, то вероятность состояний системы «параллельные газопроводы» определяется выражением

$$P(\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_i, \dots, \varepsilon_n) = \prod_{i=1}^n \frac{\left(\frac{\beta_i}{\mu_i} l_i\right)^{\varepsilon_i}}{1 + \frac{\beta_i}{\mu_i} l_i}, \quad (7.8)$$

где n — число состояний системы.

Для участка газопровода между КС, состоящего из газопровода с лупингом, состояния системы представляют собой следующий набор:

Все элементы исправны	(0; 0; 0)
Первый элемент неисправен, остальные исправны	(1; 0; 0)
Первый и третий элементы исправны, второй неисправен	(0; 1; 0)

(здесь под первым элементом понимается основной газопровод на участке с лупингом, вторым — лупинг, третьим — нелупингованный участок газопровода).

Фазовое пространство данной системы состоит из точек вида $(\varepsilon_1; \varepsilon_2; \varepsilon_3)$, где $\varepsilon_i = 0$ или $\varepsilon_i = 1$ в зависимости от состояния i -того элемента.

Вероятности состояний всей системы описываются уравнением (7.8), где $n = 3$.

6. МЕТОДИКА ОБНАРУЖЕНИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ СДТГ

Как уже указывалось, системам дальнего транспорта газа (СДТГ), как и всяким большим системам, присуща опасность отказов. Устройством, воспринимающим отказы системы, является подсистема обратной связи. Его способность воспринимать отказы зависит от модели выхода и проверки соответствия, которые определяют относительные различия между действительными и предсказанными критериями, параметрами или свойствами системы.

Мерой эффективности СДТГ может служить степень соответствия выбранным или рассчитанным критериям.

В СДТГ, как и в каждой большой системе, существует точка, при переходе через которую состояние может стать критическим.

В каждом крайнем положении система переходит в аварийное состояние и даже может прекратить свое действие.

На стадии проектирования проверку соответствия с использованием обратной связи осуществляют проектировщики, на стадии эксплуатации — диспетчеры.

Достоверные результаты при проектировании надежных СДТГ могут быть достигнуты методом статистического моделирования. Он сводится к синтезу некоторого моделирующего алгоритма, имитирующего поведение и взаимодействие элементов и подсистем СДТГ с учетом случайных возмущающих факторов, имитация которых осуществляется при помощи случайных чисел, вырабатываемых в ЭВМ по ходу моделирования. Метод статистического моделирования контуров функционирования, надежности и стоимости СДТГ и Единой системы газоснабжения (ЕСГ) может реализоваться на универсальных цифровых вычислительных машинах. Применение статистического моделирования можно в известной мере сравнить с постановкой физического эксперимента для изучения материальных процессов.

При управлении СДТГ важна диагностика ее работы. Она необходима при планировании и в особенности прогнозировании аварийных ситуаций, имеющих целью предвосхищение подобных ситуаций, а в случае их возникновения — принятие решений и применение управляющих воздействий, сводящих до минимума возможный ущерб от аварийных ситуаций.

В процессе проверки соответствия проектировщик или диспетчер выполняет важную часть оперативного мышления — обнаруживают события.

Нарушение нормального функционирования всякой сложной системы, в том числе и СДТГ, — событие, требующее обнаружения. Нормальным функционированием системы считается протекание производственного процесса (транспорта газа) при исправном состоянии оборудования, аппаратуры контроля и управления и соответствии количественных и качественных критериев тем допускам и отклонениям, которые обеспечивают заданный уровень надежности и устойчивости функционирования СДТГ.

Если проверка соответствия обнаруживает, что параметры и критерии на выходе системы газоснабжения вышли за пределы допустимых величин и подсистема обратной связи не устраняет отклонений и не возвращает систему в нормальное состояние функционирования, система переводится на управление в аварийном режиме.

При внедрении автоматизированной системы управления ЕСГ на первом этапе (использование ЭВМ в режиме советчика для выработки проектов решений и подготовки управляющих воздействий) алгоритм управления СДТГ при ее проектировании, создании и эксплуатации будет реализовываться преимущественно на основе априорной информации проектировщиков и эксплуатационников подобных систем. На втором этапе ЭВМ применяются в качестве анализаторов проверки соответствия, выработки и реализации управляющих

воздействию. Прогнозирование, обнаружение и устранение аварийных событий, предотвращение аварийных ситуаций, использование оптимальных резервов СДТГ на всех этапах внедрения АСУ ЕСГ имеют предпочтительный приоритет в управлении системами.

Прогнозирование аварийных ситуаций на обоих этапах внедрения АСУ ЕСГ может осуществляться в следующей последовательности:

по нормативным данным, имеющимся у проектировщика или диспетчера СДТГ или в информационном комплексе Главного диспетчерского управления ЕСГ (или Главного управления той или иной подсистемы ЕСГ), отбираются технико-экономические показатели различных источников резервирования, полученные либо по статистической отчетности из опыта проектирования или эксплуатации СДТГ, либо на основе статистического моделирования с применением ЭВМ. Эти показатели дают зависимость $e_r = g_r(A^?)$ частичных удельных затрат на r -тый источник резервирования от части производительности AQ_c элемента газоснабжающей системы;

для каждого элемента подсистемы СДТГ и ЕСГ определяются зависимости величин недоотпуска газа AQ_k от вероятности появления этого недоотпуска P_k , т. е. $AQ_k = f_k(P_k)$;

на основании исходных характеристик $AQ_k = D(P_k)$ элементов подсистем СДТГ и ЕСГ для каждого i -того узла газопотребления определяют зависимость недоотпуска газа q_i этому узлу от вероятности появления такого недоотпуска, т. е. $q_i = F_i(P_i)$.

Расчеты для определения величин $AQ_k = f_k(P_k)$ и $q_i = F_i(P_i)$ проводятся с использованием нормативной теории и нормативной методологии функционирования, надежности и стоимости элементов подсистем СДТГ и ЕСГ в целом с учетом влияния изменений внутреннего состояния системы и внешних воздействий на нее.

Рассмотрим последовательность приближенного метода прогнозирования аварийных ситуаций на примере гипотетической СДТГ. По статистическим данным регистрации аварийных ситуаций, наиболее опасные последствия возникают при авариях на линейной части МГ, на которых практически отсутствуют резервы мощностей (пропускной способности), в то время как на других элементах СДТГ некоторые резервы имеются.

Обработка статистических данных по авариям за несколько лет функционирования нескольких газопроводов показала, что число аварий линейной части на 1 км длины газопровода составило $0,8 \cdot 10^{-3}$ в год (табл. 7.7). Средняя продолжительность аварии равна 5 сут. Анализ небольшого числа аварий лавинного (катастрофического) типа не позволили получить достоверные вероятности возникающих при этом аварийных ситуаций. Поэтому условно примем, что при таких авариях происходит полное отключение локальной СДТГ на время, равное 10 сут.

Для упрощения расчетов гипотетическая СДТГ разделена на

Расчеты произведены во ВНИИЭГазпроме группой специалистов под руководством д-ра эконо. наук В. А. Смирнова.

Анализ аварий лавинного типа

Год функционирования гипотетической СДТГ	Диаметр труб, мм								
	до 500			до 800			до 1000		
	L, км	Число аварий А	A/L · 10 ⁻³	L, км	число аварий А	A/L · 10 ⁻³	L, км	число аварий А	A/L · 10 ⁻³
Первый	9 301	8	0,86	3382	14	1,40	3 703	3	0,80
Второй	9 764	10	1,02	3728	5	1,30	5 104	20	3,90
Пятый	10 739	7	0,65	4391	6	1,37	10 112	7	0,69
Шестой	11 571	12	0,10	4364	8	1,80	13 011	18	1,38

крупные узлы газопотребления I—XII, к которым подведены другие локальные СДТГ и которые имеют крупных потребителей газа.

Как отмечалось ранее, уровень надежности ЕСГ как подсистемы топливно-энергетической системы страны, должен быть не менее уровня надежности энергетической системы страны ($R = 0,9999$). Исходя из этих соображений, допустимую надежность (вероятность нарушения газоснабжения) принимают равной 0,0001.

Расчет проводился нами по следующей методике:

определялась средняя протяженность подводящих газопроводов

Таблица 7.8

Анализ возможных недоотпусков газа (в млн. м³/сут)

Номер узла газопотребления	Количество газа			Технологический недоотпуск	Народно-хозяйственный резерв	Общий недоотпуск газа при авариях	
	подходящего к узлу	потребляемое узлом	проходящее транзитом			обычного типа	лавиного типа
I	74,0	69,0	5,0	21,0	6,0	27,0	80,0
II	17,0	17,0	—	11,0	1,0	12,0	18,0
III	71,0	—	71,0	23,0	—	23,0	71,0
IV	72,0	6,0	66,0	20,0	—	20,0	72,0
V	41,0	—	41,0	31,0	—	31,0	41,0
VI	24,0	4,0	20,0	15,0	2,0	17,0	26,0
VII	13,0	4,5	8,5	13,0	0,5	13,5	13,5
VIII	17,5	17,5	—	17,5	1,0	18,5	18,5
IX	45,0	23,0	22,0	14,0	2,0	16,0	47,0
X	9,0	5,0	4,0	9,0	—	9,0	9,0
XI	24,0	7,0	17,0	12,0	1,0	13,0	25,0
XII	4,5	2,0	2,5	4,5	—	4,5	4,5
Итого				191,0	13,5	204,5	425,5

Таблица 7.9
Возможности резервирования газоснабжения с помощью двойных топливных хозяйств

Номер узла газопотребления	Количество топлива, находящегося в резерве у потребителей данного узла			
	тис. т условного топлива в сутки			млн. н* газа R с утии
	Электростанции	Промышленные котельные	Всего	
I	19,4	18,0	37,4	32,0
II	4,6	3,4	8,0	7,0
III	0,45	3,5	3,95	3,40
IV	2,4	11,6	14,0	12,0
V	2,4	3,0	5,4	4,6
VI	2,0	3,2	5,2	4,5
VII	3,7	2,2	5,9	5,0
VIII	4,7	2,0	6,7	5,7
IX	5,0	3,8	8,8	7,5
X	1,5	2,5	4,0	3,4
XI	6,8	3,4	10,2	8,7
XII	0,4	0,6	1,0	0,9
Итого	53,35	57,2	110,55	94,7

Таблица 7-10

Расчет суточного недоотпуска газа (в млн. м3/сут)

Номер узла газопотребления	Возможный недоотпуск газа при авариях		Резерв газоснабжения		Возможный аварийный недоотпуск газа при использовании резерва	
	обычного типа	лавино* го типа	Двойное топливное хозяйство	Подземное хранение газа	обычного типа	лавино* го типа
I	27,0	50,0	32,0	10,0	4,6	38,0
II	12,0	18,0	7,0		5,0	11,0
III	23,0	71,0	3,4			62,6
IV	20,0	72,0	12,0		8,0	60,0
V	31,0	41,6	4,6	6,0	20,4	30,4
VI	17,0	26,0	4,5	1,0	11,5	20,5
VII	13,5	13,5	5,0		8,5	8,5
VIII	18,5	18,5	5,7		12,8	12,8
IX	16,0	47,0	7,5		8,5	39,5
X	9,0	9,0	3,4		5,6	5,6
XI	13,0	25,0	8,5		4,3	16,3
XII	4,5	4,5	0,9		3,6	3,6
Итого	204,5	425,5	94,7	17,0	92,8	314,8

i; каждому из 12 выбранных крупных узлов газопотребления; находилась вероятность аварийного состояния данного участка $P_{\text{уч}}$; вычислялись вероятные аварийные состояния для участков газопроводов данного узла.

В результате расчетов были определены возможные недоотпуски газа на IV-й год эксплуатации СДТГ при аварийных ситуациях простого и лавинного типа (табл. 7,8).

Возможности резервирования газоснабжения узлов I—XII с помощью газа двойных топливных хозяйств, фактически имеющихся у крупных потребителей, приведены в табл. 7.9.

Суточный недоотпуск газа с учетом резервирования двойным топливным хозяйством и подземным хранилищем газа на уровне первого года газоснабжения представлен в табл. 7.10.

Общий недоотпуск газа, характеризующий надежность газоснабжения в годовом разрезе с учетом продолжительности ликвидации аварий, представлен в табл. 7.11.

По данным табл. 7.11, за первый год функционирования надежность рассмотренной гипотетической СДТГ при обычных авариях составляет 0,997, при лавинных 0,976.

Результаты расчета резервирования этой же СДТГ на шестой год эксплуатации приведены в табл. 7.12.

Расчет по нормативным данным показал, что для создания резервов (см. табл. 7.12) потребуется затратить около 160 млн. руб., в том числе на вторые топливные хозяйства — 120 млн. руб., подземные хранилища — 30 млн. руб.

Таблица 7.11

Расчет вероятного суммарного недоотпуска газа при авариях (в млн. м3/сут)

Номер узла газопотребления	Тип аварии	
	обычный	лавино* го
I	23,0	350,0
II	25,0	110,0
III		676,0
IV	40,0	304,0
V		
VI	57,5	205,0
VII	42,5	85,0
VIII	64,0	128,0
IX	42,5	85,0
X	28,0	56,0
XI	21,5	163,0
XII	18,0	36,0
Итого	464,0	3148,0

Таблица 7.12

Расчет дефицита газа (в млн. м³)

Номер узла газопотребления	Суточный недоотпуск газа при авариях лавинного типа	Возможный суточный объем резервоп газа (в той числе топливного хозяйства и ПХГ)	Дефицит газа	
			суточный	годовой
i	96,4	35,5	60,9	60,9
II	45,5	15,2	30,3	40,5
III	57,4	47,0	10,4	104,0
IV	39,7	13,0	26,7	267,0
V	53,5	26,8	26,7	267,0
VI	28,7	20,6	8,1	81,0
VII	71,6	35,8	35,8	537,0
VIII	22,6	9,2	13,4	201,0
IX	42,2	30,3	11,9	179,0
X	24,5	20,8	4,5	45,0
XI	64,5	27,1	37,4	374,0
XII	14,5	10,4	4,1	4,1
Итого	361,0	290,0	270,2	1893,5

При авариях лавинного типа, как показывают данные табл. 7.12, суточный недоотпуск газа увеличивается примерно в 3 раза, годовой — в 6 раз.

Для покрытия таких недоотпусков газа необходимо существенное увеличение резервных мощностей, в противном случае при авариях лавинного типа необходимо предусматривать разгрузку систем газоснабжения.

Наиболее целесообразно для прогнозирования аварийных ситуаций использовать метод статистического моделирования на ЭВМ функциональных и структурных схем надежности, составленных как аналоги реальных СДТГ, их элементов, подсистем или ЕСГ в целом.

Решения, получаемые на стадии прогнозирования аварийных ситуаций, должны быть направлены на то, чтобы, «проиграв» максимально возможное число имитированных на ЭВМ аварийных ситуаций, достигнуть максимума надежности элементов, подсистем и СДТГ в целом.

При задании ЭВМ целевой функции с учетом надежности в процессе статистического моделирования должны быть использованы нормативные, статистические, эксплуатационные данные, рекомендации экспертов (экспертные оценки) и т. п.

В результате статистического моделирования на ЭВМ с использованием методов исследования операций разрабатывается карта аварийных ситуаций, которые в закодированном виде записываются в памяти ЭВМ. В случае возникновения реальных аварий-

ных ситуаций методом перебора и сравнений ЭВМ выбирает близкий аналог, записанный в памяти машины, которая и выдает затем решение по устранению возникших неисправностей.

При разработке гипотетических аварийных ситуаций методом статистического моделирования схем-аналогов реальных СДТГ на ЭВМ проектировщик осуществляет планирование, обеспеченной контрольного уровня надежности, информацию о надежности, ее оценку, анализ, регулирование и стимулирование и т. д.

Основной источник информации о начале образования аварийной ситуации в СДТГ, в частности, в ее отдельных элементах или подсистемах — это превышение допустимых отклонений параметров функционирования СДТГ, выявленных в процессе проверки соответствия оператором, системой оператор — ЭВМ или ЭВМ, Начало образования при этом переходных процессов вызывает лавинные нестационарные течения газа по элементам и подсистемам СДТГ. Методы расчета аварийных режимов рассмотрены выше.

Решая уравнения, описывающие процесс транспорта газа тем или иным методом, а также на основе данных об изменении давления, расхода, температуры и тому подобного, зафиксированных в ЭВМ по системе телемеханики, автоматизированная подсистема прогнозирования аварийных ситуаций выдает диспетчеру (оператору) необходимые решения, на высшей стадии внедрения АСУ осуществляет управляющие воздействия для включения резервов или выдает команды аварийно-восстановительной системе.

В целом задача распознавания (прогнозирования) аварийных ситуаций может сводиться к классической задаче различения гипотез по тому или иному статистическому критерию. Поскольку при функционировании СДТГ, ее элементов и подсистем возникают три основных состояния — нормальное, предаварийное и аварийное, то для решения задачи распознавания аварийных ситуаций может быть использована процедура последовательного анализа, при котором обнаружение событий ведется до тех пор, пока не обнаруживается предаварийное состояние. При этом в качестве критерия может использоваться последовательный критерий отношения вероятностей,

В результате применения данного критерия получаются рекуррентные уравнения, позволяющие распознавать предаварийные и аварийные ситуации в элементах, подсистемах и в целом по СДТГ,

При разработке и реализации проектов АСУ для всех элементов и подсистем СДТГ и ЕСГ контролирование аварийных ситуаций — необходимая и важнейшая составляющая программы управления газоснабжением на всех уровнях. При всей трудности формулирования конкретных рекомендаций для отдельных элементов и подсистем СДТГ и ЕСГ можно выделить такие основные вопросы общего подхода к проблеме автоматического контроля аварийных ситуаций:

какие действия или организационно-технические мероприятия должны быть предприняты в конкретной аварийной ситуации? может ли оператор (диспетчер) или другое лицо, принимающее решение при управлении газопроводом, своевременно и беспрепят-

ственно принять необходимые меры в периоды аварийных ситуаций, продолжая осуществлять другие свои обязанности?

какова возможная степень автоматизации функций оператора по контролированию аварийных ситуаций?

При проектировании систем автоматизации и телемеханизации и АСУ элементов и подсистем СДТГ, в особенности АСУ МГ, вопросы автоматизации контроля, управления и диагностики аварийных ситуаций следует решать в первую очередь.

7. ВОПРОСЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

В [7.9] показано, что принятая в настоящее время структура обслуживания трассы газопровода является рассредоточенной, так как аварийно-ремонтные пункты размещаются практически на каждой КС. Теоретически доказана высокая эффективность централизации обслуживания МГ за счет создания центральных аварийно-ремонтных пунктов (ЦАРП) или центральных ремонтно-восстановительных баз (ЦРВБ). В последнем случае объединяются и централизуются все ремонтные службы МГ и ГДП.

Анализ статистики аварий показывает, что их интенсивность λ на линейной части МГ носит случайный характер и колеблется в пределах от 0,010 до 0,0456.

Величина λ имеет максимальное значение в первые годы эксплуатации МГ и к окончанию его амортизационного срока.

Считая, что аварии на трассе МГ распределены равномерно, и обозначив через φ случайную величину, равную расстоянию от начала газопровода до места аварии, получаем:

$$P\{\varphi < x\} = \begin{cases} 0, & x < 0; \\ \frac{x}{L}, & 0 \leq x \leq L, \end{cases}$$

где P — вероятность возникновения аварий; L — длина участка газопровода.

Если $P\{\varphi < x\} = x/L$, легко доказывается, что

$$P\{\varphi < x | a \leq \varphi \leq b\} = \frac{x-a}{b-a}.$$

Это означает, что если авария произошла на участке ab , то случайная величина расстояния от точки a до места аварии равномерно распределена на этом участке.

Представим теперь, что газопровод, имеющий несколько КС, обслуживается ЦАРП (рис. 7.8).

Упрощая задачу, будем считать значение $b - a = l$ для участка МГ, обслуживаемого каждым линейно-производственным управлением (ЛПУ).

Обозначим через α среднюю длительность обслуживания. Тогда нагрузка ρ на ЦАРП выразится формулой

$$\rho = \lambda \alpha.$$

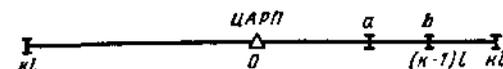


Рис. 7.8. Принципиальная схема газопровода с ЦАРП

Для дальнейших расчетов покажем, что при малых нагрузках характеристики обслуживания системы мало зависят от функции распределения длительности обслуживания.

В любой момент времени среднее число ЛПУ (районов) без аварий может быть описано уравнением

$$v = \frac{m}{m\rho + P_{m-1}},$$

где m — число ЛПУ (районов), обслуживаемых ЦАРП; P_{m-1} — вероятность того, что перед окончанием обслуживания на трассе газопровода аварий нет;

$$P_{m-1} = \frac{1}{\sum_{i=0}^{m-1} (m-i) \frac{1}{C_i}};$$

$$\frac{1}{C_i} = \frac{[1-\beta(\lambda)][1-\beta(2\lambda)] \dots [1-\beta(k\lambda)]}{\beta(\lambda)\beta(2\lambda) \dots \beta(k\lambda)};$$

$$\beta(k\lambda) = 1 - k\rho + \frac{k^2\rho^2}{2}(1+C^2); \quad k=1, 2, 3, \dots$$

При этом длительность обслуживания τ имеет произвольное распределение для каждого ЛПУ (района); $\tau = \eta + 2\psi$, где η — длительность собственно послеаварийного ремонта со средними значениями $M\eta = \mu$; ψ — длительность доставки аварийной бригады и ремонтной техники к месту аварии.

После соответствующих вычислений находим, что $C^2 = 0$ при постоянной длительности обслуживания и $C^2 = 1$ при показательной длительности обслуживания.

Тогда

$$P_{m-1}^{(\rho, 1)} - P_{m-1}^{(\rho, 0)} = \frac{m-1}{2} \rho^2;$$

$$\frac{v(\rho, 0, m) - v(\rho, l, m)}{m} = \frac{m-1}{2} \rho^2.$$

Отсюда при $C^2 \leq 1$ можно считать длительность обслуживания показательной. Характеристика системы обслуживания будет иметь погрешность не более

$$\frac{m-1}{2} \rho^2.$$

Рассмотрим однолинейную систему обслуживания, в которую поступает пуассоновский поток требований интенсивности. При этом длительность обслуживания имеет показательное распределение. Для такой системы, как известно, среднее число требований H и вероятность P_0 того, что в системе нет ни одного требования, соответственно выражается формулами

$$H = \frac{m\rho}{1-m\rho} = m\rho(1+m\rho);$$

$$P_0 = 1 - m\rho.$$

При обслуживании трассы газопровода из ЦАРП

$$H_{\text{ЦАРП}} = m - \nu(m, \rho, l) = m\rho[1 + (n-2)\rho];$$

$$P_{\text{ЦАРП}} = \frac{1}{\sum_{n=0}^m \frac{m!}{(m-n)!} \rho^n} = 1 - m\rho + m\rho^2.$$

Следовательно, для данной задачи решение однолинейной системы является приближенным с точностью, равной величине $2m\rho^2$.

Тип требования интенсивности характеризуется функцией распределения длительности обслуживания

$$P_k(\tau < t) = \beta(k, t), \quad k = 1, 2, 3, \dots, m.$$

Поступление на обслуживание требования любого типа равновероятно, и функция распределения длительности обслуживания произвольного требования описывается уравнением

$$P\{\tau < t\} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \beta(i, t).$$

Примем, что $m = 2k$ и авария произошла в районе ЛПУ:

$$(n-1)l \leq |x| \leq nl \quad (n = 1, 2, 3, \dots, k).$$

Тогда

$$\beta(t) = \frac{1}{k} \sum_{n=1}^k \frac{t - (n-1) \frac{l}{v}}{\frac{l}{v}} = \frac{t - \frac{k-1}{2} \cdot \frac{l}{v}}{\frac{l}{v}},$$

где v — скорость доставки аварийно-восстановительных средств к месту аварии.

Таким образом, получаем равномерное распределение на интервале

$$\left[\frac{k+1}{2} \cdot \frac{l}{v}; \frac{k-1}{2} \cdot \frac{l}{v} \right].$$

Тогда

$$\alpha = M\tau = \mu + k \frac{l}{v} = \mu + \frac{ml}{2v}.$$

При $m = 2k + n_c$, где n_c — смещение ЦАРП от середины обслуживаемого участка, находим:

$$\alpha = M\tau = \mu + \frac{m^2 + n_c}{2m} \cdot \frac{l}{v}.$$

Скорость доставки аварийно-восстановительных средств к месту аварии найдем из принятого ранее условия, что при обслуживании m ЛПУ (районов) одним ЦАРП в произвольно взятый момент времени число требований на обслуживание меньше или равно числу требований в существующей системе обслуживания — один АРП на одну ЛПУ (район):

$$\frac{H(m, v)}{m} \leq H[m(1), v_1],$$

где $m(1)$ означает, что рассматривается одна ЛПУ (район) обслуживания; v_1 — скорость доставки транспортных средств в данной ЛПУ.

Тогда получаем:

$$\frac{\rho(m, v)}{1 - m\rho(m, v)} \leq \frac{\rho[m(1), v_1]}{1 - \rho[m(1), v_1]}.$$

Отсюда

$$\rho(m, v) \leq \rho[m(1), v_1] - (m-1)\rho^2[m(1), v_1].$$

В результате получаем, что

$$\rho(m, v) = \begin{cases} \lambda \left(\mu + \frac{m}{2} \cdot \frac{l}{v} \right) & \text{при } m = 2k; \\ \lambda \left(\mu + \frac{m^2 + n_c}{2m} \cdot \frac{l}{v} \right) & \text{при } m = 2k + n_c. \end{cases} \quad (7.9)$$

На основании выражений (7.9) определяем оптимальную скорость доставки аварийно-восстановительных средств при централизованном обслуживании

$$v \geq \frac{\lambda ml}{2(z - \lambda\mu)} \quad \text{при } m = 2k; \quad (7.10)$$

$$v \geq \frac{\lambda(m^2 + n_c)}{2m(z - \lambda\mu)} \quad \text{при } m = 2k + n_c, \quad (7.11)$$

где z — расчетный параметр.

Задаваясь числом ЛПУ (районов), обслуживаемых одним ЦАРП, по формулам (7.10) и (7.11) можно найти скорость транспортных средств, доставляющих к месту аварии аварийно-восстановительные бригады, при условии равенства характеристик обслуживания.

При известных скоростях передвижения аварийно-восстановительных транспортных средств решается обратная задача, т. е. находится наиболее целесообразное объединение АРП в ЦАРП, с точки зрения улучшения характеристик обслуживания.

Для оценки экономичности централизации обслуживания определим транспортные расходы.

Пусть МГ имеет длину nl . Интенсивность потока отказов $\lambda = n\lambda'$. Предположим, что m ЛПУ (районов) обслуживает один АРП, на который поступает поток требований с интенсивностью $m\lambda'$.

При $m = 1$ суммарные транспортные расходы по всему газопроводу пропорциональны времени T :

$$n\lambda' l T = \lambda l T.$$

Если каждые m ЛПУ (районов) обслуживает один АРП, то транспортные расходы равны

$$\frac{m}{2} \lambda l T \text{ при } m = 2k;$$

$$\frac{m^2 + n_c}{2m} \lambda l T \text{ при } m = 2k + n_c.$$

Иначе говоря, транспортные расходы увеличиваются в $m/2$ раз.

Обозначим через C_2 стоимость передвижения аварийно-восстановительных средств на единицу расстояния. Тогда годовые потери от увеличения транспортных расходов для $m = 2k$ составят величину

$$C_2 \left(\frac{m}{2} - 1 \right) \lambda l T.$$

В стоимость C_3 содержания одного АРП в течение года входят стоимость основных производственных фондов, отчисления на амортизацию, фонд заработной платы.

Экономия за счет сокращения числа АРП равна величине

$$C_3 \left(n - \frac{n}{m} \right).$$

Будем считать, что потери газа в результате аварий при различных структурах обслуживания равны. Тогда затраты на аварийно-восстановительные работы при системе АРП и ЦАРП составят:

$$\mathcal{E}_{\text{АРП}} = C'_3 n + C''_3 \lambda l T;$$

$$\mathcal{E}_{\text{ЦАРП}} = C'_2 \frac{n}{m} + C''_2 \lambda l T,$$

где C'_3 , C''_3 , C'_2 , C''_2 — коэффициенты.

Общая экономия от централизации аварийно-восстановительной службы описывается уравнением

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{АРП}} - \mathcal{E}_{\text{ЦАРП}} = n \left(C'_3 - \frac{1}{m} C'_2 \right) + \lambda l T \left(C''_3 - \frac{m}{2} C''_2 \right),$$

где коэффициенты C'_3 и C'_2 определяют стоимость содержания АРП и ЦАРП; C''_3 и C''_2 — стоимость транспортных средств.

Расчеты показали, что при обслуживании одним ЦАРП пяти ЛПУ (районов) с использованием быстроходных тягачей годовая экономия средств составляет порядка 0,3 млн. руб.

При централизованном обслуживании МГ особо важное месторасположения. Исследование аварийных ситуаций на одном МГ протяженностью 2000 км, состоящем из двух ниток диаметром 1020 мм, показало, что аварийные повреждения труб на газопроводе характеризуются следующими данными (\bar{x} — средняя длина дефектной трубы в м; f — частота появления аварий):

разрывы труб $\bar{x}_p = 30,36$ м; $f_p = 0,375$;

гофры $\bar{x}_r = 30$ м; $f_r = 0,075$;

трещины-свищи $\bar{x}_{тс} = 10$ м; $f_{тс} = 0,55$.

Функция распределения по всем видам аварий описывается выражением

$$F(x) = f_p F_p(x) + f_r F_r(x) + f_{тс} F_{тс}(x).$$

Отсюда найдем математическое ожидание

$$M\varphi = \int_0^{\infty} x dF(x) = f_p M_p(x) + f_r M_r(x) + f_{тс} M_{тс}(x) = 19,135 \text{ м,}$$

дисперсию

$$D\varphi = f_p \{ D_p(x) + [M_p(x)]^2 \} + f_r \{ D_r(x) + [M_r(x)]^2 \} + f_{тс} \{ D_{тс}(x) + [M_{тс}(x)]^2 \} = 178,334 \text{ м}^2$$

и среднеквадратичное отклонение

$$\sigma_{ср} = \sqrt{D\varphi} = 13,36 \text{ м.}$$

Представим газопровод из n элементарных участков. Число отказов на одном участке за время T выразим через случайную величину φ_1 , равную величине k с вероятностью

$$\frac{(\lambda T)^k}{k!} e^{-\lambda T}.$$

Для определения аварийного запаса труб используем неравенство Чебышева. Пусть имеется случайная величина φ с математическим ожиданием $M\varphi$ и дисперсией $D\varphi$. Исходя из неравенства Чебышева, полагаем, что каково бы ни было положительное число ε , вероятность того, что величина φ отклонится от своего математического ожидания не меньше чем на величину ε , ограничена сверху величиной $D\varphi/\varepsilon^2$:

$$P \{ |\varphi - M\varphi| \geq \varepsilon \} \leq \frac{D\varphi}{\varepsilon^2}$$

или

$$P \{ \varphi \geq M\varphi + \varepsilon \} \leq \frac{D\varphi}{\varepsilon^2}.$$

Пусть требуемый уровень аварийного запаса труб $\gamma = 0,01$, т. е. в 99% случаев отказов газопровода аварийный запас труб обеспечит необходимый ремонт. Таким образом, ограничение сверху равно отношению

$$\frac{D\varphi}{\varepsilon^2} = \gamma.$$

Отсюда

$$\varepsilon = \frac{\sigma\varphi}{\sqrt{\gamma}}.$$

Тогда требуемая длина запасных труб l^* для элементарного участка

$$l^* = M\varphi + \frac{\sigma\varphi}{\sqrt{\gamma}} = \lambda T \sigma^2 \varphi.$$

Годовой аварийный запас труб для МГ протяженностью 4800 км (в одностороннем исчислении) при $l = 120$ км; $\lambda = 1$; $T = 12$ месяцев определяется по формуле

$$l^* = \frac{L}{l} \left(\lambda T M \varphi + \frac{\sqrt{\lambda} T \sigma \varphi}{\sqrt{0,01}} \right) = 27,68 \text{ км.}$$

Полученный годовой аварийный запас труб превосходит величину, установленную нормами.

Предложенная методика расчета аварийного запаса в зависимости от интенсивности аварийных отказов применительно к конкретным МГ может быть использована для расчета нормативных запасов.

В [7.8] рассмотрены вопросы транспортного обеспечения мобильных аварийно-ремонтных бригад при централизованных аварийно-восстановительных пунктах. В частности, дано обоснование эффективности использования воздушного транспорта.

Возможность ликвидации аварийных ситуаций централизованными бригадами оценивается авторами [7.8] вероятностью несовпадения аварий с полетными условиями и в первом приближении рассчитывается на основе теории дублированных восстанавливаемых систем:

$$P(t) = e^{-\lambda_{\tau} \lambda_{\text{пог}} t_{\text{пог}}},$$

где λ_{τ} , $\lambda_{\text{пог}}$ — соответственно интенсивность отказов трубопровода и периодов полетной погодной ситуации; $t_{\text{пог}}$ — средняя продолжительность полетной погодной ситуации.

Число аварийно-восстановительных бригад на ЦАРП можно представить однородным марковским процессом с конечным числом состояний, под которыми они понимают число неисправных в данный момент объектов.

Система однородных линейных дифференциальных уравнений, описывающих такой процесс, представлена в следующем решении:

$$-\left[\sum_{i=1}^m (1-\delta) \lambda_i + \sum_{j=1}^m (1-\delta) \mu_j \right] P_{C_m}^k + \delta \lambda_j P_{C_m}^{k-1} + \delta \mu_i P_{C_m}^{k+1} = 0,$$

где m — конечное число объектов обслуживания; k — возможное число состояний объекта;

$$\delta = \begin{cases} 1 & \text{при } i=j; \\ 0 & \text{при } i \neq j; \end{cases} \quad i, j = (1, m);$$

$$0 \leq k \leq m; \quad \sum_0^m R_{C_m} = 1.$$

Для общей оценки эффективности применения централизованного обслуживания авторами [7.8] сравнивается возможный годовой ущерб от аварийного простоя трубопровода, расходы на аренду того или иного вида транспорта и затраты на содержание ремонтных бригад:

$$Q_1 = 8400 C_0 \{1 - R(t) \lambda (\tau_0 - \tau_1) + R(t) \lambda \tau_2\} + r_1 C_{\text{в}} + n_1 C_3;$$

$$Q_2 = 8400 C_{\text{н}} \lambda \tau_2 + r_2 C_{\text{н}} + n_2 C_3,$$

где Q_1 и Q_2 — общие годовые расходы соответственно при централизованном и децентрализованном обслуживании; 8400 — среднегодовой фонд рабочего времени; C_0 — удельный ущерб от простоя трубопровода в руб/ч; τ_0 — время задержки вылета из-за плохой погоды; τ_1 — время передвижения аварийного воздушного транспорта; τ_2 — время передвижения аварийного наземного транспорта; r_1, r_2 — необходимое число соответственно воздушных и наземных транспортных средств; $C_{\text{в}}, C_{\text{н}}$ — стоимость годовой аренды одной единицы соответственно воздушного и наземного транспорта; n_1, n_2 — число ремонтных бригад при соответственно централизованном и децентрализованном обслуживании;

C_3 — годовые издержки на содержание одной ремонтной бригады.

Расчеты, выполненные в [7.10] по рассмотренной методике, показали, что общие расходы при рассредоточенной системе обслуживания в полтора раза превышают расходы на централизованное обслуживание.

8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Опыт эксплуатации магистральных газопроводов показывает, что непредвиденные остановки и аварии на газопроводах происходят довольно часто по самым различным причинам. Причем замечено, что в первые годы эксплуатации газопроводов число аварий обычно бывает больше, чем в последующие.

Аварии происходят из-за:

- заводских дефектов труб;
- ошибок, допущенных при проектировании;
- брака, допущенного при строительстве газопровода;
- неправильной эксплуатации;

неосторожных действий посторонних организаций (повреждения газопровода сельскохозяйственными машинами, землеройными механизмами и т. д.);

стихийных бедствий (наводнений, землетрясений, пожаров и т. п.).

К заводским дефектам прежде всего относятся металлургические пороки в теле металла трубы: закаты, расслоения, трещины, ухудшенные механические характеристики металла труб по сравнению с предельными браковочными нормами. Линейные участки магистральных газопроводов в процессе эксплуатации испытывают различные силовые воздействия и находятся в довольно тяжелых условиях работы. При механических расчетах необходимо учитывать кольцевые, продольные и поперечные нагрузки от давления, изменения температуры, изгиба и др. Материал труб должен обладать высокими прочностными свойствами, полностью обеспечивающими возможность восприятия всех этих нагрузок без разрушения. Большое значение имеет точность размеров труб. Недостаточная точность изготовления концов труб приводит к значительному смещению их кромок при монтаже и к непровару корня шва при сварке, а также к усложнению монтажа трубопровода, что, в свою очередь, часто приводит к разрушению отдельных участков газопровода.

Большую долю в общем числе аварий на газопроводах имеют аварии из-за брака сварочно-монтажных работ. Как правило, аварии возникают там, где грубо нарушены технические условия производства сварочных работ при монтаже и ремонте газопроводов. Частые непровары, шлаковые включения, недопустимые зазоры, прожоги, смещение кромок и тому подобное вызывают наибольшее число аварий и остановок газопроводов, следствием которых является прекращение подачи газа на определенный промежуток времени.

Строительные дефекты включают в себя повреждения стенки труб и нарушение целостности изоляционного покрытия. Повреждения стенки труб обычно встречаются в виде царапин, задигов, вмятин.

Среди повреждений изоляционного покрытия труб характерны уменьшенная толщина слоя изоляции, повреждения ее при укладке трубы на каменистое ложе и от ударов крупных кусков грунта при засыпке траншеи. Иногда при изоляционно-укладочных работах встречаются такие виды брака, как некачественность материалов, отсутствие слоя битума между грунтовоочным слоем и слоем бризолок, растрескивание изоляционного покрытия. Во всех случаях низкого качества изоляционного покрытия способствует развитию коррозионных явлений на подземных газопроводах.

Наиболее активно действующие виды коррозии трубопроводов — почвенная коррозия и коррозия, вызываемая блуждающими токами.

Значительное влияние на линейные участки газопроводов оказывают температурные напряжения, которые возникают из-за отличия температуры эксплуатации газопроводов и их укладки. Температурный режим магистрального газопровода определяется температурой окружающего грунта и перекачиваемого газа. В прямолинейном

газопроводе возникающий температурный перепад ($\Delta t = (t_2 - t_1)$, где t_2 — температура Эксплуатируемого газопровода; t_1 — температура при его укладке) ввиду невозможности осевых смещений приводит к возникновению продольных сжимающих или растягивающих усилий:

$$T = E F \alpha \Delta t,$$

где E — модуль упругости; F — площадь сечения металла трубы; α — коэффициент температурного расширения.

При возникновении положительных температурных перепадов усилие T является сжимающим и может привести к потере предельной устойчивости газопровода, следствием чего может быть повреждение конструкции и, наконец, авария. Отрицательные температурные перепады вызывают растягивающие усилия, которые при наличии дефектов в сварных поперечных швах могут быть причиной разрывов газопровода по сварным швам.

Сконденсировавшаяся вода и углеводородный конденсат в газопроводе споспобствуют образованию гидратных и ледяных пробок.

Как показал опыт эксплуатации, образование гидратов происходит большей частью в пониженных участках трассы, где скапливается жидкость, а также на газопроводах-отводах меньшего диаметра в связи с большим перепадом давлений и понижением температуры газа.

В СССР существует тенденция увеличения диаметра газопроводов. Уже эксплуатируются газопроводы диаметром 1220 мм, в ближайшее время будут широко применяться трубы диаметром 1400 мм, а в недалеком будущем 1600—1800 мм. С увеличением диаметров возрастает ущерб от аварий на линейной части, усложняются и удлиняются ремонтно-восстановительные работы. В связи с этим необходимо обратить серьезное внимание на надежность линейной части магистральных газопроводов.

Оперативный показатель надежности — коэффициент готовности для линейного участка газопровода единичной длины.

При длительной эксплуатации в условиях статистического равновесия поведение рассматриваемого элемента СДТГ определяет вероятность того, что участок газопровода в любой произвольно фиксированный момент времени находится в работоспособном состоянии.

Для снижения частоты отказов линейной части магистральных газопроводов, кроме устранения перечисленных выше дефектов, существенную роль играет ужесточение требований к испытаниям газопроводов.

Интересен в этом плане опыт США и Канады. В Канаде, например, все газопроводы испытываются гидравлически под давлением, которому соответствуют кольцевые напряжения в стенках труб, равные 90—110% предела текучести металла. Отбраковка труб при этом весьма высока, испытания растягиваются на длительный срок, но зато число отказов линейной части в процессе эксплуатации незначительно.

Чрезвычайно важное значение для уменьшения ущерба при отказе линейной части имеет своевременное выполнение необходимых переключений: отключение поврежденного участка, открытие технологических перемычек и подача по ним газа. При замедленном выполнении этих операций ущерб усугубляется как потерями газа — ценного топлива и сырья, так и падением давления в газопроводной системе и дополнительным снижением ее пропускной способности.

В [7.11] рассмотрен один из эффективных методов повышения надежности линейной части магистрального газопровода является сооружение его из параллельных ниток. Ремонтпригодность такого газопровода, т. е. приспособленность к устранению неисправностей, значительно выше, чем у однониточного газопровода, поскольку отключение участка для планового ремонта может быть осуществлено без существенного сокращения количества транспортируемого газа. На однониточном газопроводе плановые ремонты, связанные с отключением участка, чрезвычайно затруднительны, что увеличивает вероятность аварии.

Поскольку на однониточном газопроводе длиной L авария немедленно приводит к прекращению подачи газа, вероятное число нарушений газоснабжения в год выражается формулой

$$u_1 = \beta L.$$

При правильном подборе числа перемычек на двухниточном газопроводе той же протяженности нарушение газоснабжения будет иметь место только в том случае, если во время t суток ликвидации одной аварии произойдет авария на другом участке. Вероятное число таких ситуаций определяется формулой

$$u_2 = \frac{\beta^2 L^2 t (2n - 1)}{365n},$$

где n — число участков газопровода, соединенных перемычками.

Вероятность полного прекращения газоснабжения, т. е. разрыва параллельных ниток на одном и том же участке, описывается уравнением

$$u_3 = \frac{\beta^2 L^2 t}{365n}.$$

Для сравнения надежности двух- и однониточного газопроводов можно привести пример: если на однониточном газопроводе при $\beta = 1 \cdot 10^{-3}$ и $L = 500$ км можно ожидать одно серьезное нарушение газоснабжения за два года, то на двухниточном газопроводе той же протяженности, разделенном на 20 участков с перемычками, при $t = 2$ сут (время ликвидации аварии), вероятное число нарушений газоснабжения составит 0,00267, т. е. одно нарушение за 375 лет.

В настоящее время перемычки проектируют на расстоянии 50—100 км одна от другой независимо от диаметра ниток и протяженности газопровода. Однако выбор оптимального числа перемычек должен основываться на минимизации суммарных народнохозяйственных затрат, складывающихся из затрат газоснабжающей органи-

зации на крановые узлы, и ущерба потребителей из-за аварий на газопроводах [7.12]

Рассмотрим участок многониточного газопровода длиной l между двумя компрессорными станциями (КС), работающими в режиме поддержания максимально допустимого давления p_{\max} . Тогда, представив режим течения газа по участку в виде

$$Q = \frac{rckp_{\max} d^{2.6}}{l^{0.5}} \sqrt{1 - \frac{1}{\varepsilon^2}}, \quad (7.12)$$

где c — число ниток; d — диаметр нитки; ε — степень сжатия на КС,

$$k = \frac{1.62 \cdot 10^{-6} E \alpha}{\sqrt{zT \Delta}},$$

и воспользовавшись аппроксимацией газодинамических характеристик КС, предложенной А. Г. Немудровым [7.13]

$$p_{\max}^2 = ap_s^2 - bQ^2,$$

где p_s — давление на выходе КС; a , b — эмпирические коэффициенты, получим выражение для уменьшения пропускной способности газопровода при аварии одной из ниток между двумя перемычками

$$\Delta Q = Q_n - Bp_{\max} \sqrt{\frac{a-1}{a+B^2b}},$$

где

$$B = kd^{2.6}(c-1)l^{-0.5} \left[1 - \frac{n(2c-1)}{c^2(n+1)} \right]^{-0.5};$$

n — число крановых узлов с перемычками, установленными через равные интервалы.

Для газопровода из двух ниток одинакового диаметра связь между числом перемычек и относительной пропускной способностью дана на рис. 7.9.

Исходя из предположения о том, что поток отказов линейной части газопроводов подчиняется закону Пуассона, а плотность распределения времени восстановления имеет экспоненциальный характер, стационарную вероятность пребывания в ремонте r ниток в соответствии с [7.14] определяют по формуле

$$P_r = \frac{\Theta_r}{1 + \sum_{s=1}^c \Theta_s}.$$

где

$$\Theta_r = \frac{c! \rho^r l^r}{r! (c-r)!}, \quad \rho = \lambda T_{cp};$$

λ — удельная интенсивность аварий; T_{cp} — среднее время восстановления.

Величина P_r представляет собой среднюю долю времени, в течение которого r ниток из числа c будут отключены для проведения

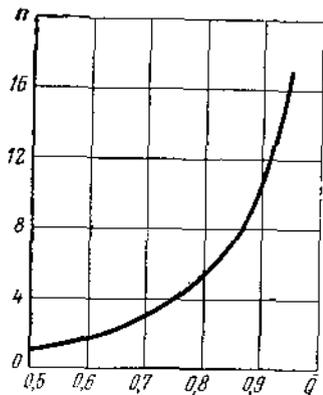


Рис. 7.9. Зависимость числа участков с перемычками от относительной пропускной способности газопровода для двух ниток одинакового диаметра

Определение удельного ущерба при сокращении подачи газа затруднено из-за сложности структуры газопотребления, однако в задачах проектирования удельный ущерб можно выразить в виде затрат на замыкающее топливо, эквивалентное 1 млн. м³ газа.

Суммарные народнохозяйственные затраты составят

$$\sum S = S_n + nS_{кр},$$

где $S_{кр}$ — приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию одного кранового узла с перемычками.

Оптимальное число перемычек определяют при минимизации $\sum S$.

Для двухниточного газопровода при фиксированных значениях начального и конечного давлений p_n и p_k суммарные народнохозяйственные затраты составят

$$\sum S = nS_{кр} + 4ma_1kp d^{2.6} \sqrt{l(p_n^2 - p_k^2)} \times \left\{ 1 - \left[1 + \frac{3}{n+1} \right]^{-0.5} \right\}. \quad (7.13)$$

В этом случае, приравнявая к нулю производную $\frac{d\sum S}{dn}$, оптимальное число перемычек можно найти из уравнения

$$(n+1)^2 \sqrt{1 + \frac{3}{n+1}} = \frac{6ma_1pkd^{2.6} \sqrt{l(p_n^2 - p_k^2)}}{S_{кр}}.$$

Анализ статистических данных показывает, что величина $\rho = \lambda T_{ср}$ существенно зависит от диаметра газопровода. Эта зависимость может быть аппроксимирована выражением

$$\rho = (a_1 d^3 + a_2 d^2 + a_3 d + a_4) 10^{-8}, \quad (7.14)$$

ремонтных работ. Анализ показывает, что можно без ущерба для точности расчетов пренебречь значениями P , при $r > 1$. В этом случае стационарную вероятность аварийного состояния с учетом того, что $\rho l \ll 1$ определяют по формуле

$$P_{ав} \approx c\rho l.$$

Тогда ущерб у потребителей за год из-за недополучения газа в результате аварий линейной части магистрального газопровода в первом приближении составит

$$S_n = \Delta Q P_{ав} m a_1,$$

где m — число дней использования максимальной пропускной способности газопровода; a_1 — удельный ущерб потребителя, отнесенный к 1 млн. м³ недополученного газа.

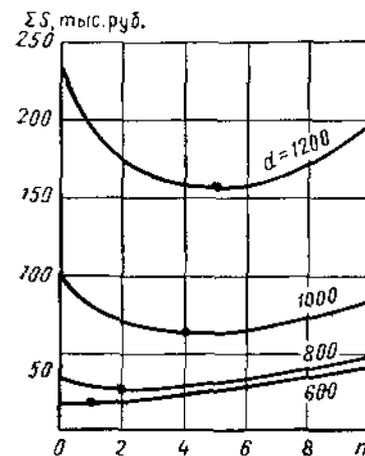


Рис. 7.10. Изменение суммарных народнохозяйственных затрат на двухниточный газопровод (расстояние 100 км) в зависимости от диаметра трубы и числа перемычек

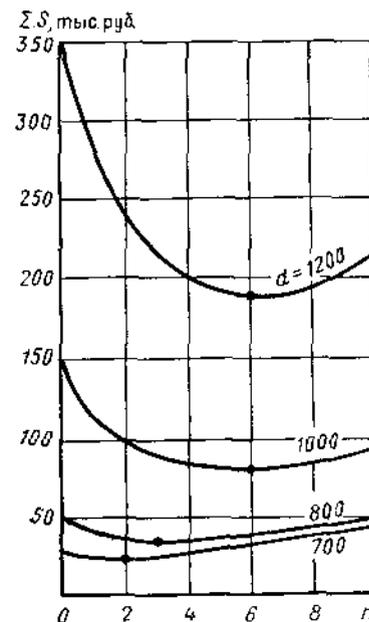


Рис. 7.11. Изменение суммарных народнохозяйственных затрат на двухниточный газопровод (расстояние 200 км) в зависимости от диаметра трубы и числа перемычек

где $a_1 = 2,885 \cdot 10^{-7}$; $a_2 = 3,182 \cdot 10^{-5}$; $a_3 = 8,537 \cdot 10^{-3}$; $a_4 = 9,413$.

С учетом выражения (7.14) были выполнены расчеты суммарных народнохозяйственных затрат по формуле (7.13) для двухниточных газопроводов различного диаметра и протяженности. В расчетах принималось: $k = 1,23 \cdot 10^{-7}$; $a_1 = 21,3$ тыс. руб./млн. м³; $p_n = 56$ кгс/см²; $p_k = 40$ кгс/см²; $m = 180$ (предполагалось, что в летнее время частичное снижение пропускной способности из-за остановки участка одной нитки на ремонт не приведет к сокращению подачи газа потребителям). Результаты расчетов приведены на графиках (рис. 7.10, 7.11), из которых видно, что с увеличением диаметра газопровода интервал между перемычками должен сокращаться. Если для газопроводов диаметром 700—800 мм принятый шаг остановки перемычек соответствует оптимальному, то для газопроводов диаметрами 1000 и 1200 мм перемычки следует проектировать через 20—30 км.

Экономически оправданное число кранов с автоматами аварийного закрытия определяется соотношением их стоимости и стоимости сокращения потерь газа [7.15].

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
НАДЕЖНОСТИ СДТГ

При построении модели надежности СДТГ используем рассмотренные ранее модели надежности элементов, составляющих систему.

Пусть система состоит из a компрессорных станций и $(a + 1)$ участков газопровода. На i -той компрессорной станции ($i = 1, 2, 3, \dots, N$) установлено N_i газоперекачивающих агрегатов; j -тый перегон магистрального газопровода состоит из N_j элементарных участков, которые характеризуются длиной l_k и диаметром d_k ($k = 1, 2, 3, \dots, N_j$). Множество G_i состояний i -той компрессорной станции состоит из точек вида $\{e_1^{(i)}; e_2^{(i)}; \dots; e_{N_i}^{(i)}\}$; множество G_2 состояний j -того перегона состоит из точек вида $\{\bar{e}_1^{(j)}; \bar{e}_2^{(j)}; \dots; \bar{e}_{N_j}^{(j)}\}$; $\varepsilon_s = 0$ либо $\varepsilon_s = 1$ в зависимости от исправности (неисправности) соответствующего элемента.

Обозначим через $\lambda_k^{(i)}$; $\mu_k^{(i)}$ ($k = 1, 2, 3, \dots, N_i$) интенсивность соответственно отказов и восстановления k -того агрегата (всего их N_i) i -той компрессорной станции; через $\beta_m^{(j)}$, $\mu_m^{(j)}$ ($m = 1, 2, 3, \dots, N_j$) удельную интенсивность отказов и интенсивность восстановления m -го элементарного участка j -того перегона между компрессорными станциями.

Множества G_1 и G_2 не пересекаются, следовательно, фазовое пространство G состояний газопровода с компрессорными станциями есть сумма множеств G_1 и G_2 , состоящих из точек вида

$$\{e_1^{(i)}; e_2^{(i)}; \dots; e_{N_i}^{(i)}; \bar{e}_1^{(j)}; \bar{e}_2^{(j)}; \dots; \bar{e}_{N_j}^{(j)}\},$$

где $i = 1 \div N$; $j = 1 \div N + 1$.

Как и ранее, величина $\varepsilon_s^{(2)}$ равняется 0 или 1 в зависимости от исправности или неисправности соответствующего элемента.

Длительный опыт эксплуатации СДТГ показывает, что предположение о независимости значений $\varepsilon_s^{(2)}$ друг от друга не приведет к большим погрешностям при расчете надежности указанных систем.

Значит, стационарные вероятности состояний системы, имеющей в качестве фазового пространства множество G , определенное выше, выражаются через стационарные вероятности состояний элементов, составляющих рассматриваемую систему, следующим образом:

$$P \{e_1^{(1)}, \dots, e_{N_1}^{(1)}; \bar{e}_1^{(1)}, \dots, \bar{e}_{M_1}^{(1)}; e_2^{(2)}, \dots, e_{N_2}^{(2)}; \dots, \bar{e}_{N-1}^{(1)}, \dots, \bar{e}_{N+1}^{(N+1)}\} = P \{e_1^{(1)}, \dots, e_{N_1}^{(1)}\} \times \\ \times P \{\bar{e}_1^{(1)}, \dots, \bar{e}_{M_1}^{(1)}\}, \dots, P \{\bar{e}_{N+1}^{(1)}, \dots, \bar{e}_{N+1}^{(N+1)}\}.$$

Стационарные вероятности состояния подсистемы «компрессорная станция» являются функциями от числа N_k установленных на КС ГПА, числа n_k работающих ГПА, показателей безотказности $\lambda_k^{(1)}$ и ремонтпригодности $\mu_k^{(1)}$ агрегатов, числа ремонтно-восстановительных единиц $N_{рв}$; схемы соединения ГПА (R), а подсистемы «участок газопровода» — функциями от показателей безотказности $\beta_m^{(j)}$ и ремонтпригодности $\mu_m^{(j)}$ элементарных составных участков и схемы рассматриваемого участка газопровода (d_m, l_m); используя эти зависимости, можно получить значения стационарных вероятностей состояний системы дальнего транспорта газа:

$$P_{ст}(\mu_k^{(1)}; N_{рв}; N_k; n_k; \beta_m^{(j)}; \mu_m^{(j)}; d_m; l_m; R) = P\lambda_k^{(1)}.$$

Общим для всех показателей надежности является то, что их можно рассматривать как математическое ожидание от некоторого функционала Φ , определенного на реализациях процесса $x(t)$, т. е. показатель надежности $\varphi = M\Phi[x(t)]$. В качестве функционала Φ можно рассматривать относительное количество газа, подаваемого потребителям в заданном диапазоне рабочих давлений, температур и т. п. Функционал Φ определяется на процессе (изменения состояний). Таким образом, можно записать, что относительное количество газа $q(t)$, подаваемого потребителями в момент времени t , есть функция от числа работающих ГПА в данное время t на каждой КС, их газодинамических характеристик и схемы работы, гидравлических характеристик линейной части, режима перекачки газа по давлению и т. п. В то же время газодинамические характеристики компрессорных станций, гидравлические характеристики линейных участков системы зависят от надежности газоперекачивающих агрегатов и трубы.

Рассмотрим данный подход на примере параллельных газопроводов. Фазовое пространство состояний данного элемента есть множество точек вида $\{e_1, \dots, e_n\}$. Каждому состоянию соответствует некоторая пропускная способность рассматриваемого элемента.

Пропускная способность n параллельных газопроводов (состояние $\{0 \dots 0\}$) равна:

$$Q = k \left[\sqrt{\frac{d_1^{5,4}}{l_1}} + \sqrt{\frac{d_2^{5,4}}{l_2}} + \dots + \sqrt{\frac{d_n^{5,4}}{l_n}} \right] \sqrt{p_1^2 - p_2^2}.$$

Состоянию $\{0 \dots 1_i \dots 0\}$, отражающему случай отказа i -того газопровода из n параллельных газопроводов, соответствует пропускная способность $Q - k \sqrt{\frac{d_i^{5,4}}{l_i}} \cdot \sqrt{p_1^2 - p_2^2}$,

или относительная пропускная способность

$$q = 1 - \frac{\sqrt{d_1^{3,4}}}{\sum_{k=1}^n \sqrt{d_k^{3,4}}}$$

Если диаметры всех газопроводов одинаковы, то

$$q = 1 - \frac{1}{n}$$

При отказе k газопроводов $q = 1 - \frac{k}{n}$.

Вероятность подобного состояния равна

$$P \{ \underbrace{0, 0, 1, \dots, 1, \dots, 0}_k \} = \frac{\left[\frac{\beta\lambda}{\mu} \right]^k}{1 + \frac{\beta\lambda}{\mu}}$$

Таким образом, получаем значения относительных пропускных способностей участка газопровода и соответствующие им значения вероятностей, т. е. определяем функциональную характеристику элемента как случайную величину, распределение вероятностей которой существенным образом зависит от показателей надежности рассматриваемого элемента.

Для системы дальнего транспорта «нулевым» состоянием является состояние $\underbrace{\{0, 00, 0, \dots, 0, 0, \dots, 0, \dots, 0\}}_{N_1} \underbrace{\{0, \dots, 0\}}_{M_1}$, которое со-

ответствует состоянию исправности всех элементов (газоперекачивающих агрегатов и элементарных участков газопровода). При заданном количестве газа, подаваемого потребителям, Q^* режим работы ГПА и линейных участков (давление, частота вращения, число работающих агрегатов) выбирается из условия минимума затрат на перекачку газа. При изменении состояния системы изменяется количество подаваемого потребителям газа. Однако при учете аккумулирующей способности газопровода, наличии резервных ГПА для некоторого множества I_1 состояний системы количество подаваемого потребителями газа можно оставить на требуемом уровне Q^* путем соответствующего управления режимом функционирования системы. Например, при числе работоспособных газоперекачивающих агрегатов меньшем, чем требуется по графику перекачки газа, либо при аварии на одной из параллельных ниток можно использовать резервные мощности компрессорных станций, стоящих в направлении потока газа.

Для состояний системы, не принадлежащих множеству I_1 , нельзя обеспечить подачу требуемого потребителями количества газа при

заданных его параметрах. Множество таких состояний совпадает с множеством $G - I_1$. Таким образом, если состояние системы x принадлежит множеству I_1 , то соответствующая этому состоянию пропускная способность системы $Q(x) = Q^*$ и в относительных величинах $q(x) = 1$; если же $x \notin I_1$, то $q(x) < 1$.

Количественно пропускная способность системы, соответствующая состоянию $x \in I_1$, определяется как максимальное значение q , удовлетворяющее системе уравнений, описывающих характеристики компрессорных станций и участков газопровода. Показатель надежности есть усредненное значение $q(x)$ с весами, соответствующими вероятностям состояний x .

Вероятность состояния $x = (\epsilon_1^{(i)}; \epsilon_2^{(i)}; \dots; \epsilon_{N_i}^{(i)}; \dots; \bar{\epsilon}_1^{(j)}; \dots; \bar{\epsilon}_M^{(j)})$ рассчитывается по выражению

$$P_x = \prod \frac{\rho_s^{s^{(k)}}}{1 + \rho_s}$$

где

$$\rho_s = \begin{cases} \frac{\lambda_s}{\mu_s} & \text{для КС;} \\ \frac{\beta_s' \lambda_s}{\mu_s} & \text{для линейной части.} \end{cases}$$

Тогда показатель надежности системы дальнего транспорта

$$\varphi = Mq(x) = Mq(x_1, \dots, x_i, \dots, x_N, y_1, \dots, y_j, \dots, y_{N+1}),$$

где x_i — величина, характеризующая состояние i -той компрессорной станции; y_j — то же, j -того перегона между компрессорными станциями.

Математическое ожидание функции нескольких случайных переменных $q(x_i, y_j)$ приближенно равно той же функции от математических ожиданий ее аргументов:

$$\varphi \approx q(Mx_1; \dots; Mx_N; My_1; \dots; My_{N+1}).$$

Используя это, можем получить показатель надежности СДТГ при данной нагрузке Q^* не путем оценки математического ожидания пропускной способности системы, соответствующей определенным состояниям (число которых очень велико), а расчета прежде всего математического ожидания состояний отдельных элементов СДТГ и определения пропускной способности системы, взяв в качестве ее газодинамических и гидравлических характеристик их математические ожидания.

Потребление газа отличается крайней неравномерностью не только по часам и суткам, но и по неделям и более продолжительным периодам, и характеризуется некоторой цикличностью. Поэтому необходимо уметь определять надежность СДТГ в условиях переменной нагрузки, для чего прежде всего необходимо знать график

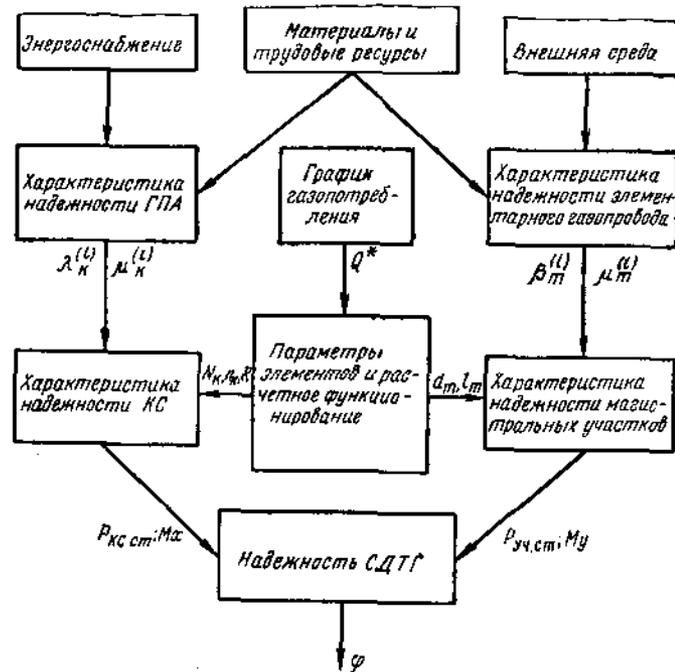


Рис. 8.1. Алгоритм расчета показателя надежности СДТГ

газопотребления. Пусть график газопотребления есть некоторая функция времени $Q^*(t)$, отличная от постоянной.

Разобьем интервал значений функции $Q^*(t)$ для $0 \leq t \leq T$ на участки длиной ΔQ^* . На интервале времени $0 \leq t \leq T$ выделим участки, для которых верно неравенство

$$Q_{\min}^* + k \Delta Q^* \leq Q^*(t) \leq Q_{\min}^* + (k+1) \Delta Q^*.$$

Для времени T_k , в течение которого величина газопотребления лежала в пределах от $Q_{\min}^* + k \Delta Q^*$ до $Q_{\min}^* + (k+1) \Delta Q^*$, будем считать, что газопотребление постоянно и равно величине $Q_{\min}^* + (k + \frac{1}{2}) \Delta Q^*$.

Показатель надежности, определенный для нагрузки $Q_{\min}^* + (k + \frac{1}{2}) \Delta Q^*$, обозначим буквами φ_k . Тогда показатель надежности φ при переменной нагрузке

$$\varphi = \frac{1}{T} \sum_{k=1}^n \varphi_k T_k,$$

где

$$n = \frac{Q_{\max}^* - Q_{\min}^*}{\Delta Q^*}.$$

Разбиение следует выбирать таким, чтобы на участках времени T_k процесс поведения системы не отклонялся значительно от стационарного. Алгоритм расчета показателя надежности системы дальнего транспорта газа представлен на рис. 8.1.

2. КРИТЕРИИ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Изложенные выше показатели позволяют количественно оценить надежность действующей или запроектированной газотранспортной системы. Следующим этапом должно быть сопоставление полученного показателя с требуемым критерием. Определение критерия необходимой надежности системы может осуществляться путем сопоставления дополнительных затрат на повышение надежности с уменьшением ущерба от непадежности отдельных элементов и системы в целом.

С учетом стохастических аспектов функционирования системы, надежности технологического оборудования, устройств регулирования, передачи и обработки данных, работающих в замкнутом контуре, с учетом внутренней и внешней (межотраслевой) эконометрии требуемый функционал можно записать в следующем виде:

$$Z = \min_{\text{var } x_j; y_j} \sum_j \left\{ \vartheta_j(x_j; y_j) + \frac{1}{T_0} [K_{ij}^*(x_j; y_j) + K_{\text{упр}} + K_{\text{рез}}] \right\} - \\ - (1 - r_{\text{упр}}) \sum_{ij} (1 - r_j) \{ M_j^*(x_j; y_j) + \sum \alpha_i [M_i^*(x_j; y_j) - M_{i \text{ рез}}] \},$$

где ϑ_j , K_j — соответствующие эксплуатационные и капитальные затраты на j -том элементе; $K_{\text{упр}}$, $K_{\text{рез}}$ — дополнительные капитальные затраты на создание соответственно подсистемы управления автоматизированной СДТГ и резервных мощностей и запасов топлива; $r_{\text{упр}}$, r_j — надежность функционирования соответственно подсистемы управления и j -той технологической подсистемы с учетом комплексных характеристик технологического управления, локальных средств регулирования, защиты и управления; M_j^* — математическое ожидание внутриотраслевых потерь и ущерба от недопдачи газа по причинам j -той технологической подсистемы; M_i^* — математическое ожидание межотраслевого ущерба, вызванного недопачей газа i -той отрасли; $M_{i \text{ рез}}$ — снижение ущерба i -той отрасли благодаря наличию резервов; α_i — коэффициент для приведения и стыковки межотраслевых интересов (определяется по конъюнктурным соображениям).

В общем случае в качестве технологической подсистемы могут рассматриваться газовые промыслы, станции подземного хранения

газа, участки магистрального газопровода с одной (или с группой) КС. В автоматизированную подсистему наряду с технологическим оборудованием входят средства защиты, регулирования и местного управления, обеспечивающие предотвращение развития сбоев и отказов в аварийные для технологического оборудования режимы.

К подсистемам управления относятся средства централизованного управления, информационно-управляющие комплексы, включающие аппаратуру передачи данных (телемеханику, телетайпную и телефонную связь) и ЭВМ. Подсистема управления должна обеспечить надежность газоснабжения потребителей за счет локализации аварийных ситуаций и введения резервов (наряду с функциями прогнозирования и оптимизации режима).

Определение функции $M'(x; y)$ внутриотраслевых потерь возможно, очевидно, лишь в вероятностном аспекте, так как получить детерминированную зависимость этой функции от параметров режима и системы не представляется возможным. Одним из используемых методов описания функции $M'(x; y)$ является применение множественного регрессионного анализа:

$$M(x; y) = \sum_{i=1}^{i=R} \left(A_1 Q + A_2 Q^{xp} + A_3 \frac{L}{\beta} + A_4 \frac{N}{\alpha} + A_5 \gamma + A_6 \right)_i,$$

где индекс i относится к i -тому элементу; Q^{xp} — пиковые мощности СПХГ; L/β — приведенная длина элемента, где L — номинальная длина, β — число ниток; N/α — приведенная мощность КС, где N — номинальная мощность, α — фактор наличия резерва; γ — фактор, учитывающий степень автоматизации управления; A_0, A_1, A_2, A_3, A_4 — коэффициенты, определяемые методами множественного регрессионного анализа по статистике, собранной на действующих системах.

Предположим, что указанным выше или иным способом мы описали и оценили внутриотраслевой ущерб от незапланированной недоподачи газа, причем не в денежном $M'(x; y)$, а в натуральном виде — ΔQ_i (разница между плановой Q_i^p и фактической Q_i подачами газа i -той отрасли или i -тому потребителю). В то же время $Q_i = Q_i^p - \Delta Q_i$ — выходная величина для газотранспортной системы и входная для i -того потребителя.

Допустим, выходной продукт i -того потребителя определяется функцией

$$G_1 = \varphi_1(Q_i),$$

где G_1 — выходной продукт первого газопотребляющего звена.

Учитывая, что G_1 , в свою очередь, служит входным продуктом следующего звена, получаем рекуррентные соотношения

$$G_n = \varphi_n(G_{n-1}) = \{\varphi_n[\varphi_{n-1}(\dots \varphi_1(Q_i))]\}.$$

При недоподаче ΔQ i -тому потребителю газа:

$$G_1 - \Delta G_1 = \varphi_1(Q_i^p - \Delta Q_i).$$

Предполагая величину ΔQ_i малой, применяем разложение в ряд Тейлора по системам $Q\Delta_i$. Удерживая только нулевой и первый члены ряда, после несложных преобразований получаем:

$$\Delta G_1 = \left(\frac{\partial G_1}{\partial Q_i} \right)_0 \Delta Q_i,$$

где частная производная вычисляется в точке, соответствующей плановой абсциссе Q_0 .

При дальнейшем развитии «цепной реакции» недовыпуска продукции:

$$\Delta G_2 = \left(\frac{\partial G_2}{\partial \varphi_2} \right)_0 \Delta G_1$$

и т. д.

В итоге можно получить рекуррентную зависимость

$$\Delta G_n = \left(\frac{\partial G_n}{\partial \varphi_{n-1}} \right)_0 \left(\frac{\partial G_{n-1}}{\partial \varphi_{n-2}} \right)_0 \dots \left(\frac{\partial G_1}{\partial Q_i} \right)_0 \Delta Q_i.$$

Для применения предложенной методики необходимо проанализировать функции G_n , что принципиально возможно, но требует конкретных экономических исследований в каждой газопотребляющей отрасли.

Межотраслевого ущерба, описываемого членом функционала $M''(x; y)$, можно избежать или уменьшить его с помощью определенного запаса топливных ресурсов, предусмотренных на каждом предприятии.

При всей внешней простоте изложенной методики ее практическая реализация связана с серьезными затруднениями. Главная трудность состоит в оценке удельного ущерба от недоотпуска 1000 м³ газа той или иной отрасли промышленности или коммунально-бытовым потребителям.

Последствия недоотпуска газа могут быть самыми различными (порча оборудования и агрегатов, недоотпуск конечной продукции, простой персонала, техники и т. д.), но в любом случае методологически сложно свести их к стоимостным ущербам. Дело в том, что потеря какой-либо продукции, ее недоотпуск, в том числе и той продукции, которая выпускается с использованием газа в качестве топлива или сырья, не может быть сведена к простой потере стоимости этой продукции, или, например, прибыли от ее реализации. Это всегда нечто большее, чем потери, исчисляемые по себестоимости газа. Нельзя эту проблему сводить и к стоимостной оценке простоя персонала и оборудования.

В расчетах необходимо учитывать народнохозяйственный ущерб от недоподачи газа.

Второй путь подбора критерия надежности H состоит в следующем. При повышении коэффициента надежности газоснабжения, например от 0.9 и выше, затраты на средства резервирования

растут сначала медленно, но по мере приближения к коэффициенту надежности 1,0 в определенной области намечается резкий излом кривой $3 = f(H)$ и затраты растут уже катастрофически быстро. Коэффициент надежности 1,0 недостижим при любых затратах на средства резервирования (кривая $3 = f(H)$ при $H = 1$ уходит в бесконечность).

Вследствие этого свойства зависимости $3 = j(H)$, а также методических трудностей реализации первого пути обоснования расчетного значения надежности $H_{р\text{исч}}$. Для выбора средств резервирования в газоснабжающих системах рекомендуется ориентироваться на расчетную надежность, определенную по области излома кривой $3 = f(H)$.

Проведенные нами расчеты показали, что для газоснабжающих систем область излома кривой $3 = f(H)$ находится между значениями надежности $H_1 = 0,999$ и $H_2 = 0,99999$. Поэтому для практических расчетов, связанных с обоснованием резервов, целесообразнее всего ориентироваться на надежность газоснабжения, равную энергетической, т. е. $H = 0,9999$. Допустимая вероятность $X_{рот}$ нарушения газоснабжения составляет при этом 0,0001.

Нужно отметить также, что обоснование экономически оправданного уровня надежности газоснабжения — задача верхнего иерархического уровня, т. е. она может быть достаточно обоснованно решена лишь для ЕСГ в целом по отношению к различным узлам газопотребления. Дело в том, что для обоснования уровня надежности того или иного элемента ЕСГ (газопровода, промысла, компрессорной станции, отдельного агрегата и т. д.) необходимо задаться уровнями надежности всех элементов ЕСГ. Это необходимо и для оценки последствий ненадежности работы данного элемента по отношению к узлам газопотребления, и для определения затрат на средства резервирования. Поэтому в принципе экономически оправданная надежность работы отдельных элементов ЕСГ должна определяться по расчетной надежности газоснабжения ЕСГ в целом (в общем различной по отношению к разным узлам газопотребления). Это может быть достигнуто решением распределительной задачи (распределение надежности ЕСГ между ее элементами). Однако, как в большинстве других случаев больших систем, здесь наблюдается явное влияние низшего иерархического уровня на верхний. Так, в частности, надежность работы компрессорных агрегатов существенно зависит от повышенных требований к точности при их изготовлении. Стоимость компрессорных агрегатов при этом возрастает. Меняется в характер зависимости затрат на средства резервирования от надежности газоснабжения по ЕСГ в целом, а значит, в принципе меняется и величина $7/_{расч}$. Путь решения задачи в таких условиях состоит в последовательном итерационном процессе, когда на каждом шаге вычислений уточняются исходная информация и конечные результаты.

3. ИССЛЕДОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Как уже указывалось, основным показателем надежности функционирования СДТГ, в частности основной ее подсистемы МГ, является отношение фактической пропускной способности его за анализируемый период времени к пропускной способности того же МГ без учета аварий на линейной части, КС, ПХГ и других элементах МГ с n компрессорными станциями.

Рассмотрим надежность функционирования i -того элемента линейной части — КС гипотетического МГ [8.1].

Характеристика i -той КС при стационарных режимах может быть аппроксимирована выражением

$$P_{кi} = a_i P_n^2 - b_i Q^2, \quad (8.1)$$

где $P_n, P_{кi}$ — давление соответственно на входе и выходе i -той КС; Q — расход газа через КС; a_i, b_i — эмпирические коэффициенты.

Стационарный режим течения газа на участке между i -той и $(i+1)$ -ой КС описывается уравнением

$$P_{кi}^2 = P_{к(i+1)}^2 + C_i l_i Q^2, \quad (8.2)$$

где l_i — длина линейного участка МГ между i -той и $(i+1)$ -той КС; C_i — коэффициент, учитывающий геометрические размеры труб и линейной части участка и физические свойства перекачиваемого газа.

Решая системы уравнений (8.1), (8.2) для n участков линейной части — КС, получаем выражение для теоретической пропускной способности МГ с n КС (без учета аварий):

$$Q = \sqrt{\frac{P_1 P_n^2 - P_k^2}{\sum_{i=1}^n P_{i+1} y_i + y_n}},$$

где $y_i = b_i + C_i l_i$; $P_i = a_i a_{i+1} \dots a_n$.

Если на одной или нескольких линиях рассматриваемого участка МГ произойдет авария, например на участке между m -й и $(m+1)$ -й КС, то при отключении поврежденных участков давление на выходе m -й КС будет возрастать, пока не достигнет максимально допустимой величины P_{max} . В этом случае пропускная способность, соответствующая k -тому состоянию на m -м участке, выражается формулой

$$Q_k^m = \sqrt{\frac{P_{m+1} P_{max}^2 - P_k^2}{\sum_{i=m+1}^n P_{i+1} y_i + C_{mk} P_{m+1} + y_n}},$$

где C_{mk} — новое значение коэффициента C при k -том состоянии исследуемого участка.

Таблица 8.1

Матрица эффективности				
0,781	0,945	0,987	0,993	0,999
0,709	0,890	0,965	0,993	0,999
0,515	0,720	0,960	0,987	0,993
Матрица вероятностей нахождения ГПА в аварийных ситуациях при $q = 0,01$				
0,8600	0,8600	0,8600	0,8600	0,8600
0,1301	0,1301	0,1301	0,1301	0,1301
0,0091	0,0091	0,0091	0,0091	0,0091
0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004
при $q = 0,05$				
0,4633	0,4633	0,4633	0,4633	0,4633
0,3658	0,3658	0,3658	0,3658	0,3658
0,1348	0,1348	0,1348	0,1348	0,1348
0,0307	0,0307	0,0307	0,0307	0,0307

Требуемая надежность $R_{тр}$ каждой КС может быть определена, если задана надежность МГ относительно КС ($R_{тр} > R_i$).

Число резервных агрегатов на каждой КС можно определить из выражения

$$R_{тр} = 1 - (1 - R_i)^{1+x_i},$$

где $x_i = \frac{x_{i\text{рез}}}{x_{i\text{р}}}$, $x_{i\text{рез}}$ — число резервных агрегатов; $x_{i\text{р}}$ — число рабочих агрегатов.

Отсюда можно определить, какую долю рабочих ГПА составляют резервные агрегаты, если надежность КС необходимо повысить от R_i до $R_{тр}$.

В табл. 8.1 приведены результаты расчета по приведенной методике для КС гипотетического газопровода.

Анализ полученных результатов показывает, что число резервных ГПА на КС зависит от их местоположения на газопроводе.

Если на МГ нет отборов и подкачек, то с увеличением номера КС число резервных ГПА, необходимых для достижения заданной надежности, убывает.

4. ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С УЧЕТОМ НАДЕЖНОСТИ ЕГО РАБОТЫ

Всякая сложная система, в том числе СДТГ, может быть представлена тремя контурами своей структуры: функционирования, надежности и стоимости.

Эти контуры находятся во взаимозависимости и взаимообусловленности: нормативное (гарантированное) функционирование СДТГ зависит от уровня надежности элементов и подсистем и в целом всей системы. Уровень надежности, в свою очередь, ограничивается оптимальными показателями затрат на сооружение СДТГ: чем выше уровень надежности СДТГ, тем выше ее стоимость. Значительное влияние на эти три контура оказывает внешняя среда. Выбор альтернатив СДТГ в данной интерпретации системного анализа будет состоять в нахождении точек минимума затрат на создание и эксплуатацию СДТГ, в которых затраты на достижение максимального уровня надежности равнялись бы или были бы меньше ущерба от недоотпуска газа потребителям в результате отказов и аварий СДТГ.

При проектировании СДТГ одновременно с альтернативами по выбору оптимального варианта трассы для МГ заданной длины и пропускной способности определяются экономически наиболее выгодные параметры: диаметр, толщина стенки труб, степень сжатия на КС, расстояние между КС, давление нагнетания, среднесуточная производительность скважин, суммарный суточный и годовой отбор газа из месторождений, коэффициент загрузки СДТГ, ГДП и др.

Для определения оптимальных параметров МГ задают пропускную способность газопровода Q , физико-химические свойства перекачиваемого газа, план и профиль трассы, физические свойства и состав трубной стали, характеристику ГПА.

Принятая в настоящее время при проектировании методика определения оптимальных параметров МГ не учитывает надежность. Поэтому оптимизация параметров по этой методике не отражает реальные условия работы газопроводов.

Рассмотрим методику определения оптимальных параметров при проектировании МГ, учитывающую некоторые показатели надежности.

Введем понятие стационарной вероятности пребывания в ремонте однопоточного газопровода

$$P_{ав} = \frac{\rho}{1 + \rho},$$

где $\rho = \lambda T_{ср}$, λ — удельная интенсивность аварий, представляющая собой среднее число аварий на 1 км МГ, в ч; $T_{ср}$ — среднее время ремонтно-восстановительных работ при ликвидации аварий в ч.

Обработка статистических данных их эксплуатации показала, что: удельная интенсивность аварий пропорциональна диаметру газопровода в 1-й степени и выражается формулой

$$\lambda = a_1 d + b_1,$$

где коэффициенты аппроксимации равны: $a_1 = 0,916 \cdot 10^{-10} 1/(ч \cdot км)$; $b_1 = 1,01 \cdot 10^{-8} 1/(ч \cdot км)$;

средняя продолжительность ремонтно-восстановительных работ пропорциональна квадрату диаметра труб газопровода

$$T_{cp} = a_2 d^2 + b_2,$$

где $a_2 = 3,15 \cdot 10^{-5}$ ч/мм²; $b_2 = 9,32$ ч;

ущерб у потребителя газа в результате его недоотпуска из-за аварий на СДТГ, рассчитанный по стоимости замыкающего топлива, эквивалентного 1 млн. м³ газа, и приведенный к 1 км длины газопровода, может быть определен в виде

$$S_{\Pi} = Q_{\Pi} (a_1 d + b_1) (a_2 d^2 + b_2) z_r m,$$

где Q_{Π} — пропускная способность СДТГ в млн. м³/сут; z_r — стоимость замыкающего топлива в тыс. руб./млн. м³ газа; m — число дней использования максимума;

удельный ущерб от недоотпуска газа, отнесенный к пропускной способности СДТГ, рассчитывается по формуле

$$S_{\Pi}^* = \frac{S_{\Pi}}{Q_{\Pi}} = z_r m (a_1 d + b_1) (a_2 d^2 + b_2);$$

приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию линейной части МГ (при $d \geq 700$ мм) пропорциональны диаметру:

$$S_r = a_3 d + b_3,$$

где $a_3 = 0,033$ тыс. руб./(км·мм·год); $b_3 = 11,66$ тыс. руб./км·год, удельные приведенные затраты определяются по выражению

$$S_r^* = \frac{S_r}{Q_{\Pi}} = \frac{10^{0,5} (a_3 d + b_3)}{k d^{2,6} p_{\max} \sqrt{1 - \frac{1}{\varepsilon^2}}},$$

где $k = \frac{1,62 \cdot 10^{-6} E}{V z T \Delta}$; p_{\max} — максимально допустимое давление в газопроводе; l — среднее расстояние между КС; ε — степень сжатия КС; E — коэффициент эффективности газопровода; z — средний коэффициент сжимаемости; T — средняя температура газа; Δ — относительная плотность газа по воздуху;

суммарные удельные народнохозяйственные затраты с учетом ущерба от недоотпуска газа описываются уравнением

$$S = S_{\Pi}^* + S_r^* = z_r m (a_1 d + b_1) (a_2 d^2 + b_2) + \frac{10^{0,5} (a_3 d + b_3)}{k d^{2,6} p_{\max} \sqrt{1 - \frac{1}{\varepsilon^2}}}$$

Для нахождения оптимального диаметра газопровода приравняем частную производную к нулю:

$$z_r m (3a_1 a_2 d^2 + 2b_1 a_2 d + a_1 b_2) - \frac{10^{0,5} \left(1,6a_3 + \frac{2,6b_3}{d}\right)}{k d^{2,6} p_{\max} \sqrt{1 - \frac{1}{\varepsilon^2}}} = 0.$$

При этом снижение подачи газа по газопроводу (недоотпуск газа потребителям) принято только в результате аварий на линейной части МГ (разрыв труб, образование в них гидратов). Остановки МГ в результате аварий ГПА или аварийных остановок КС в предложенной методике не учитываются, исходя из предположения, что на КС имеется необходимое число резервных ГПА. Случай, когда на газопроводах имеются аварийные остановки одной или нескольких КС даже при наличии резервных ГПА (например, при аварийном отключении электроэнергии), не рассматриваются нами.

Мощность адиабатического сжатия, отнесенная к производительности ГПА, зависит только от степени сжатия, поэтому удельные приведенные затраты на компримирование при заданной $\varepsilon = idem$ постоянны и в предложенной методике не учитываются.

По результатам расчетов по этой методике построены кривые, приведенные на рис. 8.2.

При этом принято: $z_r = 21,3$ тыс. руб.; $m = 310$ сут; $k = 1,23 \times 10^{-1}$; $p_{\max} = 56$ кгс/см²; $\varepsilon = 1,42$.

Результаты анализа дают основание сделать следующие выводы: при достигнутых в настоящее время умеренных показателях надежности линейной части и уровне организации ремонтно-восстановительных работ сооружение МГ экономически оправдано только из труб с максимальным диаметром 1820—2020 мм (а не 2500 мм, как ранее определялось без учета аварийности);

сооружение МГ из труб диаметром более 2020—2200 мм потребует разработки специальных мероприятий по повышению качества труб и производства строительно-монтажных работ и реактому сокращению времени на ликвидации аварий на линейной части МГ. Этот вопрос требует дополнительного исследования, так как вполне возможно, что затраты на повышение качества труб и самих работ по сооружению новых и восстановлению действующих МГ из труб диаметром более 2200 мм могут оказаться на порядок выше экономии, получаемой от применения труб таких размеров.

Чтобы более наглядно оценивать влияние надежности на расчетные параметры МГ при проектировании новых или реконструкции

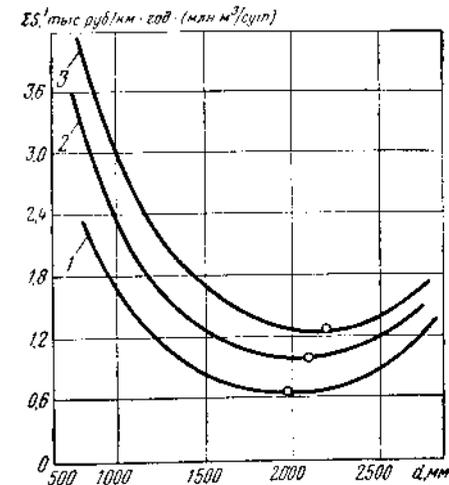


Рис. 8.2. Зависимость суммарных удельных затрат от диаметра d газопровода с учетом надежности при различной его длине:

1 — 100 км; 2 — 200 км; 3 — 300 км

старых СДТГ, исследуем математическую модель с учетом показателя надежности.

Стационарные процессы функционирования элемента КС — участок МГ описываются следующими уравнениями:

для подводящего к КС участка МГ

$$q^2 = b^2 (p_n^2 - p_k^2)^2,$$

где q — пропускная способность газопровода; p_n и p_k — соответственно начальное и конечное давления на участке МГ; b — гидравлическая характеристика участка МГ;

для компрессорной станции

$$\varepsilon = \left(a \frac{k-1}{k} \cdot \frac{N}{q} + 1 \right)^{\frac{k}{k-1}},$$

где ε — степень сжатия КС; a — квазипостоянный коэффициент; k — показатель политропы; N — мощность КС, расходуемая на компримирование газа.

В случае оснащения КС системой автоматического регулирования, поддерживающей максимальное давление нагнетания, пропускную способность элемента КС — участок МГ можно определить из уравнения

$$q^2 = b^2 p_{\max}^2 \left[1 - \left(a \frac{k-1}{k} \cdot \frac{N}{q} + 1 \right)^{-\frac{2k}{k-1}} \right]. \quad (8.3)$$

Примем в качестве показателя надежности функционирования элемента КС — участок МГ величину

$$R_{k,i} = \frac{M q_{k,i} \{ \xi_j^i \}}{q_{k,i} \{ \xi_j^i \equiv 0 \}},$$

где $R_{k,i}$ — показатель надежности элемента; $M q_{k,i} \{ \xi_j^i \}$ — количество газа, перекачиваемого элементом при фактической надежности; $q_{k,i} \{ \xi_j^i \equiv 0 \}$ — количество газа, перекачиваемого элементом в предположении абсолютной надежности;

$$\xi_j^i = \begin{cases} 0 & \text{— если } i\text{-тый элемент } j\text{-той подсистемы} \\ \text{КС — участок МГ работоспособен;} \\ 1 & \text{— если тот же элемент не работоспособен.} \end{cases}$$

Для рассматриваемого элемента определим его состояние в виде: (N_k, b_i) ; $(k = 0, 1, 2, 3, \dots, n)$; $(i = 0, 1, 2, 3, \dots, m)$, где n — общее число различных значений мощности КС при отказе k -того ГПА; b_i — гидравлическая характеристика подводящего к КС участка МГ при отказе i -того его элемента; m — общее число элементов МГ.

Для наиболее вероятных состояний элемента прилегающий участок МГ—КС пропускная способность с достаточной степенью точности может быть выражена следующим образом:

$$q_{k,i} = q - \frac{\partial q}{\partial N} \Delta N_k - \frac{\partial q}{\partial b} \Delta b_i,$$

где

$$\Delta N_k = N - N_k;$$

$$\Delta b_i = b - b_i.$$

Отсюда

$$M q_{k,i} = q - \frac{\partial q}{\partial N} M \Delta N_k - \frac{\partial q}{\partial b} M \Delta b_i,$$

здесь M — знак математического ожидания.

Таким образом, показатель надежности элемента подводящий участок МГ—КС определится из выражения

$$R^* = \frac{M q_{k,i}}{q} = 1 - \frac{1}{q} \left(\frac{\partial q}{\partial N} M \Delta N_k - \frac{\partial q}{\partial b} M \Delta b_i \right). \quad (8.4)$$

Используя уравнение функционирования (8.3) и надежности (8.4), получаем:

$$R^* = 1 - \frac{A \frac{\Delta N}{N} + B \frac{\Delta b}{b}}{A + B},$$

где

$$A = \frac{1 - \varepsilon^{\frac{k-1}{k}}}{\varepsilon^2 - 1}; \quad B = \frac{k-1}{k};$$

$\Delta N/N$ — относительная средняя нехватка мощности КС, образующаяся из-за ненадежности ГПА; $\Delta b/b$ — относительное среднее изменение характеристики подводящего к КС газопровода из-за ненадежности линейной части элемента.

При $k \rightarrow 1$ ($k = 1$ для изотермического сжатия)

$$R^* = 1 - \frac{\frac{\Delta N}{N} (\ln \varepsilon) + (\varepsilon^2 - 1) \frac{\Delta b}{b}}{\ln \varepsilon + (\varepsilon^2 - 1)}.$$

Воспользуемся эконометрическим функционалом, предложенным в [8.3]:

$$S = A_N a q^c,$$

где

$$C = \frac{\ln \varepsilon}{L} + \frac{A_0}{L} + 2 A_b B_n \delta \sigma d + A_d n d + A_L;$$

S — суммарные приведенные затраты; $A_N, a, A_0, A_b, B, A_d, A_L$ — постоянные величины; q — пропускная способность газопровода; L — длина подводящего участка; n — число ниток газопровода; d — диаметр одной нитки; δ — толщина стенки труб; ε — степень сжатия КС; σ — коэффициент прочности металла труб.

Технико-экономические параметры МГ выбирают методом итерации, минимизируя функционал S при условии обеспечения

заданной пропускной способности СДТГ методом неопределенных множителей Лагранжа, используя уравнение связи:

$$q = 2\sigma C_q \sqrt{\frac{1-\varepsilon^2}{L}} n \sqrt{d^3}, \quad (8.5)$$

где C_q — коэффициент пропорциональности.

Определим влияние показателя надежности элемента прилегающий участок МГ—КС на оптимальные технико-экономические параметры МГ.

Пусть показатель надежности рассматриваемого элемента равен некоторому наперед заданному числу (нормативному показателю надежности, определенному опытным путем):

$$R = 1 - \frac{\frac{\Delta N}{N} \ln \varepsilon + \frac{\Delta b}{b} (\varepsilon^2 - 1)}{\ln \varepsilon + \varepsilon^2 - 1} = 1 - \alpha_*$$

Здесь величина $\Delta N/N$ зависит от числа резервных агрегатов на КС и показателей надежности отдельных ГПА.

Допустим, что $\Delta N/N = \varphi$, где φ — некоторое наперед заданное число (находится также опытным путем). Если принять показатели надежности линейной части МГ (единичной длины) $\lambda = \mu\rho$, где λ — интенсивность аварий линейной части МГ; μ — интенсивность восстановлений линейной части МГ, то $\Delta b/b = \rho r L$ и условие надежности рассматриваемого элемента запишется в виде

$$\frac{\varphi \ln \varepsilon + (\varepsilon^2 - 1) \rho r L}{\ln \varepsilon + \varepsilon^2 - 1} - \alpha = 0. \quad (8.6)$$

Используя метод неопределенных множителей Лагранжа, получаем систему уравнений, необходимых для оптимизации технико-экономических показателей МГ с учетом связи трех контуров: функционирования, надежности и экономического:

$$A_N q q^5 = 0,$$

где

$$\xi = \frac{1}{\varepsilon L} + \lambda \frac{Q}{\varepsilon (\varepsilon^2 - 1)} + \mu \frac{(\varepsilon - \rho r L) \left(\frac{\varepsilon^2 - 1}{\varepsilon} - 2\varepsilon \ln \varepsilon \right)}{(\varepsilon^2 - 1 - \ln \varepsilon)^2}; \quad (8.7)$$

$$2n(2A_b B \sigma \delta + A d) + \lambda \frac{q}{d} = 0;$$

$$2A_N a q \ln \varepsilon + 2A_0 + \lambda q L - 2\mu L^2 \frac{\rho r (\varepsilon^2 - 1)}{\ln \varepsilon + \varepsilon^2 - 1} = 0.$$

Здесь неопределенными множителями Лагранжа являются соответственно интенсивность аварий λ и интенсивность восстановлений μ элемента МГ.

Два уравнения связи (8.5) и (8.6) совместно с системой трех уравнений (8.7) полностью определяют пять независимых переменных ε , d , L , λ и μ . При этом значения ε , d и L оптимальны, т. е.

в данной альтернативе или шаге итерации они минимизируют суммарные приведенные затраты на СДТГ.

Кривые на рис. 8.3 построены на основе численного решения приведенной выше системы уравнений (8.5), (8.6) и (8.7). Значения S взяты в [1.4].

Из рис. 8.3 видно, что показатель надежности элемента участок МГ и СДТГ в целом оказывает существенное влияние на оптимальные технико-экономические показатели МГ, особенно с увеличением диаметра труб.

Анализ результатов расчетов показывает, что и при проектировании новых и исследовании действующих систем нефте- и энергоснабжения, так же как и при проектировании и исследовании СДТГ и ЕГС, необходимо учитывать контур надежности, так как показатели надежности этих систем будут существенно влиять на их эффективность.

Следовательно, является целесообразным ввести соответствующие поправки в методики определения оптимальных технико-экономических параметров систем дальнего газоснабжения.

5. НЕКОТОРЫЕ ЧАСТНЫЕ ЗАДАЧИ УЧЕТА НАДЕЖНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

Рассмотрим некоторые частные вопросы влияния критерия надежности на параметры магистрального газопровода.

Определение числа параллельных ниток n для данной пропускной способности газопровода Q . Для этой задачи считаем, что:

надежность КС равна 1 и обеспечивается необходимым резервированием компрессорных агрегатов;

так как затраты на КС для данной величины Q постоянны, при нахождении минимума приведенных затрат они не оказывают влияния на конечные результаты.

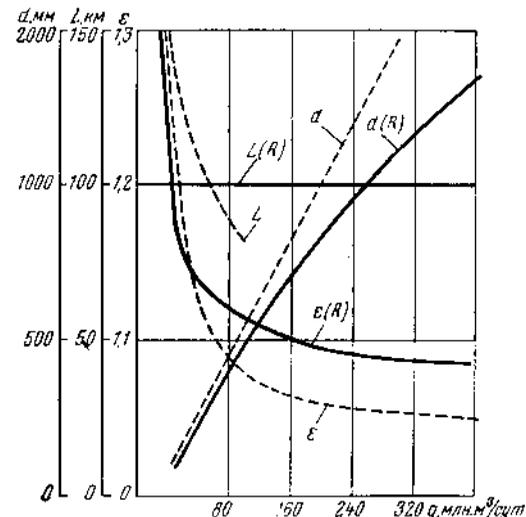


Рис. 8.3. Изменение основных параметров магистрального газопровода без учета и с учетом надежности

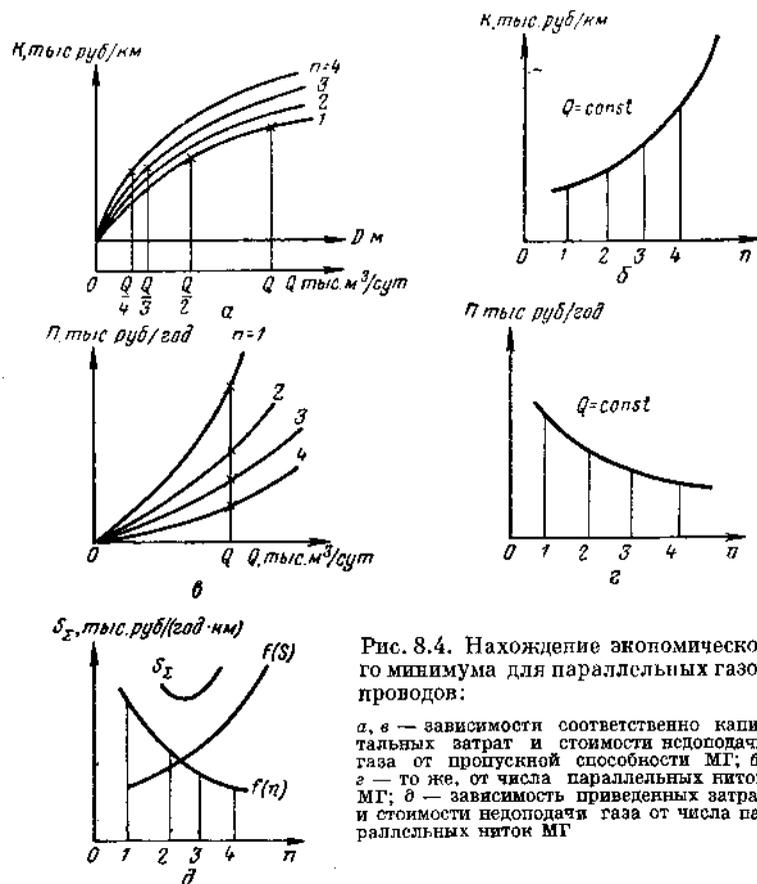


Рис. 8.4. Нахождение экономического минимума для параллельных газопроводов:

a, b — зависимости соответственно капитальных затрат и стоимости неподачи газа от пропускной способности МГ; b, z — то же, от числа параллельных ниток МГ; δ — зависимость приведенных затрат и стоимости неподачи газа от числа параллельных ниток МГ

Приведенные затраты на линейную часть $S_{лч}$, как известно, записываются в виде

$$S_{лч} = \frac{K_{лч}}{T} + \mathcal{E}_{лч},$$

где $K_{лч}$, $\mathcal{E}_{лч}$ — капитальные и эксплуатационные затраты на линейную часть.

Найдем минимум общих затрат S_{Σ} с учетом народнохозяйственного ущерба $\Pi_{нп}$ от неподачи газа:

$$S_{\Sigma} = S_{лч} + \Pi_{нп}.$$

Определим аналитические выражения для нахождения экономического минимума.

По руководящим техническим материалам, разработанным во ВНИИСТ и ГИПРОГаз, строим график зависимости $K_{лч} = f(D)$, $\mathcal{E}_{лч} = f(D)$ и $S_{лч} = f(D)$ для различного числа ниток диаметром D . Затем переходим к графикам $S_{лч} = f(Q)$ для одной, двух и более

ниток, используя результаты [1.6]. Графики пересчитываются с учетом выражения

$$\frac{Q^*}{Q} = \left(\frac{D^*}{D}\right)^{2,6}$$

и смещения оптимума по [6.1]. Зависимость $S = f(n)$ имеет вид слабоогнутой параболы (рис. 8.4).

Для построения графика стоимости неподачи газа (графика «штрафов») используют данные эксплуатации газовых хозяйств страны.

Построив график $\Pi_{нп} = f(Q)$, далее, как и ранее, перестраиваем его для данной пропускной способности $\Pi_{нп} = f(n)$.

Суммарные приведенные затраты [в тыс. руб./((км·год)] запишутся в виде

$$S_{\Sigma} = \frac{K_{лч}}{T} + \mathcal{E}_{лч} + \frac{\Pi_{нп}}{L} = S_{лч} + \frac{\Pi_{нп}}{L}.$$

Величины $K_{лч}$, $\mathcal{E}_{лч}$ и $\Pi_{нп}$ выразим аналитически, приняв, как наиболее простой, параболический закон описания графиков:

$$K_{лч} = a_1 n + a_2 n^2;$$

$$\mathcal{E}_{лч} = b_1 n + b_2 n^2;$$

$$\Pi_{нп} = c_0 + c_1 n + c_2 n^2;$$

$$S = \frac{a_1 n + a_2 n^2}{T} + b_1 n + b_2 n^2 + \frac{c_0 + c_1 n + c_2 n^2}{L};$$

$$S_{\Sigma(n+1)} - S_{\Sigma n} = \frac{a_1}{T} + \frac{2a_2 n}{T} + \frac{a_2}{T} + b_1 + 2b_2 n + b_2 + \frac{c_1}{L} + \frac{2c_2 n}{L} + \frac{c_2}{L} = \frac{a_1 + a_2}{T} + b_1 + b_2 + \frac{c_1 + c_2}{L} + n \left(\frac{2a_2}{T} + 2b_2 + \frac{2c_2}{L} \right). \quad (8.8)$$

Приравняв функцию (8.8) нулю, получаем:

$$n = - \frac{(a_1 + a_2) L + (b_1 + b_2) LT + (c_1 + c_2) T}{2(a_2 L + b_2 LT + c_2 T)} = - \frac{1}{2} \left(1 + \frac{a_1 L + b_1 LT + c_1 T}{a_2 L + b_2 LT + c_2 T} \right). \quad (8.9)$$

Из физических представлений графиков определяют знаки коэффициентов аппроксимации.

Для получения положительного решения выражения (8.8) необходимо, чтобы соблюдалось условие

$$\frac{a_1 L + b_1 LT + c_1 T}{a_2 L + b_2 LT + c_2 T} < -1$$

$$\text{или } c_1 T < -(a_2 L + b_2 LT + c_2 T - a_1 L - b_1 LT).$$

Определение числа k параллельно работающих компрессорных агрегатов (КС без

резерва). Эта задача эквивалентна выбору компрессорного агрегата оптимальной производительности.

Для решения принимаем, что последствия выхода любой компрессорной станции одинаковы. Рассуждая так же, как в рассмотренной выше задаче, строим по руководящим техническим материалам (РТМ) графики $S = f(Q)$ и для данной величины Q перестраиваем его в график $S = f(k)$. График стоимости неподачи газа от выхода из строя компрессорных агрегатов, используя статистику диспетчерских служб, перестраиваем в график $\Pi_{\text{нп}} = f(k)$. Так как вид кривых $S = f(k)$ и $\Pi_{\text{нп}} = f(k)$ аналогичен виду рассмотренных выше, то и расчетные формулы одинаковы.

Если зависимость $S = f(k)$ близка к линейной, т. е. $S = ak$, а график «штрафов» аппроксимирован в виде $\Pi = bc^k$, то при равенстве

$$\sum S_{k+1} - \sum S_k = 0$$

получаем

$$c^{(k+1)} - c^k = \frac{a}{b}.$$

Отсюда

$$k = \frac{\lg a - \lg b}{\lg c \lg(c-1)}.$$

Так как величины k и n могут быть только целыми числами, конечный результат необходимо осреднять в большую или меньшую сторону. Ошибка округления уменьшает влияние погрешности исходной информации.

Влияние приведенных затрат на расчеты надежности газотранспортных систем. Оценим влияние приведенных затрат всего комплекса оборудования и линейной части газотранспортной системы на надежность ее работы. Рассматриваем СДТГ как систему, состоящую из трех основных элементов: КС, линейной части МГ и ГРС.

Определим максимальную надежность элементов газопровода при заданных затратах в целом на систему.

Надежность элементов системы $P = f(K, \mathcal{E})$ определяется экспериментально для всех элементов системы.

Для нахождения условного экстремума функции P от нескольких переменных $K_{\text{КС}}$, $\mathcal{E}_{\text{КС}}$ и т. д. используем метод неопределенных множителей Лагранжа.

Известно, что надежность является функцией стоимости элементов СДТГ, т. е.:

$$P = f(S_1, S_2, S_3, \dots, S_i, \dots, S_n),$$

где S_i — стоимость i -того элемента СДТГ.

Общая стоимость СДТГ при проектировании задается и равняется сумме стоимости отдельных элементов СДТГ:

$$\sum S = \sum_{i=1}^n f(S_i).$$

Согласно [8.4] введем функцию $F = \sum S - \sum_{i=1}^n f(S_i) = 0$.

Тогда функция Лагранжа запишется в виде:

$$\Phi = P - \lambda F,$$

где λ — множитель Лагранжа.

Используя известные методы [8.4], получаем:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial S_1} = \frac{\partial P}{\partial S_1} - \lambda \frac{\partial F}{\partial S_1} = 0;$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial S_2} = \frac{\partial P}{\partial S_2} - \lambda \frac{\partial F}{\partial S_2} = 0 \text{ и т. д.}$$

Отсюда можно получить:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial S_1} \right) / \left(\frac{\partial P}{\partial S_2} \right) = 1; \dots; \left(\frac{\partial P}{\partial S_i} \right) / \left(\frac{\partial P}{\partial S_j} \right)_{i \neq j} = 1. \quad (8.10)$$

Физически уравнение (8.10) дает нам оптимальное распределение стоимости элементов газопроводной системы для получения максимальной надежности. Выразим надежность всей системы в виде

$$P = \prod_{i=1}^n P_i.$$

Тогда

$$\frac{d(\ln P_i) dS_j}{dS_i d(\ln P)_{i \neq j}} = 1.$$

Оптимальное значение стоимости каждого элемента системы определяется в зависимости от его надежности P_i . Например, имеются графики $\ln P_1 = f(\alpha K_{\text{КС}})$, $\ln P_2 = f(\mathcal{E}_{\text{КС}})$ и другие, построенные по данным эксплуатации газотранспортных систем во всем диапазоне работы их элементов (α — нормативный коэффициент окупаемости).

Определим зависимость максимальной надежности системы от ее стоимости. Для решения практических задач построим вспомогательный график. Задаемся одной из величин, например величиной $\alpha K_{\text{КС}}$, и проводим к кривой $\ln P_{\text{КС}} = f(\alpha K_{\text{КС}})$ касательную в точке $\alpha K_{\text{КС}}$. На других кривых находим точки с тем же наклоном касательных. Полные приведенные затраты системы $\sum S$ равны сумме приведенных затрат в этих точках. Таким образом, используя ряд значений P_i и S_i , строим график $P_{\text{обр}} = f(\sum S)$. Графики на рис. 8.5, а, б носят иллюстративный характер. Их используют следующим

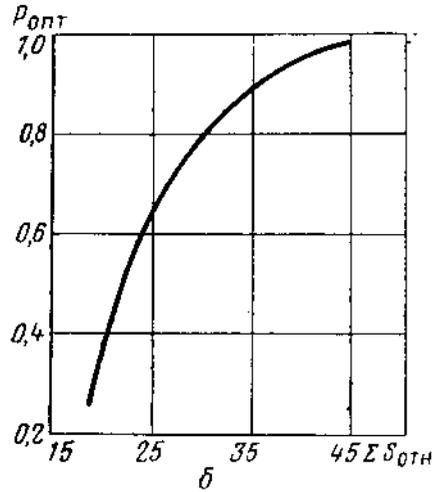
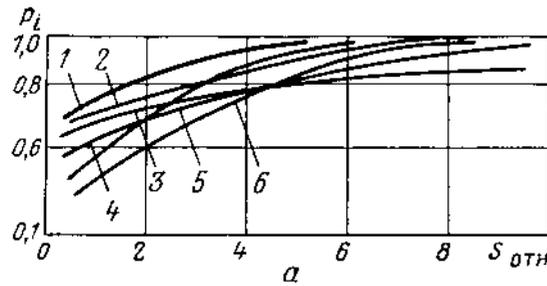


Рис. 8.5. К расчету надежности СДТГ с учетом стоимости:

а — зависимость надежности элементов СДТГ от эксплуатационных (1, 3, 5) и приведенных капитальных (2, 4, 6) затрат соответственно на КС, ГРС, линейную часть; б — график оптимальной надежности СДТГ по критерию стоимости

образом: задаемся стоимостью всей системы ΣS . Определим надежность отдельных ее элементов, которую необходимо требовать при изготовлении оборудования. По графику для данной величины ΣS находим значение $P_{\text{опт}}$. Пользуясь кривыми на рис. 8.5, а, определим величину P_i , а также величину S_i при данных значениях P_i системы; задаемся общей надежностью системы $P_{\text{опт}}$. Определим минимальную стоимость оборудования. По графику $P_{\text{опт}} = f(\Sigma S)$ находим величину $S_{\text{опт}}$ системы и, пользуясь графиком, аналогичным изображенному на рис. 8.5, а, определим величины S_i и P_i элементов системы.

1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ В СИСТЕМАХ ДАЛЬНЕГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Резервирование на различных уровнях — одно из мощных средств повышения надежности газоснабжающих систем. К основным вопросам, которые необходимо при этом решать, относятся определение структуры необходимых резервов, разработка методик их количественного обоснования, вопросы определения оптимального варианта резервирования работы газотранспортной системы в целом и отдельных ее элементов.

Резервы в газоснабжающих системах можно подразделить на стратегические (народнохозяйственные) и оперативные.

Стратегические (народнохозяйственные) резервы служат для компенсации той неопределенности (погрешности) исходных данных проектирования на перспективу 5—10 лет, которая является следствием неточности экономических показателей, методологии планирования и прогнозирования на перспективу, определения запасов газа, емкостей хранилищ и других факторов, а также ускоренного (по сравнению с планом) роста технического прогресса. Стратегические резервы служат также для покрытия возможных пиковых нагрузок, образующихся, например, за счет досрочного выполнения плана промышленностью или строительством.

Оперативные резервы служат для обеспечения нормального функционирования газотранспортной системы в условиях проведения запланированных ремонтов (планово-предупредительных) либо при возникновении какой-либо непредвиденной ситуации, которая может привести к уменьшению или полному прекращению на какое-либо время запланированной подачи газа.

Исходя из этого определения, оперативные резервы можно подразделить на ремонтные, аварийные и нагрузочные.

Ремонтный резерв предназначен для осуществления планово-предупредительной системы ремонта КС без снижения плановой нагрузки по графику.

Аварийный резерв компрессорной мощности служит для компенсации снижения пропускной способности СДТГ при аварии одного или нескольких компрессорных агрегатов. Этот резерв газопровода необходим для компенсации перерывов в газоснабжении или снижения пропускной способности МГ при аварийном выходе какого-либо (или нескольких) участков трубопровода.

Наконец, нагрузочный резерв используется для покрытия случайных внутрисуточных и внутринедельных повышений нагрузки.

Наряду с такой классификацией представляется целесообразным подразделить резервы газоснабжающих систем в зависимости от их экономической сущности на резервы основных фондов, или резервы мощностей, и резервы оборотных фондов, т. е. резервы газа или топлива другого вида, на которое можно перейти потребителям в случае необходимости. Система газоснабжения отличается от системы энергоснабжения возможностью резервирования и использования буферных потребителей или других методов для создания стратегических и тактических резервов при наличии значительного сходства в структуре и характере функционирования этих систем.

В общем виде задача оптимального резервирования состоит в выборе оптимального сочетания различных методов резервирования пропускной способности газотранспортной системы при вариантно заданной надежности газоснабжения.

Критерием оптимальности допустимо считать минимум суммарных расчетных затрат в совокупности средств резервирования:

$$E_1 + E_2 + E_3 + E_4 = \min,$$

где E_1 — затраты на резервирование с помощью дополнительных ниток газопровода; E_2 — затраты на подземное хранилище газа; E_3 — затраты на создание резервного топливного хозяйства; E_4 — затраты на другие возможные методы резервирования (перемычки, резервирование с помощью регазификационных установок сжиженного газа и пр.).

Общая величина объема резервирования зависит от заданной надежности газоснабжения и равна сумме объемов резервирования ΔQ_i по различным способам:

$$\sum \Delta Q_i = \text{const.}$$

При такой постановке задачи минимум затрат обеспечивается, как известно, при равенстве относительных приростов затрат по всем способам резервирования:

$$\varepsilon_i = \frac{dE_i}{dQ_i} = \text{idem},$$

где dE_i/dQ_i — относительный прирост затрат по i -му способу резервирования.

Равенство относительных приростов может быть получено при нелинейности технико-экономических характеристик затрат на источники резервирования, т. е. $E_i = f(Q_i)$. Такая нелинейность, очевидно, действительно имеет место, так как связана с первоочередным использованием для резервирования более экономичных объектов (электростанций, котельных подземных хранилищ и др.).

Линеаризация зависимостей $E_i = f(Q_i)$ позволяет определить главные тенденции при выборе средств регулирования. Существен-

ное влияние на целесообразный состав средств резервирования и очередность их использования оказывает принятый уровень надежности газоснабжения.

Математическая модель планирования мероприятий по повышению надежности газоснабжения (МНГ) строится на следующих предпосылках:

необходимости решения проблемы в рамках крупной газотранспортной системы, локальном и глобальном аспектах надежности, комплектности и оптимизации плана мероприятий;

возможности экономического анализа и выбора резервов в той последовательности, в которой они целесообразны для использования.

Предполагается, что:

для каждого мероприятия, независимо от других, можно рассчитать элементарную эффективность Δq_i (в виде снижения недоотпуска газа), а также потери реализации z_i (в виде приведенных затрат материальных и трудовых ресурсов);

обобщенные показатели МНГ можно определить простым суммированием: $\Delta Q = \sum_i \Delta q_i$, $Z = \sum_i z_i$; при этом произвольно фиксируется комплекс ($M = [M_i]$, $i = 1, 2, 3, \dots, i$).

Существенная информация заключается в составе мероприятий, порядок размещения которых внутри комплекса может быть любым.

Чтобы обеспечить возможность критического анализа развития крупной газотранспортной системы, необходимо произвести ее оптимизацию на множестве вариантов заданного уровня надежности. Иначе говоря, число предложенных (возможных) мероприятий по повышению надежности должно превышать число реализуемых (оптимальных).

Расчет экономических показателей (ЭМП) Δq_i , z_i играет немаловажную роль. Несмотря на наличие методических указаний, расчет ЭМП оказывается иногда непростой задачей.

В табл. 9.1 приведены некоторые типовые мероприятия по повышению надежности газоснабжения.

При обработке номенклатурных списков типовых (стандартных) мероприятий создаются предпосылки высокого качества при малых допусках¹. На основе номенклатурных списков (см. рис. 9.1) можно создать типовые методики расчета ЭМП МНГ.

Характерная черта задач планирования надежности состоит в том, что мероприятия по повышению надежности, возникающие в результате их решения, реализуются за счет внутренних ресурсов отрасли. В этой связи представляется естественным взять в качестве критерия оптимальности приведенные затраты, которые должны быть минимальными.

Задача оптимизации мероприятий по повышению надежности может быть сформулирована так: выделить мероприятия $M^{**} \in M^*$,

¹ Речь идет о достоверности и точности расчета ЭМП МНГ.

Типовые мероприятия по повышению надежности Таблица 9.1

Обозначение мероприятия	Цель	Обозначение затрат	Мероприятие	Обозначение приращения пропускной способности СДТР	Результат
M_1	Повышение качества подготовки газа к дальнему транспорту	a_1	Реконструкция (модернизация) установок осушки газа	q_1	Повышение коэффициента использования газопровода
M_2	Резервирование компрессорной мощности	a_2	Реконструкция (модернизация) КС	q_2	Повышение коэффициента использования КС
M_3	Резервирование пропускной способности газопровода за счет снижения гидравлических потерь	a_3	Сооружение камер ввода и очистки газопровода парами	q_3	Повышение коэффициента использования газопровода
M_4	Строительство подземного хранилища для сглаживания сезонной неравномерности и повышения надежности газоснабжения	a_4	Структурно-поисковое бурение, эксплуатационное бурение и освоение скважин, монтаж оборудования и коммуникаций ПХГ	q_4	Отработка пиковых и аварийных нагрузок
M_5	Организация централизованного ремонта КС и линейной части	a_5	Строительство ремонтно-восстановительной базы и др.	q_5	За счет сокращения непроизводительного времени
M_6	Повышение аккумуляющей способности газопровода	a_6	Оснащение КС системой автоматического поддержания давления на выходе	q_6	За счет повышения коэффициента использования газопровода
M_7	Резервирование пропускной способности за счет способности эффекта колебания	a_7	Строительство кольбующих переключек	q_7	За счет отработки пиковых и аварийных нагрузок
M_8	То же, за счет мобильного топлива буферных потребителей	a_8	Разработка тарифов, сглаживающих нагрузки газоснабжения	q_8	То же
M_9	Централизация и оперативность переброски ремонтно-восстановительных фондов	a_9	Реорганизация службы материально-технического снабжения	q_9	За счет сокращения непроизводительного времени
M_{10}	Сглаживание последствий аварийных состояний	a_{10}	Оснащение КС системой автоматического включения резерва мощности	q_{10}	За счет оперативности включения резервного оборудования

где M^* — исходные (возможные) мероприятия, обеспечивающие заданный уровень надежности СДТР (заданный резерв пропускной способности Δ^*Q) и минимизирующие приведенные затраты Z^{**} .

Приведенная формулировка применима к задачам перспективного и текущего планирования мероприятий, в последнем случае невязка производительности Δ^*Q есть известная функция времени вида

$$\Delta^*Q = \begin{cases} \Delta^*Q_1 - \text{на первом году планирования;} \\ \Delta^*Q_2 - \text{на втором году планирования;} \\ \dots \\ \Delta^*Q_t - \text{на } t\text{-м году планирования.} \end{cases}$$

Для некоторого t -го вида планирования имеем соотношение

$$\Delta^*Q_{t^*} = \Delta Q - \sum_{i=1}^{t^*-1} \Delta^*Q_i / \Delta Q = \sum_{i=1}^{t^*} \Delta Q_i.$$

Задача текущего планирования МНГ выступает на стыке двух лет, корректируя перспективную программу развития отрасли.

Как было показано ранее, экономический анализ нужен для выбора мероприятий по повышению надежности, наиболее эффективных в смысле используемого критерия, выполняющих заданный резерв пропускной способности и отвечающих входным условиям конкурса мероприятий надежности¹.

Здесь рассматривается методика анализа, основанного на использовании динамического программирования.

Адекватность динамического программирования задаче планирования МНГ устанавливается по следующим соображениям.

Состояние оптимизируемого объекта охарактеризуем приращением пропускной способности (уменьшением недоотпуска газа):

$$\Delta Q_n = \sum_i \Delta q_i; \quad i = n, n-1, \dots, 1.$$

Управляющие воздействия и мероприятия поставим в соответствие друг другу так, чтобы

$$\text{var } u_i = \begin{cases} 1 - \text{использование } \mu_i, \\ 0 - \text{неиспользование } \mu_i. \end{cases}$$

Принцип оптимальности возьмем в виде

$$\min \{M\} = \min \{\mu_n\} \min \{\mu_{n-1}, \dots, \mu_1\}.$$

¹ Напомним, что каждое представленное на конкурс мероприятие характеризуется двумя экономическими: приращением пропускной способности и приведенными затратами.

Учтя аддитивность критерия, имеем

$$\begin{aligned} & \min_{\{M\}} [z_n(\mu_n, \Delta Q_n) + z_{n-1}(\mu_{n-1}, \Delta Q_{n-1}) + \dots + z_1(\mu_1, \Delta Q_1)] = \\ & = \min_{\{\mu_n\}} \left\{ z_n(\mu_n, \Delta Q_n) + \min_{\{\mu_{n-1}, \dots, \mu_1\}} [z_{n-1}(\mu_{n-1}, \Delta Q_{n-1}) + \dots + z_1(\mu_1, \Delta Q_1)] \right\} = \\ & = Z_n^{**}(\Delta Q_n) = \min_{\{\mu_n\}} [z_n(\mu_n, \Delta Q_n) + Z_{n-1}^{**}(\Delta Q_{n-1})], \end{aligned}$$

что и дает требуемый результат.

Возьмем для простоты лишь одно звено ЕСГ, например некоторую подсистему магистральных газопроводов (в рамках главка). Тогда задача оптимального планирования МНГ может быть сформулирована так: при заданном резерве пропускной способности $\Delta^*Q \{\Delta^*q_i, z_i\}; i = 1, 2, 3, \dots, n^*$ найти значение Z^{**} и выделить величину M^{**} . [Здесь и далее индекс (*) обозначает заданную (фиксированную) величину, индекс (**) — оптимизируемую].

Для решения используем метод простого перебора, который будем производить таким образом, чтобы соблюдалось условие

$$\sum_i \Delta q_i \geq \Delta^*Q,$$

последовательно сравнивая их друг с другом по приведенным затратам и оставляя (для дальнейшего анализа) лишь вариант, обладающий лучшим показателем Z . Нетрудно видеть, что для достижения поставленной цели нам потребуется 2^n сравнений, что совершенно неприемлемо при больших n , даже если использовать электронную цифровую машину.

Поиск методики отбора производится методами динамического программирования [9.1].

Приводимый ниже алгоритм, разработан для газотранспортной системы, состоящей из нескольких магистралей, обеспечиваемых своими источниками питания (газовые промыслы) и включенных параллельно (в смысле отсутствия перекрестных связей и кольцующих перемычек) на одного потребителя (крупный промышленный центр).

В более общих случаях алгоритм может быть использован как опорный.

Вычислительная процедура анализа МНГ реализует решение рекуррентного соотношения

$$\begin{aligned} Z_i^{**}(l) &= \min_{\{l \rightarrow k\}} [z_i(\mu_i, l) + Z_{i-1}^{**}(k)]/k^*; \\ & [\Delta^*q_i, z_i^*]; \quad [p_i^*, \epsilon_i^*], \end{aligned}$$

где $Z_i^{**}(l)$ — минимизируемые по i мероприятиям затраты (записываются в l -ячейку памяти); $\min_{\{l \rightarrow k\}}$ — операция минимизации (выпол-

няется перебором k групп ячеек относительно l -й ячейки памяти); $Z_{i-1}^{**}(m)$ — условно-оптимизированные (фиксированные в смысле процедуры i -того шага) по $(i-1)$ -тым мероприятиям затраты (хранятся в m -й ячейке k -той группы ячеек памяти); ϵ_q^* — заданный шаг дискретности состояния.

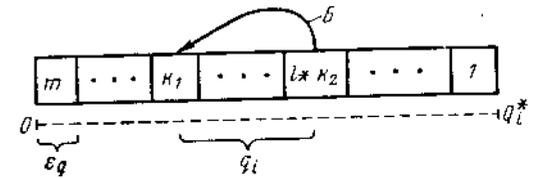


Рис. 9.1. К пояснению операций с использованием L -го массива памяти:
B — Булева вилка

Унифицированный вычислительный шаблон приведен на рис. 9.1. Расчеты выполняются последовательно, шаг за шагом. Номера шагов соответствуют номерам мероприятий, которые должны быть предварительно размещены в массиве исходных данных в произвольном (но фиксированном) порядке.

При анализе используется массив укрупненных ячеек памяти (L -массив), количество которых немногим больше величины

$$k^* = \frac{\Delta^*Q}{\epsilon_q^*}.$$

В любой k -той ячейке хранятся вычисленные ранее значения условно-оптимизированных затрат и им соответствующие комплексы мероприятий. Поскольку величины $z_i(\mu_i, l^*)$ — не что иное, как Булевы функции аргумента μ_i , то из l^* -й ячейки достаточно «просмотреть» две k -тых.

В k_1 -той ячейке L -го массива хранится результат анализа за $(i-1)$ шагов. Она смещена относительно l^* -й ячейки влево на величину Δq_i . В k_2 -той ячейке L -го массива также хранится результат расчетов за $(i-1)$ шагов, но расположена она (в смысле соответствия пропускной способности, определяющей состояние оптимизации) на уровне l^* -й ячейки.

Для любой пары $l \rightarrow k_1$ подсчитываются затраты на i шагах в виде

$$z_i + Z_{i-1}^{**}(k_1).$$

Результат сравнивается с величиной $Z_{i-1}^{**}(k_2)$. Большая из сравниваемых величин, соответствующая определенному комплексу мероприятий, остается в l^* -ячейке. Затем номер l -ячейки сдвигается на единицу влево, и процедура повторяется до тех пор, пока $k \geq k^*$. После этого выполняется следующий шаг анализа и т. д.

Анализ мероприятий по повышению надежности в рамках управления магистральным газопроводом (УМГ) имеет несущественные особенности. Подсистемами УМГ являются ЛПУ, которые технологически могут быть связаны по схемам последовательных, ветвящихся и закольцованных цепей.

Очевидно, что для любого ЛПУ рассмотренный выше опорный алгоритм проходит в чистом виде, если считать мероприятия

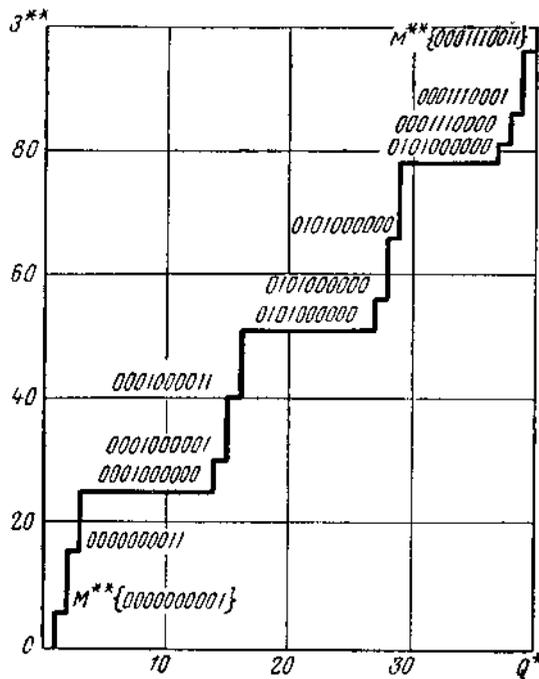


Рис. 9.2. Определение оптимальных характеристик МНГ

пропускной способности¹; при этом соответствующие комплексы мероприятий объединяются в оптимизированные мероприятия управления магистральным газопроводом.

Возьмем теперь более сложный случай: УМГ технологически подобно ветвящейся цепочке ЛПУ. Данная технологическая подсистема требует анализа МНГ в следующей последовательности:

определение оптимальных характеристик для каждого ЛПУ (с использованием опорного алгоритма);

построение совмещенных характеристик последовательных цепочек ЛПУ;

расчет совмещенных характеристик нескольких последовательных цепочек ЛПУ, включенных параллельно на один технологический узел (с использованием опорного алгоритма и совмещенных характеристик);

определение совмещенной характеристики УМГ (с использованием принципа последовательного соединения звеньев).

Наибольшей сложностью обладает процедура оптимизации МНГ на технологически ветвящейся закольцованной цепочке ЛПУ.

несвязанными. Опираясь на это положение, рассмотрим особенности вычислительной процедуры в случае последовательных, ветвящихся и закольцованных цепей.

Положим сначала, что УМГ технологически адекватно последовательной цепочке ЛПУ. Тогда определение оптимального комплекса мероприятий (в рамках УМГ) будет состоять из:

определения оптимальных характеристик МНГ (рис. 9.2) для каждого ЛПУ в отдельности (с использованием опорного алгоритма);

построения совмещенной характеристики $Z^{**}(\Delta Q)$ УМГ путем простого суммирования оптимизированных затрат каждого ЛПУ в функции прираще-

¹ Иначе говоря, обобщенный график $Z^{**}(\Delta Q)$ строится путем суммирования ординат частных графиков (см. рис. 9.2).

можно показать, что в случае однократного кольцевания задача сводится к предыдущей, если заданы узлы резервирования пропускной способности. Для этого необходимо расцезть кольцо высокого давления в произвольной точке технологической трассы, мысленно развернув его в ветвящуюся цепь.

В случае многократно закольцованной системы (сети высокого давления) необходимо принять меры к тому, чтобы число сечений трассы было минимальным. Это может быть сделано на основе теории графов.

Итак, во всех случаях оптимизация резервов крупных газотранспортных систем может быть выполнена на основе опорного алгоритма.

Рассмотрим абстрактную модель оптимизации резервов крупной газотранспортной сети.

Имеется некоторая система S мероприятий надежности¹, для которой ищется минимум целевой функции. Расчленим систему на звенья (мы знаем, что это возможно, если критерий аддитивен, а параметры «стыков» — однородны).

Положим теперь, что нам известен оператор оптимизации $\omega(s_j)$, при помощи которого можно табулировать целевые функции $\Phi(s_j)$ звеньев, используя ЭМП соответствующих мероприятий. Тогда модель оптимизации может быть представлена в виде

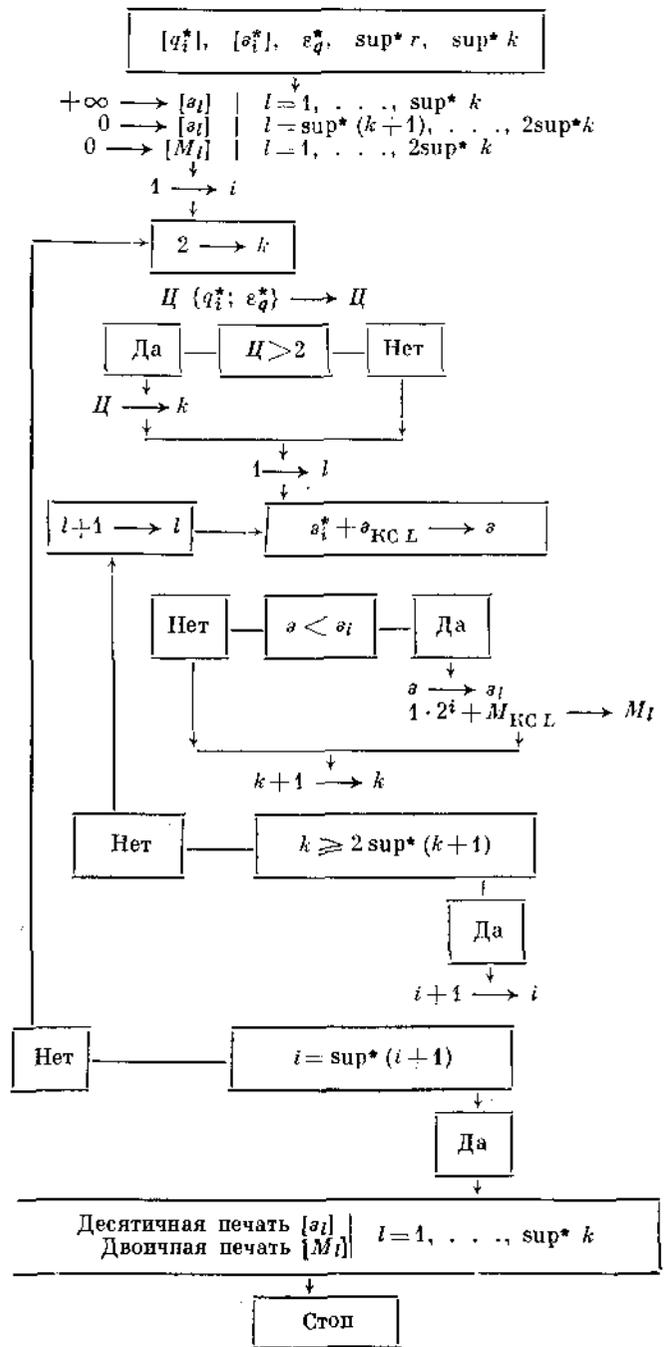
$$\left. \begin{aligned} \dots s_j \in s_j CS^* \\ \dots \Phi_j = \omega(s_j^*) \\ \dots \min_{\substack{\{\text{var } \Phi_j\} \\ j=1, \dots, m^*}} \Phi(S^*) \end{aligned} \right\}$$

Решение этой задачи дает искомые мероприятия надежности. Результаты можно распространить далее, положив, что S — подсистема, а данная задача относится к задаче локальной надежности. Теперь нетрудно обобщить результаты и сделать выводы о применимости изложенной процедуры для структур планирования МНГ практически любых размеров и сложности, лишь бы они обладали свойствами многоканального фильтра.

Рассматривая ранее задачи текущего и перспективного планирования мероприятий по повышению надежности, мы предполагали, что требуемый резерв пропускной способности — известная функция времени. Возникает задача определения зависимости $\Delta^*Q(t)$, введенной ранее формально.

Формулировка этой новой задачи (назовем ее задачей размещения резервов во времени) может быть представлена в следующем виде.

¹ Предполагается, что понятие «система» включает в себя граничные условия, в том числе требуемый резерв пропускной способности.



Исходная информация

Формирование L-го массива

Начало счета

Определение номера k-той ячейки

Операция условной оптимизации с запоминанием результата

Сдвиг Булевой флажки

Сдвиг шага, окончание счета

Выдача результатов анализа

Имеется ряд мероприятий надежности $M = [\mu_1, \dots, \mu_i, \dots, \mu^*]$, которым соответствуют затраты материальных и трудовых ресурсов $Z = [z_1, \dots, z_i, \dots, z^*]$ и результаты резервирования $Q = [q_1, \dots, q_i, \dots, q^*]$. Заданы дополнительные условия $Q_{i-1} \geq \inf^* Q$; $T \leq T^*$, т. е. общий резерв пропускной способности на перспективу должен быть не хуже некоторой заданной величины.

Требуется разместить мероприятия во времени и определить оптимальную программу резервирования $\Delta^* Q^{**}(t)$. В качестве критериев оптимальности могут быть использованы либо функция затрат вида

$$Z = \sum_j \sum_i z_{ij} / a_{ij} = \frac{z_i}{(1+E)^i}$$

либо функция прибыли вида

$$P = \sum_j \sum_i P_{ij} / \Pi_{ij} = C q_i (T-j) - \frac{z_{ij}}{(1+E)^i}$$

где $j = 1, 2, 3, \dots, T^*$ — временная разметка интервала планирования; E — норматив приведения разновременных затрат (регулирующий целесообразность отсрочки вложений через сложное процентирование); C — стоимость газа (в оптовых ценах без налога с оборота).

Наметим численную процедуру решения задачи размещения мероприятий во времени, основанную на опорном алгоритме.

Прежде всего введем понятие несовместимых мероприятий. Положим, требуется повысить надежность параметра газа по некоторому магистральному газопроводу путем резервирования установленной мощности головной КС. Данное мероприятие может быть реализовано в любом году $j \in \{1, 2, 3, \dots, T\}$, так что мероприятия $\mu_i^* \in \mu_{i+j}$, где все значения μ_{i+j} (кроме одного) фиктивны. Несовместимыми назовем мероприятия, привязанные к одной позиции номенклатурного списка и к одной производственной площади (пространственной координате), но отвечающие различным временным координатам.

Очевидно, что процедуру динамического программирования в чистом виде использовать нецелесообразно, поскольку объект потерял марковские свойства. Для анализа теперь потребуются дополнительная информация о «предыстории» и «последствиях».

Заметим, что если k_1 -ячейка не содержит мероприятий, несовместимых с данным мероприятием, то алгоритм работает, как прежде.

Учет «предыстории». Положим, что в k_1 -ячейке записана информация, содержащая некоторый комплекс условно-оптимизированных мероприятий, часть которых (или все) несовместима с мероприятиями μ_{i+j} . В этом случае необходимо:

проверить соблюдение неравенства $Z^*(k_1) + a_{ij} < Z^*(k_2)$. Если оно соблюдается, то нужно перейти к следующему пункту; если

Опорный алгоритм оптимизации резерва газоснабжающей системы

не соблюдается, то, как и прежде, сдвинуть L-ячейку на единицу, а затем снова проверить неравенство;

заменить содержимое A^i-ячейки, исключив из ряда исходных мероприятий все несовместимые с мероприятиями p_{ij} и вновь провести расчет Z^{*}(f_{ij});

выполнить вновь операцию оптимизации. Если «да», то перейти к следующему пункту, если «нет», то сдвинуть на единицу, вернуть к начальному положению;

запомнить результат оптимизации, записать его в ячейку, сдвинуть номер k₂ на единицу, и т. д.

Учет последствий. Вновь полагаем, что информация в A^i-ячейке содержит несовместимые мероприятия. Чтобы учесть последствия, необходимо уже на (i+1)-ом шаге проанализировать все мероприятия p_{ij} или только несовместимые с мероприятиями p_{ij}/*.

В результате решения задачи размещения резервов во времени будет выделен комплекс оптимальных мероприятий в виде матрицы (i, j) ∈ D, U, J — соответственно номера строк и столбцов.

Элементы матрицы суть единицы и нули, соответственно отражающие используемые и неиспользуемые мероприятия. Пользуясь данной матрицей, легко просуммировать эффекты любого j-столбца, определив, таким образом, оптимальную программу резервирования пропускной способности газотранспортной системы с точки зрения обеспечения заданной надежности на перспективу времени T*.

2. КОЛИЧЕСТВЕННОЕ ОБОСНОВАНИЕ РЕЗЕРВОВ КРУПНОЙ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ*

Стратегические резервы для газоснабжающей системы определяются тем, что, по экспертным оценкам и некоторым специальным расчетам, итоговая наиболее вероятная погрешность необходимой годовой потребности в газе какого-либо газопотребляющего узла либо района (а следовательно, и пропускной способности системы) составляет минимум 5—10%. Если учесть еще вероятность возникновения дополнительной потребности в топливе у потребителей системы вследствие перевыполнения плана (эту величину можно принять равной в среднем 2—3%), то потребность в народнохозяйственном резерве мощности и энергии должна составлять не менее 7—10% пропускной способности газотранспортной системы.

В связи с тем, что наращивание мощностей газопроводной системы происходит постепенно и она только по истечении определенного срока выходит на свою проектную пропускную способность, народнохозяйственный резерв может быть создан за счет определенного запаса пропускной способности, которая должна для каждого

* Методика разработана в ВНИИГазпроме А. В. Александровым, В. А. Смирновым, И. Я. Фурманом, Т. М. Борисенко, Л. Н. Видгопом и Г. С. Рыном.

нечетного года превышать на величину резерва расчетную потребность в газе. Так как кратность, определяющая соотношение запасов и месторождениях, подающих газ в систему, и годового отбора не является точно устанавливаемой величиной и может в известных пределах колебаться, с точки зрения запасов на месторождениях, всегда есть возможность обеспечить газом народнохозяйственные юзервы. Сложнее обстоит дело с обеспечением народнохозяйственных резервов соответствующими мощностями на промыслах.

В настоящее время проектирование и эксплуатация газопроводного хозяйства осуществляются таким образом, что никаких народнохозяйственных резервов мощности на промыслах практически нет. Расчет мощности промыслов с учетом использования их максимума в течение 310 сут обеспечивает только необходимое внутреннее резервирование для профилактических ремонтов и лишь 1 малой степени используется для покрытия зимнего пика газопотребления. Между тем одним из основных принципов развития энергетики за последние годы является опережающий рост мощностей электростанций по сравнению с ростом производства электроэнергии, что позволяет создавать народнохозяйственные энергетические резервы. Нам представляется, что этот принцип должен быть применен и к перспективному развитию систем газоснабжения.

Источники ремонтного резерва — резервные агрегаты. Аварийные и нагрузочные резервы должны находиться в состоянии постоянной оперативной готовности и служить тактическими резервами.

Резервные агрегаты — также источник оперативного аварийного резерва компрессорной мощности. Аварийный резерв пропускной способности газотранспортной системы может быть обеспечен:

дополнительным объемом подземных хранилищ;

дополнительной пропускной способностью проектируемых трубопроводов системы;

резервным топливом, на которое переводятся газоиспользующие агрегаты в случае аварии на газопроводе;

аккумулирующим объемом газопровода на аварийной нитке.

Выбор способов образования резервов определяется технико-экономическими расчетами в конкретной ситуации, исходя из минимума расчетных затрат на реализацию различных способов резервирования при неизменной (заданной) надежности системы. Нагрузочный резерв может быть обеспечен аккумулялирующим объемом конечных участков системы, подземными хранилищами и резервами пропускной способности системы.

Рассмотрим последовательно методику обоснования резервов различных видов.

Необходимый ремонтный резерв на каждой КС зависит прежде всего от двух факторов: длительности планово-предупредительного ремонта всех видов за год и конфигурации сезонного графика нагрузки.

При наличии существенной неравномерности работы газоснабжающей системы и относительно небольшой длительности ремонта

можно осуществить необходимый планово-предупредительный ремонт всех агрегатов в период провала графика нагрузки.

Однако, как правило, для крупных газоснабжающих систем большой протяженности предусматриваются мероприятия по обеспечению максимальной загрузки системы с учетом условий неравномерности газопотребления (применение подземных хранилищ, буферных потребителей). Поэтому для выбора резервной мощности компрессорных агрегатов, необходимой для обеспечения нормального объема ремонтных работ, требуется в каждом отдельном случае соответствующее обоснование.

Рассмотрим методику этого обоснования на примере гипотетической системы. Для расчета ремонтного резерва на КС системы принимаются следующие исходные данные:

Продолжительность всех видов планово-предупредительного ремонта в течение года для агрегата различных типов (в днях)	
ГТК-6	35
ГТК-10	40
ГТК-25	45-50
Компрессоров с электроприводом	15
Размер снижения пропускной способности газопровода в его конце при ремонте одного рабочего агрегата i (в млн. м ³ /сут)	
ГТК-6	15
ГТК-10	20
ГТК-25	40

¹ На основе укрупненного гидравлического расчета газопровода с учетом характеристик компрессорных агрегатов.

Для обоснования ремонтного резерва следует использовать понятие «ремонтной площади». Ремонт каждого агрегата может быть изображен площадью прямоугольника (рис. 9.3), где AQ — высота площади, представляющая собой снижение пропускной способности газопровода в его конце при ремонте одного рабочего агрегата. Эта величина может быть определена соответствующим гидравлическим расчетом газопровода. При детальном обосновании необходимых ремонтных резервов нужно учитывать сезонные изменения производительности компрессорных агрегатов в зависимости от температуры наружного воздуха.

Методически эта задача может быть решена путем совмещения сезонных графиков нагрузки системы и производительности агрегатов. Для ГТК-25 $AQ = 40$ млн. м³/сут; $t = 45-50$ дней.

Первые семь компрессорных станций системы газопроводов оборудованы восемью агрегатами ГТК-10 и десятью ГТК-25 (учитываются рабочие агрегаты). Это означает, что в провале графика нагрузки (см. рис. 9.3) необходимо для каждой КС разместить 18 ремонтных площадок.

Порядок построения графика нагрузки состоит в том, что сначала заполняется зона наибольшего летнего провала нагрузки (см. рис. 9.3), агрегаты ГТК-25 № 1,2,3, затем осуществляется переход в зону больших нагрузок (агрегаты ГТК-25 № 4, 5, (i. 7). После заполнения первого ремонтного ряда осуществляется построение второго и т. д.

Из построения (см. рис. 9.3) видно, что несколько агрегатов могут быть отремонтрованы без специального ремонтного резерва за счет наличия свободной компрессорной мощности при летнем спаде нагрузки (агрегаты ГТК-25 № 1,2,3), а также что необходимый резерв мощности для ремонта любой из семи первых КС равен мощности агрегата ГТК-25 (для ремонта агрегатов ГТК-25 № 6-10) и одному ГТК-10 (для ремонта агрегатов ГТК-10 № 3-8). При более плотном графике нагрузки для создания ремонтного резерва потребовалось бы по два резервных агрегата каждого типа.

Аналогичное построение показывает, что для начального участка

необходимо на каждой КС иметь в ремонтном резерве по одному агрегату ГТК-25 и ГТК-6.

При возможном сокращении сроков планово-предупредительного ремонта (ППР) агрегата в перспективе до 15-20 дней (до 50%) на агрегат потребность в ремонтном резерве в рассматриваемом случае снизится на 30%.

В дальнейшем при использовании передвижных компрессорных установок потребность в ремонтных агрегатах может быть существенно снижена.

Одним из путей резервирования является создание дополнительных резервных мощностей на подземных хранилищах газа. Это связано с увеличением капитальных и эксплуатационных затрат на хранилища.

Для резервирования газоснабжающей системы могут быть использованы хранилища, расположенные как по трассе, так и в основных газопотребляющих районах.

Рассмотрим методику определения технико-экономических показателей подземных хранилищ для резервирования. Эти хранилища будут регулировать сезонную неравномерность газопотребления

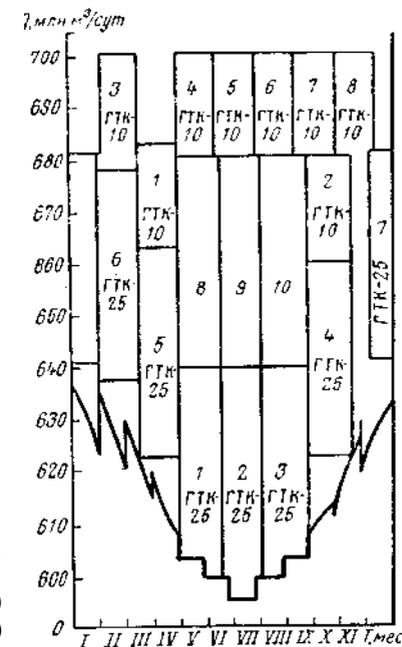


Рис. 9.3. Схема определения ремонтного резерва компрессорной станции:

1-10 — номера ремонтируемых агрегатов

и обеспечивать равномерную загрузку системы, В соответствии со сложившейся практикой эти хранилища должны быть запроектированы на 100 суток использования максимума, т. е. должны иметь максимально-суточную производительность, равную примерно 60 млн. м³/сут.

Производительность хранилища обосновывается требованиями сезонного регулирования.

Использование хранилищ в качестве источников резервирования вызывает необходимость увеличения их максимально-суточной производительности путем создания дополнительных скважин. Их средний дебит составляет не более 50 тыс. м³/сут. При повышении давления в результате закачки газа под давлением до 80—90 кгс/м² (при глубинах 800—1000 м) дебит может быть повышен примерно до 70 тыс. м³/сут. Исходя из этого дебита и определяется необходимое число дополнительных скважин.

Стоимость скважин рассчитывалась, исходя из средней глубины 800 м и стоимости метра бурения. Кроме стоимости самой скважины учитывается стоимость обвязки, шлейфов и т. д. Кроме увеличения числа скважин при возрастании максимально-суточной производительности хранилища необходимо расширение пропускной способности соединительного газопровода.

Соответствующие расчеты приводятся в табл. 9.2 и 9.3. В связи с тем, что повышение максимально-суточной производительности хранилищ незначительно отражается на их объеме вследствие кратковременности их использования для резервирования, удельные показатели определены не только в расчете на активный объем, но и на максимально-суточную производительность.

Таблица 9.2

Зависимость удельных показателей подземных хранилищ газа в истощенных месторождениях от их производительности

Параметр хранилища		Расчетные затраты, млн. руб.	Удельные расчетные затраты		
активный объем, млн. и*	максимально-суточная производительность, млн. и ³ /сут		на активный объем, руб/1000 м ³	на максимально-суточную производительность	на прирост производительности
				тыс. руб. на 1000 и ³ /сут	
2900*	30	12,15	3,52	405	
2900	35	14,60	4,23	417	490
2900	40	16,60	5,73	415	445
2900	45	18,37	6,30	408	415
2900	50	20,30	7,00	406	407
2900	55	21,87	7,54	397	390
2900	60	23,48	8,10	391	378
2900	65	25,29	8,72	388	375
2900	70	26,87	9,26	384	368

* Базовый вариант.

Дополнительные затраты на увеличение производительности хранилищ газа в истощенных месторождениях

В	Дополнительное число скважин	Дополнительные затраты на хранилище, млн. руб.			Дополнительные затраты на соединительный газопровод, млн. руб.			Итого
		И	затраты		И	затраты		
			эксплуатационные	расчетные		эксплуатационные	расчетные	
30								
35	70	6,3	0,63	1,57	4,32	0,23	0,88	2,45
40	140	12,6	1,26	3,15	6,55	0,32	1,90	4,45
45	210	18,9	1,89	4,72	7,44	0,38	1,50	6,22
50	280	25,2	2,52	6,30	9,88	0,44	1,85	8,15
55	350	31,5	3,15	7,87	9,38	0,44	1,85	9,72
60	420	34,8	3,78	9,48	9,38	0,44	1,85	11,33
65	490	44,1	4,41	11,02	10,86	0,49	2,12	13,14
70	560	50,4	5,04	12,60	10,86	0,49	2,12	14,72

В табл. 9.3 показана зависимость дополнительных расчетных затрат от дополнительной производительности подземных хранилищ, используемых для резервирования.

Аналогично получена технико-экономическая характеристика подземных хранилищ для резервирования в районах потребления газа.

Приведенные выше показатели резервирования газоснабжения за счет подземных хранилищ требуют соответствующей корректировки. Это связано с некоторыми особенностями режимов использования подземных хранилищ. Как известно, использование подземных хранилищ для регулирования неравномерности характеризуется переменной во времени величиной, в то время как возможная максимально-суточная производительность хранилища является величиной постоянной. Поэтому определенную часть производительности подземных хранилищ, созданную для целей регулирования, можно рассматривать в качестве дополнительного источника резервирования. На рис. 9.4, а представлен график продолжительности T сезонного режима работы хранилища для регулирования (кривая abc). Кривые $a'b'$ и $b''c''$ — вспомогательные линии, характеризующие потребность в резервных мощностях хранилищ в любой период времени (линия $a'b'$ параллельна линии ab и линия $b''c''$ — линии bc).

Объем хранилища газа, предназначенный для регулирования неравномерности газопотребления, частично может быть использован для резервирования. В связи с этим целесообразно внести поправки на величину объема хранилища для резервирования и его работа t с максимальной пропускной способностью для

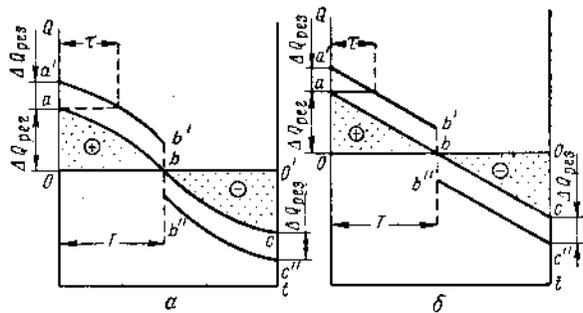


Рис. 9.4. График режимов работы подземных хранилищ газа:

а — фактический; б — после спрямления характеристик

резервирования $\Delta Q_{рез}$. Аналогично последнему максимальную пропускную способность для регулирования обозначим $\Delta Q_{рег}$.

Если определить величину τ , становится возможным внести коррективы в затраты по подземным хранилищам для резервирования. При наличии характеристики режима работы подземного хранилища, время τ может быть определено графически в соответствии с рис. 9.4, а.

Для аналитического определения величины τ можно осуществить спрямление характеристик режима работы хранилища (рис. 9.4, б), что для укрупненных расчетов представляется допустимым.

Из рис. 9.4, а, б видно, что $\tau/T = \Delta Q_{рез}/\Delta Q_{рег} = \alpha$.

Поскольку отношение τ/T характеризует вероятность использования величины $\Delta Q_{рез}$, укрупненно ее можно принять в качестве корректирующего коэффициента расчетных затрат на мощности подземных хранилищ для резервирования.

Таким образом, показатель α определяет соотношение мощностей хранилища для резервирования и регулирования и, следовательно, является важнейшей характеристикой экономичности использования хранилищ в газоснабжающей системе, а также при сравнении различных методов регулирования неравномерности.

Корректировку расчетных затрат с помощью коэффициента можно укрупненно произвести по формуле $E_1 = \alpha E$, где E_1 — расчетные затраты на подземные хранилища для резервирования с учетом корректирующего коэффициента.

Величину α можно определить, исходя из соотношения

$$\alpha = \frac{\Delta Q_{рез}}{\Delta Q_{рег}} = \frac{\frac{\beta Q_{год}}{b}}{\frac{\gamma_{год} Q_{год}}{b_1}} = \frac{\beta b_1}{\gamma b},$$

где β — коэффициент, характеризующий необходимую долю резервирования от суточной пропускной способности газопроводной системы;

b_1 — число суток использования максимума отбора газа от подземного хранилища; $\gamma_{год}$ — коэффициент, характеризующий отношение необходимого объема подземных хранилищ к общему годовому объему подачи газа в систему; b — расчетное число суток использования максимума газопотребления газоснабжающей системы.

Порядок величины α может быть оценен для рассматриваемой системы, исходя из следующих значений:

$$\beta = \frac{160 \text{ млн. м}^3/\text{сут}}{640 \text{ млн. м}^3/\text{сут}} = 0,25;$$

$b_1 = 100$ сут (по методике расчета подземных хранилищ на 100 сут использования максимума); $\gamma_{год} = 0,1$ (исходя из принятого для укрупненных расчетов соотношения); $b = 340$ сут.

Отсюда

$$\alpha = \frac{0,25 \cdot 100}{0,1 \cdot 340} = 0,73.$$

С учетом коэффициента α расчетные затраты на подземное хранение для резервирования примут следующий вид:

для начальных районов $E = (1,0 + 0,343 \Delta Q_{рез}) 0,73$;

для районов потребления газа $E = (1,0 + 0,160 \Delta Q_{рез}) 0,73$.

Значение корректирующего коэффициента α уменьшается при повышении необходимой надежности газоснабжающей системы, поскольку при этом возрастает величина $\Delta Q_{рез}$, а значит, и время τ при неизменной величине T . Экономический смысл этого состоит в том, что уменьшение необходимой степени надежности позволяет более свободно маневрировать избытком мощности подземных хранилищ.

Резервирование за счет создания параллельной нитки. Затраты при этом методе в основном зависят от протяженности системы и для некоторых систем этот путь резервирования практически исключен, так как вызывает значительно большие (в несколько раз) расчетные затраты по сравнению с затратами при использовании подземных хранилищ.

Резервирование путем перевода потребителей на резервные виды топлива. Все электростанции, использующие газ, могут быть условно разбиты на две группы:

электростанции, на которых резервное топливное хозяйство уже создано и, следовательно, необходимые капитальные вложения сделаны;

электростанции, которые будут сооружаться (или расширяться) и на которых создание (или расширение) аварийного хозяйства вызывается ненадежностью газоснабжения.

По первой группе электростанций нет необходимости учитывать капитальные вложения в создание аварийного хозяйства и соответствующую долю амортизационных отчислений. Последствия

перевода на аварийное топливо (мазут или уголь) для этой группы объектов сведется к тому, что оно будет израсходовано. Затраты на это топливо должны быть возмещены.

В настоящем расчете аварийное топливо рассматривается как элемент капитальных вложений (в оборотные фонды). Кроме того, при переходе с газа на мазут в эксплуатационных издержках должно быть учтено понижение к. п. д. на 1% и с газа на уголь — на 4%.

Обычно принимается, что мазут и уголь в равной степени используются на электростанции в качестве аварийного топлива.

Необходимо проводить соответствующие расчеты затрат на резервирование с помощью двойного топливного хозяйства для энергетических установок и топлива различных типов и видов. В расчетах должны учитываться (для новых станций) капитальные вложения в топливное хозяйство и создание аварийных запасов топлива, а также соответствующие эксплуатационные издержки. Для старых станций уже понесенные капиталовложения не учитываются.

3. АНАЛИЗ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ВНУТРИСИСТЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ-ПЕРЕМЫЧЕК

Данные [9.2] доказывают, что одно из наиболее эффективных средств резервирования СДТГ по заданному уровню надежности — сооружение технологических внутрисистемных перемычек (ТВП), соединяющих между собой отдельные «нитки» многониточного газосборного коллектора и чаще МГ.

Для обоснования выбора оптимального числа ТВП может быть рекомендована следующая методика.

Для произвольного n -ниточного участка МГ на основе статистических данных по вероятности аварии части линейного участка и приведенных в предыдущих главах формул по определению надежности СДТГ может быть найдено максимальное число ниток k , одновременная авария которых при заданном уровне надежности линейной части СДТГ будет вероятным событием. На основе гидравлических расчетов, приведенных в последующих разделах, определяется зависимость пропускной способности линейного участка МГ от части общей длины k ниток, находящихся одновременно в аварии.

Эту зависимость используют, чтобы получить для ТВП функцию частичных удельных затрат

$$Z_k(\Delta Q_k) = \frac{\Delta E_k}{\Delta Q_k},$$

где ΔE_k — прирост расчетных затрат при использовании k -того источника резервирования в млн. руб/сут; ΔQ_k — пропускная способность элемента СДТГ, которая может быть зарезервирована при использовании k -того источника резервирования в млн. м³/сут.

Зависимость $Z_k = F(\Delta Q_k)$ для перемычек может быть выражена в аналитической форме как функция от расчетных затрат на сооружение перемычек S_n и числа перемычек m .

Для простоты рассмотрим двухниточный линейный участок МГ из труб одинакового диаметра.

Пропускная способность линейного участка МГ, вдоль которого построен лупинг протяженностью x , подсчитывается по формуле

$$Q(x) = \frac{Q}{\sqrt{1 - \frac{3}{4} \cdot \frac{x}{l}}}, \quad (9.1)$$

где Q — пропускная способность одной нитки МГ; l — длина линейного участка; x — длина лупинга.

В случае наличия m перемычек аварии будет подвергаться часть трубы длиной $l/m+1$, длина работающего лупинга

$$x = \frac{m}{m+1} l. \quad (9.2)$$

Из выражений (9.1) и (9.2) для пропускной способности линейного участка МГ ΔQ_n , которая может быть зарезервирована путем сооружения m перемычек внутрисистемного характера, выводится расчетная формула

$$\Delta Q_n = Q \left[\frac{1}{\sqrt{1 - \frac{3m}{4(m+1)}}} - 1 \right].$$

Для частичных удельных затрат на ТВП получаем выражение

$$S_n = \frac{\Delta S_n}{\Delta Q_n} = \frac{m S_1}{Q \left[\frac{1}{\sqrt{1 - \frac{3m}{4(m+1)}}} - 1 \right]} = \frac{S_1}{Q} F(m);$$

$$F(m) = \frac{m}{\frac{1}{\sqrt{1 - \frac{3m}{4(m+1)}}} - 1},$$

где S_1 — удельные затраты на одну перемычку; $f(m)$ — монотонно возрастающая функция от величины m .

При использовании изложенного метода определения оптимального числа ТВП принято, что:

строительные и эксплуатационные ограничения, которые могут накладываться на минимально допустимое расстояние l_{\min} между ТВП, приводят к условию для определения максимально возможного числа перемычек

$$m_{\max} \leq \frac{l}{l_{\min}} - 1; \quad (9.3)$$

частичные удельные затраты на перемычки соизмеримы с минимальными частичными удельными затратами S_{\min} на другие средства резервирования соизмеримы, т. е.

$$S_n(m_{\max}) \approx S_{\min}. \quad (9.4)$$

Из ограничения (9.4) для выбора величины m_{max} получаем условие

$$\frac{m_{max}}{1} \leq \frac{S_{min} Q}{S_n} \cdot \sqrt{1 - \frac{3m_{max}}{4(m_{max} + 1)}} \quad (9.5)$$

Неравенство (9.3) может быть решено с помощью итераций. Оптимальным будет наибольшее число ТВП, удовлетворяющее обоим неравенствам (9.3) и (9.5).

4. АНАЛИЗ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ МЕЖСИСТЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ-ПЕРЕМЫЧЕК

Как указывалось выше, межсистемные газопроводы-перемычки предназначаются для того, чтобы осуществлять регулирование газоснабжения и резервирование двух или более закольцованных СДТГ или ЕГС в целом на случай появления сбоев в режимах функционирования или аварийных ситуаций.

В [9.3] исследована проблема проектирования и эксплуатации перемычек, как одного из источников резервирования и регулирования неравномерности газопотребления.

При проектировании исследования межсистемных перемычек позволяют уточнить оптимальные параметры перемычки, рассчитанной на подачу определенного количества газа из одной локальной СДТГ (МГ) в другую с учетом обеспечения заданного уровня надежности газоснабжения. Для эксплуатационных задач исследования дают возможность найти время, необходимое для переброски наперед заданного (резервного) количества газа из одной СДГ в другую при определенных размерах самой перемычки. В обоих случаях необходимы методики расчета технико-экономической целесообразности создания и режима эксплуатации перемычек межсистемного характера как средства регулирования неравномерности газопотребления и резервирования при аварийных недоотпусках газа.

Рассмотрим графики нагрузки для двух систем дальнего газоснабжения. Максимум нагрузки для первой СДТГ (рис. 9.5, а) в рассматриваемом периоде времени приходится на интервал $t_1 - t_2$, для второй — на интервал $\bar{t}_1 - \bar{t}_2$ (рис. 9.5, б).

Если интервалы $t_1 - t_2$ и $\bar{t}_1 - \bar{t}_2$ не накладываются, для таких графиков нагрузки существует принципиальная возможность использовать межсистемные перемычки в качестве одного из источников регулирования и резервирования газоснабжения. Это в значительной степени уменьшит вероятность аварийных недоотпусков газа и тем самым существенно повысит надежность закольцованных СДТГ.

При этом должны быть определены оптимальные величины ΔQ аварийного недоотпуска газа $\Delta \bar{Q}$ ($\Delta Q \leq \Delta \bar{Q}$), которые могут быть зарезервированы при сооружении и использовании межсистемных перемычек (МП). При этом существенно определение не только вели-

чины ΔQ , но и времени, за которое необходимое количество газа может быть передано по МП из одной СДТГ в другую, а также темпов нарастания расхода газа в той части перемычки, которая связана с аварийной СДТГ.

В общем случае для исследования переходных режимов в МП необходимо рассчитывать нестационарные режимы работы двух закольцованных МГ.

Приведенный ранее анализ выбора коэффициента линеаризации в уравнениях нестационарных режимов газопередачи позволяет получить решения для исследования переходных процессов и в МП.

Предположим, что давление на конце МП, связанной с аварийной СДТГ, поддерживается постоянным. Исследуем время переходного режима при заданном на другом конце перемычки расходе, а также темп его нарастания.

Если предположить, что в начальный момент движение газа по перемычке отсутствует, т. е.

$$p(x, 0) = p_0 = const,$$

то из линеаризованного уравнения нестационарного течения газа могут быть получены следующие зависимости для изменения давления и расхода газа по перемычке

$$p(x, t) = p_0 \left[\frac{c}{\kappa} Q_0 x - \frac{8lQ_0 c}{\pi^2 \kappa} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(-1)^n}{(2n+1)^2} e^{-a_n t} \sin \frac{(2n+1)\pi x}{2l} \right]; \quad (9.6)$$

$$Q(x, t) = Q_0 - \frac{4Q_0}{\pi} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(-1)^n}{2n+1} e^{-a_n t} \cos \frac{(2n+1)\pi x}{2l}, \quad (9.7)$$

где коэффициент линеаризации

$$\kappa = \frac{C^2 \rho g D^3}{2\lambda z RT} \left(\frac{p}{Q} \right)_{cp};$$

$$a_n = \frac{(2n+1)^2 \pi^2 \kappa}{4l^2}.$$

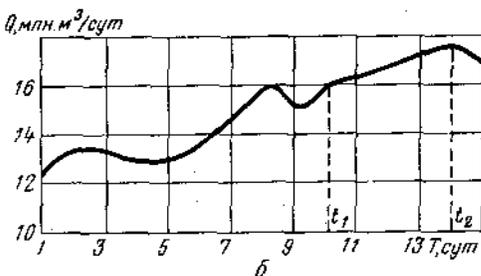
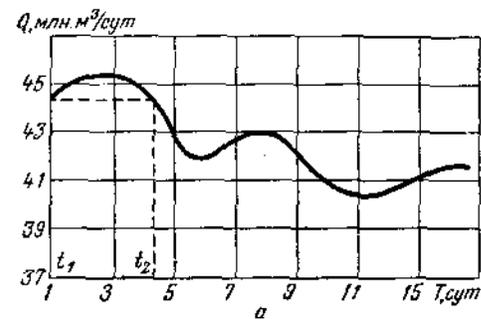


Рис. 9.5. Изменение графика нагрузки для системы газоснабжения:

а — первой; б — второй

Формулы (9.6) и (9.7) получены при условии поддержания на одном из концов переключки постоянного давления, на другом — постоянного расхода газа: $p(0, t) = p_0$; $Q(l, t) = Q_0$.

Значение расхода газа при $x = 0$ будет асимптотически стремиться к величине Q_0 . Поэтому время переходного режима в МП может определяться лишь при условии задания какой-либо точности δ достижения расхода газа Q_0 при $x = 0$. В частности, в качестве величины δ может приниматься погрешность в определении расхода газа.

Используя формулу (9.7), можно получить условия для определения момента времени t^* , в который значение расхода газа при $x = 0$ с заданной относительной степенью точности δ достигает значения Q_0 :

$$Q_0 - \frac{2Q_0}{\pi} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{1}{2n+1} \exp^{-a_n t} = Q_0(1 - \delta). \quad (9.8)$$

Если предположить, что величина t^* достаточно велика, для ее определения из условия (9.8) можно в левой части этого равенства брать только один первый член:

$$t^* = \frac{4l^2}{\pi^2 \kappa} \ln \frac{2}{\pi \delta}. \quad (9.9)$$

В зависимости от заданной погрешности Δt в определении момента времени t^* получена оценка границы, до которой можно пользоваться приближенной формулой (9.9).

В связи с замедленностью переходных процессов в СДТГ (величина t^* составляет несколько часов) по сравнению, например, с почти мгновенными переходными процессами в системах электроснабжения, уравнение (9.9) обеспечивает высокую точность расчетов в широком диапазоне параметров МП.

Из выражения (9.9) следует, что от точности определения коэффициента линеаризации κ существенно зависит оценка времени переходного процесса в МП.

Переходный режим в МП выбирается не только в интервале времени $0 - t^*$. В качестве времени переходного процесса может выбираться величина

$$t^{**} = \min(t^*, \bar{t}),$$

где \bar{t} — время достижения максимально допустимого значения давления p_{\max} (при $x = 0$) в МГ.

Используя уравнение (9.6) для определения величины \bar{t} , можно получить приближенную формулу

$$\bar{t} = \frac{4l^2}{\pi^2 \kappa} \ln \frac{8cQ_0 l}{\pi^2 [cQ_0 l - \kappa(p_{\max} - p_0)]}.$$

Из соотношения (9.6) и (9.7) определяются величины $p_{\text{ср}}$ и $Q_{\text{ср}}$:

$$p_{\text{ср}} = p_0 + \frac{clQ_0}{2\kappa} + \frac{64cl^3Q_0}{\pi^2 \kappa^2 t^{**}} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(-1)^n}{(2n+1)^5} (e^{-a_n t^{**}} - 1); \quad (9.10)$$

и

$$Q_{\text{ср}} = Q_0 + \frac{32l^2Q_0}{\pi^2 \kappa t^{**}} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{1}{(2n+1)^4} (e^{-a_n t^{**}} - 1). \quad (9.11)$$

Величины $p_{\text{ср}}$ и $Q_{\text{ср}}$, как следует из формул (9.10) и (9.11), зависят от выбранного значения κ . Поэтому для нахождения величины t^{**} применяется итерационный метод. Выбирается нулевое приближенное значение κ_0 для комплекса величин κ . По величине κ_0 находится значение t_0^* . Затем по значениям κ_0 и t_0^* из уравнений (9.10) и (9.11) определяются величины $p_{\text{ср}}^0$ и $Q_{\text{ср}}^0$, которые используются для нахождения величины κ_1 . Аналогично по ней находят величины t_1^* , $p_{\text{ср}}^1$, $Q_{\text{ср}}^1$ и т. п.

Итерационный процесс является быстросходящимся. Сходимость его позволяет в пределе получить значение коэффициента линеаризации, согласованное с двумя основными параметрами решения $p_{\text{ср}}$ и $Q_{\text{ср}}$, т. е. обеспечивается условие сбалансированности решения линеаризованного уравнения нестационарной газопередачи.

Изложенные выше результаты исследования МП следует рассматривать как один из первых этапов разработки теории и методологии функционирования переключек. Колебание локальных СДТГ и создание ЕСГ требуют дальнейших глубоких исследований МП. В частности, на переключках будут сооружаться диспетчерские КС, которые будут работать в реверсивном режиме газоподачи по МП на случай возникновения аварийных ситуаций в любой из соединенных между собой данной переключкой локальных СДТГ.

Оперативное управление МГ и КС на них основными небазисными газопроводами и месторождениями-регуляторами, крупными подземными хранилищами газа и станциями (заводами) сжижения природного газа, предназначенными для резервирования газоснабжения, будет в недалеком будущем осуществляться Главным диспетчерским управлением ЕСГ или подчиненными ему региональными диспетчерскими управлениями. Иначе говоря, оперативное управление резервами газоснабжения в режиме АСУ ЕСГ будет осуществляться не производственно-техническими объединениями локальных (районных, региональных) СДТГ, хотя и они будут управлять своими внутренними резервами по элементам и подсистемам СДТГ, а главным или региональным диспетчерским управлением.

Для аналогии сохлещем на пример ЕЭС СССР, где эта структура оперативного (диспетчерского) управления уже введена сравнительно давно и полностью себя оправдала. Поэтому в ближайшее время организационная структура управления ЕСГ должна быть приведена в соответствие с требованиями поэтапного внедрения АСУ ЕСГ.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ

Основным вопросом управления СДТГ является вопрос о количестве и качестве информации, необходимой для осуществления процесса управления с заданной степенью точности. Особую важность приобретает вопрос о том, каким образом должна быть организована переработка этой информации для обеспечения надежности и экономичности процессов управления и функционирования СДТГ в целом.

Таким образом, требуется комплексное исследование вопросов обработки информации и надежности функционирования СДТГ.

СДТГ, взятая в целом, представляет собой сложную динамическую систему, состоящую из подсистем. Объект управления в производственных системах — совокупность материальных условий производства, технических и технологических процессов, трудовых процессов и отношений между людьми в процессе производства; субъект — специальные группы людей, которые посредством организационной практики различных форм осуществляют целенаправленное движение и развитие объекта. Производственный процесс отражает единство четырех систем: технической, технологической, совместного труда и экономической.

Большие трудности вызывает проблема выбора критериев, так как при этом следует иметь в виду, что задачи в области управления имеют не только технические и экономические, но и социологические, психо-физиологические, правовые и другие аспекты.

С усложнением производства и увеличением его объема возрастает «цена» решения и времени, в течение которого решение принимается. В сложной ситуации, допускающей несколько вариантов, человек зачастую не может быстро выбрать правильную ситуацию. В основе принятия рационального решения должна лежать соответствующим образом за достояние время подобранная представительная и достоверная информация.

Системы управления СДТГ должны быть построены таким образом, чтобы они могли решать задачи управления с определенными целевыми функциями (выполнение плана с минимальными затратами, при ограниченных ресурсах и т. д.). Для разработки таких систем, создания автоматизированного управления с применением вычисли-

тельной техники требуются длительное время и значительные средства.

Изучение и исследование больших систем предусматривает учет тесной взаимосвязи между большим числом факторов, определяющих поведение рассматриваемой системы, его неопределенности для системы в целом и ее отдельных частей, являющейся результатом случайных возмущений и участия в системе большого числа людей, т. е. таких случайных факторов, идеальная компенсация которых управляющим устройством невозможна.

В процессе изучения объекта управления выделяются три этапа: исследование существующей информационной системы СДТГ, в которой обработка и хранение информации ведутся вручную; анализ тенденций изменения системы в соответствии с требованиями машинной обработки на ЭВМ;

проектирование перечня работ (задач, расчетов, справок), которые целесообразно производить на ЭВМ в первую очередь.

Основное в управлении предприятием — это координация процессов, согласование работы всех технологических и экономических служб для обеспечения наилучшего использования ресурсов. Согласование и ритмичная работа всех подразделений основного и вспомогательного производств зависит от того, насколько оперативно аппарат управления сможет оценивать фактическое состояние производства и хозяйственной деятельности на предприятиях, точно и дальновидно предвидеть тенденцию развития нагрузки, насколько правильны будут принятые на основе оценок и прогнозов решения по ликвидации возможных отклонений от плана, переориентации производства, изменению его организации.

К решению вопроса оптимального управления СДТГ могут быть два подхода. В первом случае можно рассматривать СДТГ в целом как кибернетическую систему, модель которой подлежит оптимизации по определенному критерию. Во втором случае можно использовать систему моделей, на определенном этапе описывающих все основные звенья объекта, вместо модели всей СДТГ, которую пока невозможно получить. Отдельные звенья системы, в том числе такие, которые определяют эффективность функционирования предприятия, описываются рассмотренными выше методами.

Системы управления большими системами особенно эффективны в том случае, если, во-первых, задачи учета и управления решаются в едином комплексе, когда охватывается вся схема движения информации в целом от самой первичной до выдачи данных управляющим органам, во-вторых, вся производственная деятельность описывается единой математической моделью и на ее основе автоматически ставятся и решаются задачи оптимального планирования и управления. При этом необходимо, чтобы математическая модель производства и задачи оптимизации на ее основе были неразрывно связаны с внутренней информацией о ходе производства и хозяйственной деятельности и исключали участие человека на промежуточных стадиях подготовки информации. Необходимо также, чтобы решение

задач, порядок его, организация и диспетчеризация также определялись и производились автоматически. Однако вся сложность физических и экономических процессов при дальнейшем транспорте газа, па газоперерабатывающих предприятиях и других элементах СДТГ не всегда строго описывается математически, так как начальными граничные условия часто неопределенны и задачи имеют весьма большую размерность. Поэтому на первом этапе используются методы, основанные не на строгой математической трактовке задачи целиком, а на использовании в соответствующих случаях опыта специалистов. Часто задачу решают, используя сочетание количественных и качественных методов; к последним относятся методы НОТ; праксеология, изучающая результаты человеческой деятельности; общая теория организации; инженерная психология; исследования в области симбиоза «человек — автомат»; эвристика; методы экспертных оценок, приобретающие важное значение при решении задач большой размерности. В настоящее время единственный путь решения задач — это путь цифрового моделирования с включением в его систему оператора-человека. Таким образом могут быть промоделированы некоторые задачи управления СДТГ.

Управляющая деятельность людей в сложных системах, составляющих основу современного производства, состоит в целенаправленном изменении режима или способов функционирования системы путем их непрерывной рационализации и оптимизации. Достигается это путем сбора, переработки, в использования информации об управляемых объектах, внешней среде и самой управляющей системе.

В сложных ситуациях, подверженных влиянию неуправляемых или случайных факторов, опыта и интуиции недостаточно. Нужен прочный научный фундамент для обоснования принимаемых решений, аналитические методы исследования процессов управления, математическое формализованное их описание, математическое моделирование и статистика к о-математический анализ управления. Именно в объективном обосновании, оптимизации принимаемых решений и заключается научный подход к организационной и управленческой деятельности.

Таким образом, можно наметить несколько этапов развития и совершенствования современных систем управления для предприятий добычи и дальнего транспорта газа. Такие же этапы в принципе характерны и для развития систем управления более высокого иерархического уровня: Единой системой газоснабжения СССР, отраслью и т. д.

Первый этап — автоматизированная система обработки данных. Принципы управления не претерпевают коренных изменений, хотя обеспечиваются принципиально новые возможности упорядочения и оперативного использования информации.

Второй этап — система управления «человек — автомат». Решения, выдаваемые на отдельных звеньях процесса управления ЭВМ, реализуются человеком.

Третий этап — автоматизированные системы управления, в которых отдельные производственные подсистемы и системы функционируют в замкнутом контуре управления, реализуемом на базе ЭВМ с применением математических методов оптимального управления.

Большое значение имеет развитие экономико-психологических исследований в области управленческого труда. Труд работников управленческого аппарата складывается из творческих, логических и вспомогательно-технических операций. Последние наиболее поддаются механизации.

Прежде чем механизировать трудовые процессы в сфере управления, необходимо рационализировать технологию движения документов, устранив лишние операции. Организационно-функциональная структура аппарата определяет движение документов, права и ответственность их исполнителей и потребность в средствах механизации. Поэтому внедрение средств оргтехники следует начинать с анализа и рационализации структуры, функций и штатов аппарата управления.

2. ПРИНЦИПЫ СОЗДАНИЯ АСУ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Создание АСУ — одно из основных направлений технического прогресса.

Автоматизированные системы управления производственными предприятиями и предприятиями трубопроводного транспорта охватывают различные области их работы, начиная с автоматизации локальных технологических процессов и кончая управлением производственно-хозяйственной деятельностью всего предприятия. Следствие этого — высокая рентабельность, улучшение условий и повышение производительности труда и общей технической культуры на предприятиях.

Автоматизированная система управления предназначена для комплексного решения задач оперативного анализа и регулирования, планирования и учета, оптимизации и прогнозирования производственно-хозяйственной деятельности предприятия на основе современных математических методов, аппаратуры передачи данных и средств вычислительной техники. Конечная цель внедрения АСУ — повышение рентабельности газотранспортного предприятия и надежности его функционирования.

Техническую базу АСУ составляют средства: сбора и передачи данных; концентрации первичных данных и диспетчеризации (пульта управления и мнемосхемы РДП); обработки и хранения данных (ЭВМ); отображения результатов (цифро-буквопечатающая аппаратура, световое табло, установки промышленного телевидения для оперативной передачи информации).

Создание АСУ — по-прежнему перевод существующей системы управления на ЭВМ. Применение электронно-вычислительной техники позволяет существенно упростить потоки информации на предприятии, Направление всех потоков информации через вычислительный центр (ВЦ) позволяет сократить собираемую первичную информацию, избежать дублирования ее. Отпадает также необходимость в создании децентрализованных массивов оперативной диспетчерской и достоверной нормативно-справочной информации для каждой отдельной задачи, так как в связи с концентрацией всех потоков информации в ВЦ имеется возможность использования только одного (центрального) массива нормативно-справочной информации.

Степень централизации массивов информации в значительной мере зависит от централизации самой системы. Чем более комплексна и интегрирована вся система управления, теснее взаимосвязаны решение отдельных задач, тем более должны быть централизованы и массивы оперативно-диспетчерской и нормативно-справочной информации. Централизация массивов информации значительно упрощает концентрацию диспетчерской и корректировку нормативно-справочной информации, а также обеспечивает сравнимость всех результатов расчета.

Автоматизированные системы управления предусматривают две модификации: на первом этапе — информационно-планирующая система обработки данных с использованием серийных ЭЦВМ и средств связи, на втором — замкнутая система управления, включающая автоматическую реализацию управляющих воздействий и требующая создания специализированных средств передачи данных и регулирования.

Решение вопросов автоматизации управления особенно важно и актуально для такой молодой и динамичной промышленности, как газовая, которая выросла, сформировалась и превратилась в самостоятельную отрасль народного хозяйства в течение последних 15—20 лет.

В единую систему газоснабжения входят газодобывающие предприятия, газотранспортные предприятия и системы распределения газа.

Газодобывающее предприятие включают в себя подсистемы разработок месторождения и подготовки газа, а также промысловые сети. Здесь решаются вопросы рациональной добычи газа и конденсата в необходимом количестве и подготовки газа к дальнему транспорту путем изменения параметров газа (давления, влажности, температуры) до значений, определяющих в известной мере эффективность работы магистральных трубопроводов и компрессорных станций.

Обладая многими чертами, характерными для промышленных предприятий (например, машиностроительных заводов), газовые промыслы имеют и особенности. На газовых промыслах определяющую роль играют природные условия разработки газоносного пласта.

Основной технологический процесс на газопромысле (добыча газа) непрерывен. Вместе с тем, здесь имеются и дискретные технологические процессы (удаление жидкости из технологических аппаратов, ввод реагентов и др.).

Сложность газодобывающего предприятия как большой системы, наличие связей по многим технологическим параметрам, сотен скважин, объединенных сетью промысловых газопроводов с многочисленными промысловыми установками, неравномерность нагрузок, обусловленная сезонными и часовыми колебаниями отбора газа магистральными газопроводами, делают актуальным разработку автоматизированных систем управления газодобывающими предприятиями.

Такая разработка предусматривает исследование основных промысловых установок как объектов управления, а также возмущающих воздействий на ход технологического процесса, составление приближенного математического описания, разработку структурных схем управления газопромыслом и определение рациональных потоков информации на основе определения и анализа целевых функций подсистем управления, выбор технических средств для системы сбора и обработки информации, составление алгоритмов переработки информации и управления подсистемами и общего алгоритма управления.

Системы дальнего транспорта, подземного хранения и распределения природного газа — важнейшие звенья общей системы газоснабжения, соединяющие объекты добычи с потребителями. С общих точек зрения эта система — часть единой газогидродинамической системы, охватывающей газоносный пласт, скважины, промысловые сети, магистральные трубопроводы, КС и устройства распределения газа.

Однако с точки зрения локальных задач управления для этой системы характерны ее особые функции цели и критерии эффективности, и такую систему целесообразно рассматривать самостоятельно.

Основные объекты СДТГ — линейная часть газопровода, КС (головные и промежуточные) и устройства распределения газа между основными потребителями (попутные и конечные ГРС). При объединении отдельных газопроводов перемычками и охвата кольцевыми газопроводами больших городов создаются сложные древовидные системы, объединяющие много источников поступления и отбора газа.

Зачастую к этим системам подключаются подземные газовые хранилища, предназначенные для сглаживания неравномерности газопотребления и работающие летом как потребители газа, а зимой как его источники.

Объявление газопроводов создает лучшие предпосылки для оперативного снабжения газом отдельных районов, хотя и значительно усложняет процесс управления такой системой.

Управление основным технологическим процессом — транспортом

газа и режимом работы КС — осуществляется службой районного диспетчера, который, в свою очередь, подчиняется диспетчерской службе управления магистральным газопроводом. Координация работ между отдельными газопроводами осуществляется объединенным диспетчерским управлением (ОДУ). Общее управление (планирование, финансово-бухгалтерская деятельность, материально-техническое снабжение и др.) построено по обычному принципу, характерному и для других предприятий, с учетом специфики транспорта гааа.

Основные вопросы при управлении такой системой — повышение пропускной способности магистрального газопровода, снижение энергетических затрат на транспорт газа, стабилизация режимов во времени и оптимальное управление ими при нестационарных условиях подачи газа. Кроме того, в задачи АСУ должны входить конвекционные задачи управления (плановые, финансовые, бухгалтерские, материального снабжения, подбора кадров, расчетов с потребителями и др.).

Обобщая сказанное выше, сформулируем особенности газотранспортного предприятия как объекта для внедрения АСУ:

рассредоточенность подсистем, входящих в предприятие. Эта особенность налагает дополнительные требования к надежности средств сбора и передачи данных и их помехозащищенности;

непрерывность основного технологического процесса. Ввиду этого система сбора и обработки информации, т. е. телемеханика и ЭВМ, должна функционировать также непрерывно, обеспечивая контроль за основным технологическим процессом;

значительные масштабы производственно-хозяйственной деятельности, сходной с деятельностью предприятий других отраслей. Это обстоятельство позволит при разработке АСУ использовать опыт машиностроительных предприятий.

До завершения комплексной автоматизации объектов газотранспортной системы — внедрения систем централизованного контроля и управления на КС и СПХГ (СЦКУ), системы телемеханики районного диспетчера (ТРДС) — автоматизация управления сводится к созданию информационной системы, автоматизации и механизации управленческого труда диспетчера и хозяйственной деятельности предприятия.

На первом этапе автоматизация технологических процессов и процессов управления должна развиваться параллельно. На этом этапе предусматривается создание информационно-вычислительного комплекса (ЙВК) центральной диспетчерской службы.

На втором этапе автоматизация технологических процессов и процессов управления должна привести к созданию замкнутого контура управления и автоматизированной системы управления предприятием (АСУП).

Основными задачами АСУП газотранспортного предприятия являются:

сбор, хранение и обработка первичной оперативной и статистической информации о работе предприятия;

контроль за технологическим состоянием и режимом работы объектов дальнего транспорта газа;

оптимальное оперативное планирование и управление режимами работы магистральных газопроводов;

прогнозирование газопотребления и загрузка системы газопроводов;

перспективное планирование и расчеты оптимального функционирования и развития предприятия;

автоматизация отображения и воспроизведения оперативной и статистической информации в виде журналов, ведомостей, сводок, справок и т. д.;

планирование и организация планово-предупредительных ремонтов;

планирование и расчет экономической, финансово-сбытовой деятельности предприятия;

планирование и управление материально-техническим снабжением;

планирование и расчет труда и заработной платы; организация планирования и управление работой объектов-подсистем (СПХГ, ГКС и промышленные сети и др.);

организация обмена информацией с вышестоящими органами;

автоматизация эпизодических расчетных и учетных работ.

Взаимная связь рассматриваемых задач очевидна: выходы предыдущей задачи образуют входы в последующую, решение последующей задачи конкретизирует и уточняет результаты предыдущей. Кроме того, взаимоувязанная оптимальная постановка задач создает предпосылки для устранения весьма существенного недостатка — отсутствия прямой связи между технико-экономическим и оперативно-календарным планированием.

Решение задач управления предприятием базируется на информационных массивах, каждый из которых делится на две большие группы данных: нормативно-справочные и оперативные. Массивы представляют собой аналог картотеки, записанный в памяти машины, где в определенном порядке хранятся сведения о трудовых и материальных нормативах, ценах, паспортные и эксплуатационные данные оборудования (КС и линейных участков), списки персонала и т. д.

Описание с помощью математических методов различных процессов управления в их взаимосвязи и рассмотрение этих процессов в качестве единой информационной системы — весьма сложная задача. Для ее решения требуется большая подготовительная работа: упорядочение и организация всех видов нормативно-справочной информации, систематизация всех плановых и учетных процессов, анализ применяемого документооборота и устранение его недостатков. Только при этих условиях АСУ может быть действительно

эффективна, в противном случае производительность машин и оперативность решения задач значительно снижаются.

Основные принципы, которые должны быть заложены в систему управления газотранспортным предприятием:

совмещение операций при подготовке и вводе исходных данных; операции заполнения диспетчерских и экономических документов в РУ, УМГ и ОДУ совмещаются с операциями подготовки машинных носителей информации;

общность информационных массивов; различные задачи управления решаются на базе единых массивов оперативных и нормативно-справочных данных;

осуществление резервирования массивов диспетчерских и справочно-нормативных данных; дублирование записи на разнородных носителях (перфоленты, магнитные ленты); обеспечение программным путем самовосстанавливаемости процесса обработки информации при краткосрочном прекращении получения исходных данных;

применение интегрированной системы управления, т. е. осуществление взаимосвязанности программ с внутримашинным обменом данными и результатами между ними;

диспетчеризация и автоматическое выполнение вычислительного процесса по расписанию на фоне приема данных и ответов на оперативные запросы;

приоритетность решения задач, устанавливаемая в соответствии с долей той или иной задачи в управлении процессом газопередачи в реальном масштабе времени;

стандартизация блоков технического комплекса и программного аппарата;

незамкнутость, т. е. возможность обмена информацией (автоматически по каналам связи) с другими ЭВМ высших и низших уровней иерархии;

устойчивость основной структуры, что дает возможность наращивать мощность технического комплекса и постоянно совершенствовать организацию управления предприятием за счет расширения и изменения состава решаемых в системе экономико-математических задач.

Наиболее эффективна на первом этапе система человек — машина последовательной оптимизации режима газопередачи. ЭВМ обрабатывают и концентрируют информацию, определяют узкие места режима. Диспетчер на основе этих данных принимает возможные решения, а ЭВМ увязывают и оценивают поступившие варианты.

Индивидуальные АСУ производственными подразделениями газовой промышленности должны объединяться на самой высокой иерархической ступени управления в единую АСУ газовой промышленности. В составе этой системы должна находиться автоматизированная система сбора и обработки информации. Ее технической основой должна быть сеть ведомственной технологической связи с устройствами ввода, передачи и приема информации.

3. ФУНКЦИИ ЭВМ В АСУ ГАЗОТРАНСПОРТНЫМ ПРЕДПРИЯТИЕМ

В отличие от зарубежной практики, исследования по применению ЭЦВМ в газовой промышленности нашей страны в первую очередь направлены не на автоматизацию учетных, бухгалтерских и коммерческих операций, а на оптимизацию планирования и управления эксплуатационной деятельностью. Постепенно вырабатывается системный подход к задачам, позволяющий перейти от поисков решения разрозненных вопросов к комплексу задач, определить необходимые для этого методы и технические средства.

Основная задача внедрения ЭВМ — построение на базе ЭЦВМ динамической модели газотранспортного процесса и осуществления оперативного управления в соответствии с фактическими изменениями состояния газотранспортной сети и режимов ее работы.

Оперативное диспетчерское управление режимом магистрального газопровода заключается главным образом в выполнении двух основных функций:

контроля и регулирования поступления и распределения газа; обеспечения технологического режима транспорта и распределения заданных количеств газа при минимальных затратах (энергетических и стоимостных) с учетом технологических ограничений и фактора надежности.

Выполнение этих функций связано с получением и обработкой больших объемов информации и решением определенного круга технологических задач, описанных ниже.

На первом этапе реализуется автоматизированная система обработки диспетчерской информации на уровне Центральных диспетчерских пунктов Управления магистральных газопроводов и ОДУ Единой газоснабжающей системы СССР на базе цифровых ЭВМ и средств передачи данных (телемеханики, телетайпной связи). Автоматизированная система обработки диспетчерской информации выполняет следующие функции:

автоматический сбор, хранение и обработка параметров режима; непрерывный контроль за параметрами режима с выдачей диспетчеру предупредительных и аварийных сигналов;

выдача диспетчеру концентрированной информации в виде, удобном для управления режимом;

автоматическая регистрация диспетчерских журналов, оперативных сводок и стандартных запросов.

В результате оперативных расчетов определяются основные расчетные параметры линейных участков и компрессорных агрегатов. Для линейных участков производится расчет материального баланса, количества газа в системе, коэффициента гидравлического сопротивления, зоны возможного гидратообразования и др. Для компрессорных агрегатов определяется удаленность от помпажной зоны, резерв мощности. При технологическом контроле режима сравниваются фактические и расчетные величины для оперативной

сигнализации центральному и районным диспетчерам в случае отклонений.

В результате расчета за сутки определяются материальный баланс и количество газа в системе, а также усредненные значения мощности, коэффициентов загрузки, коэффициентов использования и технико-экономические показатели: реализация и издержки.

Результаты дежурного и суточного расчета графически сравниваются с оптимальными параметрами, полученными по программе оптимального планирования.

Текущее и оперативное планирование режимов работы магистральных газопроводов необходимо для определения наилучшего варианта их работы по какому-либо критерию, например минимума энергетических или стоимостных затрат на компримирование при заданном плане подачи газа.

Для достоверности правильного выбора оптимального варианта сложного магистрального газопровода требуется большое число расчетов, реализуемых только на базе ЭВМ.

Оптимальный режим, найденный с помощью ЭЦВМ, может быть экономнее режима, определенного на основании приближенных расчетов, на 10—15% и служит эталоном для диспетчерской службы.

КС и линейные участки магистрального газопровода представляют собой единый гидродинамический комплекс. Изменение параметров любой КС вызывает изменение режима системы в целом.

Классические методы оптимизации к задаче магистрального газопровода неприменимы вследствие ступенчатости целевой функции, наличия внешних и внутренних технологических ограничений, регулирования на дискретном множестве.

Применение методов динамического программирования к выбору оптимального эксплуатационного режима (оптимального плана) действующего газопровода рассмотрено в работах М. Г. Сухарева, А. И. Гарляускаса, Э. С. Салимжанова, З. Т. Галиуллина. Ряд разработанных и реализованных ранее программ оптимизации режимов на базе ЭЦВМ оказался неприемлемым для расчета сложных систем, оснащенных разнотипным оборудованием, например, для расчета системы Северный Кавказ — Центр. Поэтому оказалось целесообразной разработка универсальной программы с широкими возможностями и гибкой логикой, основанной на сочетании методов динамического программирования с эвристическими, учитывающими свойства и характеристики различного технологического оборудования.

Объектом оптимизации является газопровод-цепочка с компрессорными станциями. Исходные данные:

- расчетная схема газопровода;
- плановые значения потоков, подачи и отбора газа в системе;
- давление газа в характерном узле системы, например на входе в ГКС;
- сведения о наличии и типах агрегатов на КС и схемах их соединения;
- основные физические параметры газа;

параметры линейных участков;
критерий оптимальности (минимум энергозатрат или их стоимости в денежном выражении).

На основании исходных данных, используя расчетные зависимости, описывающие процесс транспорта газа и взаимосвязь технических и экономических показателей, необходимо определить совокупность технических решений на всех участках газопровода или системы линейных газопроводов, обеспечивающих минимальные затраты на транспорт газа в целом.

В результате получают:
оптимальное число и схемы соединения агрегатов на КС;
законы регулирования агрегатов, в том числе частоты вращения вала;

давление в узлах, степень сжатия и расход энергии на компримирование.

Идеи динамического программирования применяются в задаче выбора оптимального режима работы магистрального газопровода в частной форме, соответствующей принципу «монотонной рекурсии». Этот принцип можно сформулировать следующим образом. Пусть задана некоторая функция от n аргументов, являющаяся суперпозицией ряда функций от n переменных следующего вида:

$$F(x_1, x_2, \dots, x_{n-1}, x_n) = \varphi\{x_n, \varphi_{n-1}[\varphi_2(x_2, \varphi_2(x))]\},$$

т. е. имеется последовательность функций f_1, f_2, \dots, f_n . Причем каждая из функций f_k ($k = 2, \dots, n$) имеет вид:

$$f_k = \varphi_k(x_k, f_{k-1}).$$

Эти функции монотонно-рекурсивные, т. е. каждая из функций φ_{k+1} является строго монотонно возрастающей по величине φ_k . Совокупность величин (x_1, x_2, \dots, x_n) из области определения функции F будем называть траекториями.

Траектории соответствуют различным схемам соединения агрегатов на всех КС, частоте вращения вала ГПА и другим факторам, т. е. «управлениям» на КС. Так как на каждом этапе происходит последовательное отбрасывание вариантов, то время расчета примерно в арифметической прогрессии от числа n , а не в геометрической, как было бы в случае перебора всех возможных вариантов. При определении оптимального режима работы магистрального газопровода в целом так же, как и при выборе оптимальных управлений одного расчетного звена газопровода, функцией, которую нужно минимизировать, является функция, выражающая общие затраты, которые в общем случае зависят от суммы затрат мощности по отдельным КС газопровода на перекачку газа.

Если буквой x_1 обозначить вариант режима работы по первому расчетному звену газопровода, буквой x_2 — по второму расчетному

звену, буквой x_n — по последнему звену и буквой N — затраты мощности по всему газопроводу, то получаем:

$$N(x_1, \dots, x_n) = N_1(x_1) + N_2(x_2) + \dots + N_k(x_k) + \dots + N_n(x_n);$$

$$N(x_1, \dots, x_n) = F(x_1, \dots, x_n);$$

$$\Phi_1(x_1) = N(x_1); \quad \Phi_2[x_2\Phi_1(x_1)] = N_1(x_1) + N_2(x_2);$$

$$\Phi_n\{x_n, \Phi_{n-1}[x_{n-1}, \dots, \Phi_2(x_2\Phi_1(x_1))] \dots\} = N_1(x_1) + \dots + N_n(x_n).$$

Как видно из приведенных зависимостей, затраты мощности N по газопроводу также являются монотонно-рекурсивной функцией.

Общая структура алгоритма для нахождения минимума монотонно-рекурсивной функции (в данном случае затрат мощности на перекачку газа) может быть выражена следующим образом:

принимаются, рассчитываются и сопоставляются различные варианты первого расчетного звена. Из сравниваемых вариантов ЭЦВМ запоминает информацию в более перспективном варианте, т. е. варианте, имеющем меньше затраты мощности;

перспективные варианты первого расчетного звена продолжаютя всеми возможными вариантами второго расчетного звена. Затем сопоставляются все варианты сочетаний первого и второго расчетных звеньев. Запоминается информация о более перспективных сочетаниях расчетного звена. Аналогичным образом выполняется расчет следующих участков.

В результате последовательного решения всех расчетных звеньев определяются технические решения, обеспечивающие минимальные затраты мощности на перекачку газа по магистральному газопроводу.

Недостаток динамического программирования состоит в том, что при формулировке задач в терминах динамического программирования часто возникают затруднения, связанные с большим временем счета и повышенными требованиями к памяти ЭВМ. В отличие от линейного программирования, где симплекс-метод универсален, в динамическом программировании отсутствует общий алгоритм, пригодный для всех задач. Каждая из них имеет свои трудности, и в каждом случае требуется найти наиболее подходящую методику оптимизации. В связи с этим основная часть предлагаемого алгоритма — это логико-комбинаторный или эвристический блок, формирующий последовательность перебора вариантов из технологических соображений.

На каждом этапе многократно повторяется гидравлический расчет при различных управлениях на КС.

Стационарный режим газопередачи по магистральным газопроводам и компрессорным станциям описывается с помощью известных алгебраических уравнений (см. гл. 4). Эти уравнения выражают зависимости между значениями давления p_i в узлах системы i , расходом q газа по участку и отбором его Q_i потребителями.

Кроме гидравлического проводится и энергетический расчет работы каждого газоперекачивающего агрегата.

Для развития вариантов принимаем, что в узловых точках, которые являются концами этих участков, давление газа должно принять ряд дискретных значений. Максимальное значение давления не должно превышать минимальной несущей способности труб на расчетном участке за данной расчетной точкой.

Минимальное давление задается с учетом возможного давления всасывания на КС и на входе в ГРС. Принято следующее условие сопоставимости вариантов: лучшим или перспективным вариантом является вариант, имеющий меньшие затраты внутри данного шага разбиения интервала давления.

Если $p_1 = p_2$, $N_1 < N_2$, то вариант $p_1 - N_1$ лучше, и он запоминается.

Порядок расчета при этом следующий. Рассчитываются и сопоставляются различные варианты первого участка. Из сравниваемых вариантов ЭЦВМ запоминает информацию о более перспективном варианте, т. е. варианте, имеющем меньше затраты при том же давлении на выходе.

Перспективные варианты первого участка продолжаютя всеми возможными вариантами второго. Затем сопоставляются все варианты сочетаний первого и второго участков. Запоминается информация о более перспективных сочетаниях обоих участков. Аналогичным образом рассчитываются следующие участки. В результате последовательного решения всех участков определяются технические решения, обеспечивающие минимальные затраты на транспорт газа.

Затраты на транспорт газа, определяющие целевую функцию, в зависимости от используемых коэффициентов могут фигурировать в виде затрат энергии или денег.

Формирование вариантов при расчете происходит за счет перебора схем и варьирования частоты вращения вала компрессорных агрегатов внутри схемы. При нарушении ограничений по величине N_{\max} и помпажу ищется вариант, удовлетворяющий ограничениям программы, за счет индивидуальных изменений относительной частоты вращения вала $\Delta \bar{n}$ отдельных компрессорных агрегатов.

При нарушении технологического ограничения по максимуму давления на выходе КС вариант не отбраковывается, а условно сводится к варианту $p = p_{\max}$, без пересчета затрат мощности на компримирование. Физический смысл этой условности соответствует редуцированию газа как методу регулирования режима.

Блок формирования вариантов работает с учетом специфических особенностей приводов различного типа для каждого ГПА. При просчете конкретной схемы из заданного набора для данной КС исходным является вариант с минимальной относительной частотой вращения вала. Первая проверка результатов расчета проводится на условие $p_i \geq p_{i \min}$. При невыполнении этого условия для каждого ГПА или, по крайней мере, для тех ГПА, где это возможно

при заданном верхнем пределе величины $i_{\text{тах}}$, меняется управление по частоте вращения $n + \Delta n$.

Если для всех ГПА возможности повышения величины n отсутствуют, осуществляется переход к следующему варианту по управлению.

Проводится проверка индивидуально для каждого ГПА по величине $L_{\text{тах}}^{\wedge}$. При нарушении условия $N = s \cdot \text{тах}$ Для ГПА с приводом от агрегата ГТ-700-4 происходит формирование следующего расчетного варианта: с шагом $n - \Delta n$ для ГПА с приводом от двухзальных газовых турбин и для газомотокомпрессоров — с шагом $n - \Delta n$. Для электроприводных ГПА возможность управления изменением частоты вращения исключена, поэтому не рассматривается.

Производится также проверка удаленности от зоны цомпажа по объемному расходу.

Если при переборе всех схем окажется, что на данном расчетном звене (КС) нет ни одного варианта, проходящего по технологическим ограничениям, программа автоматически обрывает расчетную схему на предыдущем звене, считая его последним и обеспечивая на этой основе выдачу результатов по обычной форме.

Число выдаваемых возможных результатов равно произведению $A_i k_{ij}$, где f_{ij} — число заданных значений давления в узле «I», k_{ij} — число интервалов разбиения технологического интервала в последнем n -м узле.

В результате расчета выбираются оптимальные схемы для каждой КС и оптимальные параметры (частота вращения вала) каждого ГПА индивидуально.

Выбор оптимального режима системы Северный Кавказ — Центр, включающий 13 КС, в том числе мпогоцеховые, рассчитывается в течение 7—10 мин.

Эта методика может использоваться для оптимального оперативного планирования режимов газопередачи, определения оптимальных графиков ремонтов и объемов реконструкции (например, увеличения пропускной способности).

Для создания комплексного алгоритма оперативного управления режимами дальнего транспорта газа ключевым вопросом является разработка методики оптимизации при нестационарных режимах, особенно в случае возникновения аварийных ситуаций. Использование методов, рассмотренных в гл. 2—4, позволяет использовать не работу отдельных элементов магистрального газопровода, а процесс нестационарной газопередачи по магистральному газопроводу в целом.

Для управления процессом нестационарной газопередачи разработанные методы могут использоваться в двух направлениях:

для прогнозирования процессов нестационарной газопередачи путем расчетов различных вариантов при условии реализации этих методов на ЭВМ с высоким быстродействием;

для разработки на основе этих методов эффективных способов оптимизации нестационарных режимов по различным критериям.

Совершенствование методов расчета, повышение их эффективности необходимо производить с учетом различных технологических ограничений в процессах дальнего транспорта газа.

Исследование преимуществ и оптимальной области применения каждого из разработанных методов позволит комбинировать их; использование при управлении дальним транспортом газа.

Газоснабжающие системы как объекты оптимального управления подвержены влиянию случайных факторов. Изменения в спросе на газ накладывают на рассматриваемые объекты вероятностный отпечаток. Поэтому проблему управления системами газоснабжения нельзя рассматривать только с детерминированных позиций, хотя вполне приемлем для таких систем декомпозиционный подход, т. е. расчленение задачи на детерминированную и вероятностную части. Прогнозирование возмущающих воздействий, а затем решение проблемы с применением детерминированного подхода, вероятно, будет самым эффективным способом решения данной проблемы.

Долгосрочное прогнозирование необходимо для оценки перспектив развития предприятия в условиях недостаточной определенности и поэтому носит вероятностный характер. Данные прогноза для газотранспортной системы — это предположения о запасах газа, спросе на него, технических возможностях и других технологических характеристиках СДТГ для значительных интервалов времени.

Краткосрочное прогнозирование и планирование основываются на данных долгосрочного прогноза и конкретизируются в виде качественных и количественных показателей, достижение которых — необходимая задача предприятия. Планирование учитывает возможности производства и ведется на конкретные сроки, в зависимости от которых различают следующие виды планирования:

перспективное, совместное с промыслами и потребителями (определяются основные капитальные вложения на развитие производства);

текущее (составление техпромфинплана по транспорту газа, капитальному строительству, труду, себестоимости, материально-техническому снабжению и т. д.).

оперативное (на неделю, декаду) — фактически сводится к выбору оптимального стационарного режима транспорта газа, т. е. задаче, описанной выше.

Сверхкраткосрочное прогнозирование заключается в прогнозировании газопотребления, расчете переходных процессов и прогнозировании режимов газопередачи на часы и сутки вперед. Такое прогнозирование необходимо для определения оптимального момента включения (выключения) компрессорных агрегатов, скважин на промыслах или СПХГ, подключения или ограничения поставок газа для буферных и прочих потребителей.

Для решения перечисленных выше задач на действующей газотранспортной системе необходим большой статистический опыт систематически обобщаемый за счет фактических сведений о режиме.

При разработке системы с адаптацией необходимо ориентироваться на методы, позволяющие систематически обрабатывать поступающие диспетчерские сведения, не ожидая накопления больших массивов информации.

В то же время для оценки дрейфующих параметров (например, коэффициента гидравлического сопротивления) необходимо систематически обновлять начало отсчета.

При увязке алгоритмов в единую систему обработки информации целесообразно исходить из принципов блочности и универсальности. Принцип блочности предполагает создание ряда подпрограмм многократного использования, применяемых в различных программах. Специализированная библиотека подпрограмм позволит значительно упростить создание основных программ и экономить память машины. Принцип универсальности означает, что подпрограммы и программы построены не для конкретной схемы КС или газопровода, а для любых схем, т. е. не требуют переработки при появлении газоперекачивающих агрегатов новых типов, изменения схемы газопроводов в связи с реконструкцией и т. д.

С помощью названной выше библиотеки, дополненной стандартными блоками расчета отдельных параметров системы газопровода и параметров режима (приведенных длин и диаметров, коэффициентов сжимаемости, использования мощности, загрузки и т. д.) можно обеспечить рациональную организацию системы программ для оперативных диспетчерских и технологических расчетов. Эффективность системной организации на основе принципов блочности и универсальности может быть повышена при создании специализированной интерпретирующей системы, которая позволит весьма упростить обращение к подпрограммам и стандартным блокам с помощью псевдокодов.

Проблема выбора наилучшей структуры автоматизированной системы обработки диспетчерских данных заключается в разработке полного перечня алгоритмов и оптимального распределения их среди вычислительных устройств многомашинной системы или в различных видах памяти ЭВМ Центрального диспетчерского пункта.

В качестве конкурирующих вариантов может рассматриваться централизованная обработка данных и система, включающая однородные специализированные ЭВМ на объектах в сочетании с центральной ЭВМ.

Оптимальные структуры строятся с учетом надежности и стоимости их элементов. Стоимость ЭВМ запишем в виде

$$K = \frac{1}{\lambda^r} f(\theta; R; W),$$

где K — стоимость ЭВМ (с учетом эксплуатации); λ — интенсивность отказов; r — коэффициент, характеризующий конструктивную надежность; θ — объем памяти; R — разрядность; W — быстродействие.

Линеаризация разложением в ряд Тейлора дает выражение

$$K = \frac{K_0}{\lambda^r} + \frac{K_\theta}{\lambda^r} \theta + \frac{K_R}{\lambda^r} R + \frac{K_W}{\lambda^r} W,$$

где K^* , K_R , K_W — коэффициенты ряда.

Требуется синтезировать систему, реализующую множество алгоритмов $M = (M_1, M_2, M_3, \dots, M_n)$ таким образом, чтобы каждый из них выполнялся на одном и только одном вычислительном устройстве, причем разбиение должно осуществляться в соответствии с выбранным критерием.

Примем в качестве критерия прибыль S за данный период времени T так, чтобы искомое разбиение максимизировало величину S :

$$S(T) = S_0(T) - K_{\text{ц}} - \sum_j K_j - K_n(T),$$

где $S(T)$ — чистая прибыль; $S_0(T)$ — полная прибыль; $K_{\text{ц}}$ — стоимость центральной ЭВМ; K_j — стоимость j -того периферийного вычислительного устройства на КС; $K_n(T)$ — потери от ненадежности вычислительных устройств.

Так как функция $S_0(T)$ не зависит от структуры системы, то чистая прибыль $S(T)$ достигается при минимуме выражения

$$C = [K_{\text{ц}} + \sum_j K_j - K_n(T)].$$

Раскрывая его, получаем минимизируемый функционал в виде:

$$C = \left[\frac{1}{\lambda^r} (K_0 + K_\theta \max_{M_i \in M_{\text{ц}}} \theta + K_R \max_{M_i \in M_{\text{ц}}} R + K_W \max_{M_i \in M_{\text{ц}}} W) \right]_{\text{ц}} + \sum_j \left[\frac{1}{\lambda^r} (K_\theta + K_\theta \max_{M_j \in (M - M_{\text{ц}})} \theta + K_R \max_{M_j \in (M - M_{\text{ц}})} R + K_W \max_{M_j \in (M - M_{\text{ц}})} W) \right]_j + \sigma_{\text{ц}} T \lambda_{\text{ц}} \frac{M_{\text{ц}}}{M} + \sigma_j T \frac{\sum_j M_j}{M},$$

где $\sigma_{\text{ц}}$, σ_j — стоимость потерь при отказе соответственно центральной ЭВМ и j -того периферийного вычислительного устройства на КС.

Оптимальное разбиение следует искать методом направленного перебора вариантов.

В качестве специализированных вычислительных устройств могут использоваться аналоговые ЭВМ (АВМ). Преимущества их в схемах управления заключаются в том, что сигналы датчиков и команды на управляющие органы являются аналоговыми по форме, следовательно, не требуется цифро-аналоговых преобразователей. Это преимущество имеет место, если АВМ работает непосредственно на объекте, например оптимизирует режим работы КС. В ЦДП информация может поступать только в дискретном виде вследствие удаленности от объекта. Ввиду разнообразия задач, потребности

развитой памяти для хранения диспетчерских и иных сведений, а также программ на ЦДП может работать только ЦВМ или гибридная машина.

Гибридная ЭВМ (или аналого-цифровой комплекс) перспективна для ЦДП вследствие необходимости решать задачи нестационарного движения газа. Эти задачи требуют слишком много времени при расчете их по ЦВМ, но зато практически мгновенно воспроизводятся на аналоговой модели. Преимущества быстрой реализации этих задач на АВМ сводятся на нет необходимостью «настраивать» модель, задавая граничные условия, что требует точности, внимательности и времени, следовательно, усложняет работу диспетчера. Функции управления аналоговой моделью, хранения в памяти и формирования граничных условий могут быть поручены ЦВМ. Связь между ЦВМ (с дискретной информацией) и АВМ (с непрерывной) осуществляется с помощью аналого-цифровых и цифро-аналоговых преобразователей. В так называемых управляющих ЭВМ предусмотрены аналоговые выходы и входы, что облегчает использование их в цифро-аналоговых комплексах.

ЭВМ в ЦДП может использоваться и до установления связи ее с объектом для автоматизации технологических, финансовых и энергетических расчетов, оптимального планирования и т. д.

Работа ЭВМ в системе предполагает организацию обслуживания внешних устройств, сбора первичных данных и диспетчеризации. Для определения основных соотношений функционирования ЭВМ с внешними устройствами в реальном масштабе времени в качестве основного условия сформулируем требование своевременной обработки информации без потери ее на входе.

Предположим, данные в ЭВМ поступают в виде законченных кодограмм, оперативная обработка которых производится сразу же после их ввода и заключается в формировании принятой кодограммы, полном ее контроле и обработке и получении принятой формы машинного документа.

Введем обозначения:

θ_B — объем вычислительной работы (команд по переработке кодограмм);

$T_k L/v$ — время ввода кодограммы, зависящее от скорости v передачи по каналу связи и длины L кодограммы;

$\tau_{эф}$ — эффективное время выполнения команды;

$n_{вп}$ — верхний предел числа одновременно вводимых кодограмм

Тогда основным будет соотношение

$$n_{вп} \tau_{эф} \theta_B - T_k \geq 0.$$

Если левая часть выражения больше нуля, то обработка поступающих данных не может быть гарантирована, т. е. для поступающего потока данных требуется больший объем обработки, чем может дать процессор; если меньше нуля, то обеспечивается обработка данных во всех случаях и эффективность участия ЭВМ в повышении надежности функционирования технологической системы.

Наряду с основными технологическими задачами на базе ЭВМ решается автоматизация неоперативных учетных и расчетных работ, что также имеет большое значение для повышения стабильности работы газотранспортного предприятия, выполнения плановых заданий по функционированию системы. Перечислим основные задачи этого направления.

В основе методики автоматизации планирования и отчетности лежат матричные модели техпромфинплана предприятия, призванного обеспечить увязку основных разделов плава транспорта газа и снабжать органы управления необходимой информацией. При существующих методах разработки техпромфинплана не удастся в полной мере увязать между собой все технико-экономические показатели планов (по товарному газу, материально-техническому снабжению и т. д.) и сбалансировать их с фондом заработной платы; план по прибыли зачастую не соответствует фактическим условиям производства.

В основе матричных моделей лежит система линейных алгебраических уравнений, увязывающих факторы основного и вспомогательного производств, и нормативные коэффициенты. Прежде чем удастся приступить к созданию матричных моделей для газопровода, необходимо провести большую работу по унификации первичной документации, упорядочению потоков экономической информации (в тесной связи с технологической) и разработке нормативных коэффициентов.

Для учета и планирования отпуска газа потребителям производится обработка платежных требований и на основе полученной информации:

оформляется суточный рапорт о выполнении плана реализации, налога с оборота и прибыли;

учитывается реализация газа издержки и энергозатраты;

разрабатывается перспективный план реализации газа.

Автоматизация управления материально-техническим снабжением. Использование ЭВМ в практике материально-технического снабжения способствует уменьшению текущих запасов материалов, снижению степени риска за счет более точного прогнозирования потребности в материалах, увеличению скорости передач и обработки заказов. Характерно, что первые большие системы обработки экономической информации с использованием ЭВМ в США были созданы для переработки данных материально-технического снабжения.

Автоматизация управления материально-техническим снабжением в отрасли и на отдельных предприятиях обеспечивает контроль и планирование всего цикла движения материально-товарных ценностей. Система взаимосвязанных программ по материально-техническому снабжению должна включать:

планирование потребности в материалах для цехов основного и вспомогательного производства в соответствии с планом-графиком работы предприятия;

расчет потребности в материалах и деталях в целом по предприятию;

учет наличия материалов и деталей на основных складах, у подотчетных лиц и в пути;

расчет обеспеченности по материалам и деталям;

составление ведомости материалов, длительное время находящихся без движения;

недельные рапорты по приходу и расходу.

Упрощенная схема решения задачи учета материалов на складах и контроля уровня запасов материалов может быть представлена следующим образом:

Оборот i -того материала:

$$a_i + \sum_{j=0}^{j=l} b_{ij} \sum_{j=0}^{j=k} c_{ij} = d_i,$$

где a_i , d_{ij} — наличие материалов на складе соответственно на первое число отчетного и следующего месяцев; b_{ij} ; c_{ij} — количество i -того материала, поступившего и ушедшего со склада в j -тый раз; l — число поставок материала; k — число его выдач.

Расчет предварительного дефицита:

$$D_i = a_i + \sum_{j=0}^{j=l} b_{ij} - (c_{i\tau} + c_{i\text{сл}});$$

где $c_{i\tau}$, $c_{i\text{сл}}$ — потребность в материалах соответственно в текущем и следующем месяце.

Запас материалов на первое число каждого месяца определяется по формуле

$$z = \frac{d_i}{c_i},$$

где

$$c_i = \frac{c_{i0} + c_{i\text{пр}}/12}{n},$$

c_i — среднесуточная потребность в материалах; c_{i0} — месячная потребность по основному плану; $c_{i\text{пр}}$ — годовая потребность на прочие нужды; n — число дней в месяце.

Кроме перечисленных выше, решаются следующие задачи бухгалтерского учета и технико-экономического планирования:

начисление и расчет заработной платы;

учет кассовых и банковских операций; расчетов с дебиторами, кредиторами и подотчетными лицами, а также основных средств и нормативных затрат.

Итак, на базе совместного использования телемеханической аппаратуры передачи данных и ЭВМ при реализации перечисленных выше программ решается важнейшая задача непрерывного автоматического наблюдения и прогнозирования режимов дальнего транспорта газа, что существенным образом влияет на повышение надежности функционирования СДТГ.

4. ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ АСУ СДТГ

В замкнутом контуре функционирования СДТГ должны взаимодействовать также технологические объекты, такие, как КС, СПХГ, ГРС. линейные участки трубопроводов, а также устройства автоматической защиты, регулирования технологических элементов, средства передачи данных (районная и центральная телемеханика, телетайпная и телефонная связь) и, наконец, счетно-решающие устройства хранения и обработки информации ЭВМ. В дальнейшем для сокращения изложения под термином «технологические подсистемы» будут подразумеваться технологические объекты, а также локальные и агрегатные устройства автоматики и телемеханики на них. Термином «подсистемы управления» назовем техническую базу информационно-управляющих комплексов СДТГ, включающую в себя аппаратуру передачи данных (телемеханику и телетайпную связь), и ЭВМ, функционирующие на разных уровнях иерархии: в районных и центральных диспетчерских пунктах без локальной и агрегатной автоматики.

Автоматизация управления режимами ведет к повышению надежности эксплуатации СДТГ, при этом вопросы надежности газотранспортных систем должны рассматриваться с учетом и анализом свойств и структуры технических средств и структурных технических средств подсистем управления.

Отдельно рассмотрим вопросы оценки надежности технологических подсистем с учетом функционирования технологического контура, контура защиты (локальной автоматики) и надежности подсистемы управления автоматизированной СДТГ.

В функции средств защиты и регулирования технологических подсистем входит своевременное обнаружение отказов в технологических подсистемах и предотвращение аварийных ситуаций, связанных с серьезными неполадками технологического оборудования. Так, при отказах, приведших к остановке компрессорных агрегатов, или при разрывах на линейных участках, когда аварийная ситуация локализуется за счет автоматов закрытия или телеуправляемыми кранами, подсистемы управления должны предотвратить аварии — ситуацию внутри технологической подсистемы.

Если считать отказом в технологической подсистеме, включающей технологическое оборудование (технологический контур) и устройства автоматики (контур защиты), любую вынужденную остановку входящих в нее элементов, то в общее число остановок войдут как остановки, замеченные и санкционируемые контуром защиты с принятием мер для предотвращения развития аварийных ситуаций, так и остановки вследствие аварий, которые контур защиты не сможет предотвратить или локализовать из-за отказов в самом контуре.

Таким образом, все отказы-остановки в технологической подсистеме автоматизированной СДТГ можно разделить на отказы с локализацией аварийных ситуаций и с их развитием.

Соответственно этим двух группам отказов надежность автоматизированных СДТГ целесообразно оценивать по двум критериям: надежности подсистемы в технологическом контуре; надежности технологической подсистемы с учетом надежности средств защиты.

Основное требование, предъявляемое к контуру защиты, — высокая его надежность, так как только при этом условии контур защиты может эффективно выполнять свое назначение. Если бы этот контур, правильно спроектированный и реализованный, обладал абсолютной надежностью, все аварийные ситуации, возникающие в процессе функционирования технологического контура, обнаруживались и локализовывались бы своевременно путем отключения отказавшего элемента. Однако контур защиты, как и любые другие технические системы, имеет определенную конечную надежность. Поэтому рассмотрим влияние контура защиты на функционирование технологической подсистемы автоматизированной СДТГ в целом.

При наличии контура защиты общее число отключений в технологической подсистеме не только не уменьшается, но может даже увеличиться за счет отказов типа «ложное срабатывание» в самой аппаратуре контура защиты. Это означает, что в контуре защиты генерируется без необходимости сигнал на остановку или отключение, а также могут возникнуть такие отказы в контуре защиты, для устранения которых необходимы остановки и отключения технологических элементов. Что же касается аварийных ситуаций, то их число резко уменьшается при наличии контура защиты.

Исходя из основного назначения контура защиты, показателем его эффективности следует считать повышение вероятности безаварийной работы технологической подсистемы СДТГ.

Подробнее рассмотрим методику количественной оценки вероятности безаварийной работы технологических подсистем автоматизированных СДТГ.

Появление признака аварийного состояния на линейной части или КС магистрального газопровода — своего рода запрос, поступающий в контур защиты. При его нормальной работе ответом является отключение с возможным резервированием. Следовательно, в данном случае вероятность отказа контура защиты $P(t)$ — вероятность того, что этот контур за время t не среагирует на поступление запроса и не предотвратит развитие отказа в крупную аварию технологического оборудования. Здесь под вероятностью отказа контура защиты $P(t)$ понимается вероятность его отказа при непрерывном поступлении запросов, так как транспорт газа — это непрерывный технологический процесс. В этом отношении контур защиты технологической подсистемы СДТГ не отличается от любых других систем, работающих непрерывно. Расчет надежности $P(t)$ проводится в нашем случае по формуле

$$P(T) = 1 - \prod_i q_i(t),$$

где $q_i(t)$ — вероятность безотказной работы i -того элемента контура защиты за время t .

Однако в работе контура защиты есть специфика, заключающаяся в эпизодическом поступлении запросов. Эту специфику и следует учитывать при оценке вероятности безаварийной работы автоматизированных СДТГ.

В процессе функционирования технологическая подсистема автоматизированной СДТГ может находиться в следующих состояниях: технологический контур и контур защиты работоспособны; технологический контур работоспособен, отказ в контуре защиты; отказ в контуре защиты с последующим отказом в технологическом контуре;

то же, с одновременным отказом в технологическом контуре; отказ в технологическом контуре с последующим отказом в контуре защиты.

Анализ приведенных состояний показывает, что если пренебречь вероятностью одновременного отказа в контурах, как величины обычно слишком малой, то аварийная ситуация развивается при условии отказа контура защиты и последующего отказа в технологическом контуре.

Авария произойдет в интервале времени $t - t + dt$, если контур защиты отказал в интервале времени $0 - t$, а в пределах времени $t - t + dt$ произойдет отказ в технологическом контуре.

Вероятность отказа в контуре защиты в интервале $0 - t$ описывается уравнением

$$P(t) = \int_0^t f(t) dt,$$

где $f(t)$ — плотность распределения времени работы до отказа в контуре защиты.

Вероятность отказа технологического оборудования в интервале времени $t - t + dt$ равна $f_T(t) dt$, где $f_T(t)$ — плотность распределения времени работы до отказа в технологическом контуре.

Тогда вероятность аварии в интервале dt для j -той подсистемы определяется соотношением

$$P_j(dt) = P(t) f_T(t) dt,$$

а в интервале $0 - \tau$

$$P_j(\tau) = \int_0^{\tau} P(t) f_T(t) dt.$$

Вероятность безаварийной работы j -той подсистемы в том же интервале времени $0 - \tau$ выражается уравнением

$$q_j(\tau) = 1 - P_j(\tau) = 1 - \int_0^{\tau} P(t) f_T(t) dt.$$

При экспоненциальном законе надежности имеем:

$$q(t) = 1 - e^{-\lambda t}.$$

Тогда

$$f_T(t) dt = \lambda_T e^{-\lambda_T t} dt,$$

где λ_T — интенсивность отказов в технологическом контуре.

Уравнение для определения вероятности аварии в j -той подсистеме примет вид

$$P_j(\tau) = 1 - e^{-\lambda_T \tau} - \frac{\lambda_T}{\lambda_T + \lambda_3} [1 - e^{-(\lambda_T + \lambda_3) \tau}], \quad (10.1)$$

где λ_3 — интенсивность отказов в контуре защиты, а вероятность безаварийной работы в той же подсистеме будет определяться уравнением

$$q_i = e^{-\lambda_T \tau} + \frac{\lambda_T}{\lambda_T + \lambda_3} [1 - e^{-(\lambda_T + \lambda_3) \tau}]. \quad (10.2)$$

Численные расчеты на основе формул (10.1), (10.2) показывают, что контур защиты повышает вероятность безаварийной работы даже в том случае, если ее надежность намного ниже надежности технологического контура подсистемы. Контур защиты становится неэффективным и практически не влияет на вероятность безаварийной работы технологической подсистемы автоматизированной СДТГ, если интенсивность его отказов примерно в 30—60 раз выше интенсивности отказов в технологическом контуре.

Однако, если контур защиты малонадежен, он требует частого обслуживания, увеличивается число отключений технологического оборудования, и поэтому такой контур становится экономически малоэффективным.

Полученные формулы дают возможность определить необходимую надежность контура защиты по известной надежности технологического контура и заданной надежности функционирования технологической подсистемы автоматизированной СДТГ при создании и внедрении АСУ газотранспортными предприятиями.

Функциональное назначение подсистемы управления в составе автоматизированной СДТГ сводится, во-первых, к поддержанию оптимального режима функционирования технологических подсистем по критериям системы в целом, во-вторых, к повышению надежности функционирования также системы в целом, т. е. обеспечению газоснабжения потребителей. Этими задачами подсистемы управления и определяются особенности ее работы в двух режимах оперативного обнаружения:

технологических отклонений от оптимального режима и локализация их, т. е. своевременный вывод технологических подсистем на оптимальный режим для предотвращения ущерба от уменьшения подачи газа или увеличения энергозатрат;

аварийных отключений, вызванных функционированием защиты в технологических подсистемах, при этом происходит локализация аварийных ситуаций внутри одной или нескольких СДТГ за счет

пиковых мощностей и перераспределения нагрузки для предотвращения срыва или уменьшения подачи газа потребителям.

Проанализируем надежность функционирования ЭВМ, являющейся основным звеном подсистемы управления, ЭВМ обеспечивает прием, обработку и хранение оперативной и статистической, технологической и экономической информации. В информационном режиме ЭВМ выполняет функции советчика диспетчера, в замкнутом контуре управления должна служить автодиспетчером.

Ввиду непрерывного характера производственного процесса дальнего транспорта газа следует считать, что ЭВМ в замкнутом контуре управления дежурит также непрерывно, т. е., кроме дискретных сеансов обработки диспетчерской информации, должна быть готова в любой момент контролировать состояние системы, реагировать на технологические и аварийные отклонения от планового режима и обеспечивать выдачу справок по стандартным и контрольным запросам.

Таким образом, характер работы ЭВМ, обслуживающей действующую СДТГ, отличается от характера работы ЭВМ, работающих в вычислительном режиме в различных вычислительных центрах и близок к характеру работы управляющих ЭВМ. Этим фактором и определяются повышенные требования к ЭВМ, входящих в состав информационно-управляющих комплексов СДТГ.

При работе ЭВМ в подсистеме управления особенно важно вовремя обнаружить ошибку, так как в этом случае лучше своевременно остановить машину, чем продолжать неправильную обработку данных или решение задачи. Следующая задача — быстро локализовать и устранить причину неправильной работы ЭВМ.

Как известно, существует два основных способа контроля ЭВМ — программный и схемный (аппаратный). Каждый из них имеет свои достоинства и недостатки, каждый требует определенной избыточности: первый — временной, второй — преимущественно аппаратной. Наиболее целесообразно использовать комбинированные методы, т. е. схемно-программный контроль, подвергая программному контролю узлы ЭВМ, не охваченные схемным. При обнаружении неисправности системой схемного контроля для быстрого поиска и локализации ее выгодно использовать программные способы.

Для решения поставленной задачи — определения характеристик надежности ЭЦВМ с программным контролем — используем информационный принцип, суть которого заключается в том, что каждой физической неисправности в машине (отказу, сбою) соответствует ошибка, оказывающая то или иное влияние на параметры объекта или на поведение диспетчера.

При работе ЭЦВМ в составе подсистемы управления СДТГ могут возникнуть внезапные, постепенные и перемежающиеся отказы (сбои). Особую опасность представляют случайные сбои, так как они вызывают искажения в обрабатываемой информации, что ведет к выдаче неверных сигналов. В то же время случайные сбои труднее

обнаружить, поскольку сбившийся элемент восстанавливает свои свойства без вмешательства извне.

Вероятность безотказной работы ЭЦВМ с учетом всех видов отказов выражается уравнением

$$q_{ЭВМ}(t) = P_n(t) P_{п}(t) P_{бс}(t),$$

где $P_n(t)$, $P_{п}(t)$ — вероятности безотказной работы по соответственно неожиданному и постепенным отказам; $P_{бс}(t)$ — вероятность бессбойной работы ЭВМ.

При этом предполагается, что все типы отказов между собой независимы.

Ввиду того, что неожиданные и постепенные отказы поддаются обнаружению методами программного и схемного контроля, рассмотрим определение вероятности $P_{бс}(t)$ бессбойного функционирования ЭЦВМ.

ЭЦВМ как устройство состоит из отдельных блоков и элементов, выполняющих функции запоминания, хранения и переработки информации. Сбой в любом элементе еще не ведет к образованию ошибочного результата. Для возникновения ошибки в окончательном результате, необходимо, чтобы элемент, в котором произошел сбой, был включен в информационную цепь. Если сбой происходит в каком-либо блоке ЭЦВМ, который не используется в момент возникновения сбоя, и при этом элемент восстанавливает свои свойства, то в окончательном результате вычислений ошибки не будет.

Самовосстановление устройства после сбоя можно рассматривать с различных позиций. С аппаратурной точки зрения сбой не является отказом, так как он не связан с повреждением ЭВМ. Поэтому время восстановления можно считать мгновенным или пренебрежимо малым по сравнению с интервалами между сбоями. Однако с точки зрения получения правильного результата сбой является отказом. С точки зрения точности выходного результата достаточно только одного появления сбоя в информационной цепи, причем несущественно, будет ли он затем повторяться в течение времени решения или нет, результат будет неточным.

Проанализируем поток сбоев как случайных событий в ЭВМ. Суммарный поток сбоев образуется наложением сбоев отдельных элементов. Однако на выходе суммарный поток сбоев как бы разрежается, так как на точности результата оказывает влияние только часть событий, как указывалось выше. Суммарный поток сбоев является процессом восстановления с временем восстановления, равным нулю.

Назовем суммарный поток исходным и обозначим в виде $\eta(\Delta)$, а поток, образованный после разрежения, выходящим $\eta'(\Delta)$. Тогда

$$\eta'(\Delta) = L\eta(\Delta),$$

где L — оператор преобразования.

Каждое событие остается в исходном потоке с вероятностью q и выбрасывается из него с вероятностью $P = 1 - q$.

Введем некоторые обозначения и определения.

Функция распределения времени между двумя соседними событиями потока:

$$F(x) = P\{t_{i+1} - t_i < x\} \text{ при } i > 1.$$

Функция распределения между любыми событиями потока:

$$F_n(x) = \int_0^x F_{n-1}(x-z) dF(z).$$

В результате разрежения входящего потока получаем

$$LF(x) = \sum_{n=1}^{\infty} qP^{n-1}F_n(x),$$

так как после разрежения в потоке останутся с вероятностью q соседние по времени поступления события, с вероятностью Pq — события через одно, с вероятностью $P^{n-1}q$ будут пропущены n последовательных событий.

Введем производящую функцию распределения $F(x)$:

$$\varphi(s) = \int_0^{\infty} e^{-sx} dF(x).$$

Производящая функция для преобразованного потока описывается уравнением

$$L\varphi(s) = q \sum_{n=1}^{\infty} P^{n-1} \varphi^n(s). \quad (10.3)$$

Выражение (10.3) представляет сумму убывающей геометрической прогрессии:

$$L\varphi(s) = \frac{q\varphi(s)}{1 - P\varphi(s)}.$$

Пусть исходный поток имеет функцию распределения

$$F(x) = 1 - e^{-\lambda x}$$

и производящую функцию

$$\varphi(s) = \frac{\lambda}{\lambda + s}$$

Тогда для преобразованного потока имеем:

$$L\varphi(s) = \frac{q \frac{\lambda}{\lambda + s}}{1 - P \frac{\lambda}{\lambda + s}} = \frac{\lambda q}{\lambda q + s}.$$

Таким образом, из входящего потока с интенсивностью λ в результате разрежения образуется выходящий поток с интенсивностью λq .

Для ЭЦВМ, состоящей из r блоков, получаем:

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{1q_1} + \lambda_{2q_2} + \dots + \lambda_{rq_r};$$

$$LF(x) = 1 - \exp\left(-\sum_i^r \lambda_i q_i t\right),$$

где q_i — вероятность разрежения входных потоков для i -того блока ЭЦВМ, которая определяется по формуле

$$q_i = \frac{\sum_i^r \Delta t_i}{t}; \quad q_i = 1 - P_i,$$

где Δt_i — время, в течение которого i -тое устройство не включено в информационную цепь; t — полное время функционирования ЭЦВМ.

В результате получаем выражение для потока ошибок на выходе ЭЦВМ

$$q_{сб} = \exp\left(-\sum_i^r \lambda_i q_i t\right)$$

и среднего времени ее бесперебойной работы:

$$T = \int_0^{\infty} q_{сб}(t) dt.$$

5. РАЦИОНАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ДАННЫХ НА ЦЕНТРАЛЬНОМ ДИСПЕТЧЕРСКОМ ПУНКТЕ

Быстрый темп роста научных и технических достижений в газовой промышленности приводит к несоответствию между объемом и характером обрабатываемой информации и используемыми при этом методами принятия решений. Оснащение центральных диспетчерских пунктов вычислительными машинами позволяет решать задачи управления сложными системами транспорта газа с учетом связей и взаимосвязей между различными отраслями народного хозяйства.

Анализ реальных режимных условий и тенденций развития СДТГ, параметров разработанных и разрабатываемых программ к ЭВМ позволяет сделать выводы об общей структуре и требованиях к ЭВМ системы управления СДТГ.

Функции ЭВМ высшего уровня (ОДУ всей страны) — оптимизация длительного управления СДТГ, оперативное планирование оптимальных перетоков газа между управлениями газопроводов, оперативная текущая корректировка этих перетоков и распознавание предаварийных ситуаций в масштабе страны.

Задачи ЭВМ первого уровня (ОДУ районов страны) — оперативное планирование оптимальных режимов и оперативная текущая их корректировка, в особенности в межсистемных перетоках газа, распознавание предаварийных ситуаций в масштабе области действия ОДУ.

Для ЭВМ второго уровня (управления газопроводов) главным являются оперативное управление текущими ситуациями компрессорных станций, распознавание предаварийных ситуаций в масштабе управления, решение задач развития газопроводов управления, координация ввода новых газопроводов методами сетевого планирования с применением автоматизированных систем организации работ.

Основные цели ЭВМ третьего уровня (районные управления) — сбор и переработка информации для оперативного управления текущими режимами компрессорных агрегатов, коррекция характеристик агрегатов по данным их нормальной эксплуатации, распознавание предаварийных ситуаций в масштабе РУ, применение методов сетевого планирования и управления для ускорения капитальных ремонтов и ввода новых агрегатов.

ЭВМ четвертого уровня (компрессорные станции) предназначены для быстрого технического управления текущими рабочими процессами в агрегатах и блоках, координации работы местных автоматических устройств и систем, распознавания предаварийных ситуаций, получения характеристик работающих агрегатов.

При реализации полного алгоритма оптимального управления целесообразно использовать на верхних уровнях цифровые ЭВМ, а на нижних — аналоговые, на первых порах в виде советчика диспетчера.

Рассмотрим некоторые задачи рациональных методов обработки данных диспетчерских служб, сводящиеся к задачам массового обслуживания. Например, выше рассмотрены различные методы прогнозирования, применяемые для задач анализа и синтеза режимов СДТГ. Однако прогноз графиков газопотребления целесообразно производить по свежим данным диспетчерских служб, так как поступающая информация со временем стареет.

Время на обработку каждой сводки газопотребления — в общем случае величина случайная, зависящая от многих причин. Проще всего его принимать соответствующим показательному распределению, что отвечает потребностям практики [10.1].

Задача 1. Рассмотрим центральный диспетчерский пункт магистрального газопровода с n сотрудниками, обслуживающими поток сводок плотности λ . Организация ЦДП такова, что поступающие в систему сводки обслуживаются одновременно k сотрудниками. Конец обслуживания наступает в момент окончания его одним из сотрудников. Если сводка застанет сотрудников занятыми, она становится в очередь и ожидает начала своего обслуживания. Время ожидания $t_{ож}$ — случайная величина и также принимается распределенной по показательному закону со средним значением

параметра $\nu = 1/\bar{t}_{ож}$. По окончании времени ожидания свodka не принимается к обработке.

Определим долю своевременно использованной информации, если ее сразу начинают обрабатывать все операторы.

По [10.2], вероятность того, что сотрудники будут свободны от обслуживания, выражается формулой

$$P_0 = \frac{1}{1 + \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\alpha^k}{\prod_{i=0}^{k-1} (1 + i\beta)}}$$

где

$$\alpha = \frac{\lambda}{\mu^*}; \quad \beta = \frac{\nu}{\mu^*};$$

λ — плотность сводок в единицу времени; $\mu^* = n\mu$, n — число операторов; $\mu = 1/t_{обс}$, $t_{обс}$ — время обслуживания одной свodka оператором ЦДП.

Вероятность отказа от обработки диспетчерских сводок

$$P_{отк} = 1 - \frac{1 - P_0}{\alpha};$$

ЦДП, имеющий $n = 5$ сотрудников, принимает диспетчерские свodka с плотностью λ , равной двум свodkaм в час. Время обработки одной свodka сотрудником $t_{обс}$ составляет 1,25 ч. Среднее время, в течение которого информацию диспетчерской свodka можно использовать, равно 0,5 ч.

Тогда

$$\mu^* = n\mu = n \frac{1}{t_{обс}} = 5 \cdot \frac{1}{1,25} = 4;$$

$$\alpha = \frac{\lambda}{\mu^*} = \frac{2}{4} = 0,5; \quad \beta = \frac{\nu}{\mu^*} = \frac{1}{t_{ож}\mu^*} = \frac{1}{0,5 \cdot 4} = 0,5;$$

$$P_0 = \frac{1}{1 + 0,5 + \frac{0,25}{1,5} + \frac{0,125}{1,5 \cdot 2} + \frac{0,0625}{1,5 \cdot 2 \cdot 2,5} + \dots} \approx 0,6;$$

$$P_{отк} = 1 - \frac{1 - 0,6}{0,5} = 0,2.$$

Таким образом, 80% информации сводок будет использовано, остальная часть пропадает. Повысить использование информации можно либо увеличением числа сотрудников, либо существенным уменьшением времени, необходимого сотруднику на обработку каждой свodka, за счет механизации труда.

Задача 2. ЦДП оснащен цифровой вычислительной машиной. ЭЦВМ имеет память для хранения поступающей информации. Если очередная группа сводок застаивает всю память занятой, то свodka не обслуживаются. В этом случае ЦДП можно рассматривать как систему массового обслуживания с ограниченной длиной очереди.

Тогда, по [10.2], вероятность того, что в системе нет ни одной свodka, выражается формулой

$$P_0 = \frac{1}{\sum_{k=0}^n \frac{\alpha^k}{k! (1 + \beta)^k} + \frac{\alpha^n}{n! (1 + \beta)^n} \sum_{s=1}^m \frac{\alpha^s}{\prod_{m=1}^s [n + (n + m)\beta]}}$$

где k — число сводок в системе; n — число одновременно обрабатываемых сводок ($k \leq n$); m — наибольшее число сводок в памяти ЦВМ, после которого очередная свodka теряется.

Вероятность того, что свodka не будут обработаны диспетчерами,

$$P_{отк} = \frac{\alpha - n + \sum_{k=0}^{n-1} (n - k) P_k}{\alpha}$$

Пусть ЦДП с ЦВМ обрабатывает свodka, поступающие со средней плотностью λ , равной 10 свodkaм в час.

Сложность обработки каждой свodka разная; принято, что время обработки случайно и распределено по показательному закону с параметром $\mu = 1/t_{обс} = 10$ сводок в час. ЦВМ имеет память для хранения ($m = 5$) сводок. Одновременно обрабатываются ($n = 2$) свodka. Со временем поступившая информация свodka теряет свою ценность и в среднем через 1 ч после поступления становится ненужной. Определим процент потери информации из-за несвоевременности ее обработки:

$$\alpha = \frac{\lambda}{\mu} = \frac{10}{10} = 1; \quad \beta = \frac{\nu}{\mu} = \frac{1}{1 \cdot 10} = 0,1;$$

$$P_0 = \frac{1}{A}; \quad A = 1 + \frac{1}{1 + 0,1} + \frac{1}{2! (1 + 0,1)^2} + \frac{1^2}{2 (1,1)^2} \left[\frac{1}{(2 + 3 \cdot 0,1)} + \frac{1^2}{(2 + 3 \cdot 0,1)(1 + 4 \cdot 0,1)} + \frac{1^3}{(2 + 3 \cdot 0,1)(2 + 4 \cdot 0,1)(2 + 5 \cdot 0,1)} + \frac{1^4}{(2 + 3 \cdot 0,1)(2 + 4 \cdot 0,1)(2 + 5 \cdot 0,1)(2 + 6 \cdot 0,1)} + \frac{1^5}{(2 + 3 \cdot 0,1)(2 + 4 \cdot 0,1)(2 + 5 \cdot 0,1)(2 + 6 \cdot 0,1)(2 + 7 \cdot 0,1)} \right] \approx 2,6;$$

$$P_0 = \frac{1}{2,6} = 0,38; \quad P_1 = \frac{1}{1,1} = 0,35;$$

$$P_{отк} = \frac{1 - 2 + 2P_0 + P_1}{1} = \frac{1 - 2 + 0,76 + 0,35}{1} = 0,11.$$

Таким образом, около 11% информации диспетчерских сводок будет потеряно из-за того, что ЦВМ не может своевременно ее обработать.

Задача 3. Оценим объем информации сводок, который не будет использован для решения вариантов задач анализа режимов транспорта газа при увеличении объемов поступающей информации вследствие расширения трубопроводной системы. Существующую систему трубопроводов анализируют с помощью аналоговых машин, производя расчеты режимов по заданному алгоритму в зависимости

от поступающей информации. Информация со временем теряет свое значение и спустя время $t_{ож}$ считается негодной, а задача решается заново с использованием новой информации. Время решения задач случайное и подчиняется показательному закону.

Вероятность отказа в обслуживании поступившей информации описывается уравнением

$$P_{отк} = \frac{\alpha - n + \sum_{k=0}^{n-1} (n-k) P_k}{\alpha}$$

Вероятность P_0 та же, что и для задачи 2.

Пусть на АВМ поступает информация с плотностью λ , равной 2 инф/мин. Если АВМ занята, информация дожидается ее освобождения в течение времени $t_{ож} = 5$ мин; $\mu = 0,5$ инф/мин. Объем поступающей информации возрастает на 60%.

Увеличение объема информации можно компенсировать увеличением числа АВМ или повышением их быстродействия.

Стоимость одной АВМ равна $C = 100$ единиц. Стоимость увеличения быстродействия обусловлена зависимостью

$$C(t) = 100 \frac{2 - t_{обс}}{t_{обс}}$$

Определяем:

$$\alpha = \frac{\lambda}{\mu} = \frac{0,2}{0,5} = 4;$$

$$\beta = \frac{V}{\mu} = \frac{1}{t_{от}\mu} = \frac{1}{5 \cdot 0,5} = 0,4.$$

$$P_{отк} = \frac{4 - 1 + P_0}{4}; \quad P_0 \approx 0,04; \quad P_{отк} \approx 0,75.$$

Рассчитаем, как будут меняться потери информации с увеличением числа АВМ ($n = 1, 2, 3$):

n	1	2	3
$P_{отк}, \%$	75	51	37

Видно, что для уменьшения потерь до 40% необходимо увеличить число АВМ до 3. В этом случае $\sum C = 200$ единиц. Согласно расчетам при учете возможности повышения производительности АВМ (рис. 10.1) для $P_{отк} = 40\%$ время $t_{обс}$ не должно быть более 0,88 мин. Тогда

$$\sum C = 100 \cdot \frac{2 - 0,88}{0,88} = 127,3 \text{ единицы и } n = 2.$$

Таким образом, целесообразнее усовершенствовать конструкцию АВМ.

Задача 4. ЦДП проводит расчеты режимов нескольких управлений магистральных газопроводов страны. Так как оперативные

расчеты имеет смысл проводить по свежим диспетчерским данным, поступающая информация стареет и сохраняет определенную достоверность в течение времени $T = 10$ ч.

Плотности поступления заказов λ равны двум в час. ЦДП оснащен ЭВМ «Днепр» со временем расчета оптимального режима, равным 5 ч, и БЭСМ-3 с временем расчета 1 ч. Предлагаем, что это время колеблется в некоторых пределах по показательному закону. При этом для «Днепра» $\mu_1 = 1/5 = 0,2$ 1/ч; для БЭСМ-3М $\mu_2 = 1/1 = 1$ 1/ч.

Данная задача сводится к системе массового обслуживания, состоящей из приборов разной производительности [10.2].

Вероятность того, что обе машины свободны от расчетов, можно найти по формуле

$$P_0^{-1} = \frac{1}{n! \prod_{i=1}^n \frac{\mu_i}{\lambda^n}} \left[\sum_{j=0}^n (n-j)! \sum_{C_{n-j}} \frac{\mu_{k_1} \mu_{k_2} \dots \mu_{k(n-j)}}{\lambda^{n-j}} + \sum_{j=n+1}^{\infty} \left(\sum_{i=1}^n \frac{\mu_i}{\lambda} \right)^{n-j} \prod_{k=1}^{j-n} \left(1 - e^{-\frac{T}{k} \sum_{i=1}^n \mu_i} \right) \right].$$

Подставляя значение P_0^{-1} при $n = 2$, получаем:

$$P_0^{-1} = \frac{1}{2 \cdot \frac{0,2 \cdot 1}{4}} 2 \left(\frac{0,2 \cdot 1}{4} \right) + \left(\frac{0,2}{2} + \frac{1}{2} \right) + \left(\frac{0,2+1}{2} \right) \left(1 - e^{-\frac{10}{1} (0,2+1)} \right) + \left(\frac{0,2+1}{2} \right)^2 \left(1 - e^{-\frac{10}{1} (0,2+1)} \right) \left(1 - e^{-\frac{10}{2} (0,2+1)} \right) + \left(\frac{0,2+1}{2} \right)^3 \left(1 - e^{-\frac{10}{1} (0,2+1)} \right) \left(1 - e^{-\frac{10}{2} (0,2+1)} \right) \times \left(1 - e^{-\frac{10}{3} (0,2+1)} \right) + \dots \approx 24; \text{ тогда } P_0 = \frac{1}{24} \approx 0,05,$$

т. е. 5% времени обе ЦВМ будут свободны от расчетов.

Вероятность того, что одна ЦВМ работает, а другая свободна, рассчитывается по выражению

$$P_1 = \frac{1}{2 \frac{\mu_1 \mu_2}{\lambda^2}} \cdot \frac{\mu_1 + \mu_2}{\lambda} P_0 \approx 0,3.$$

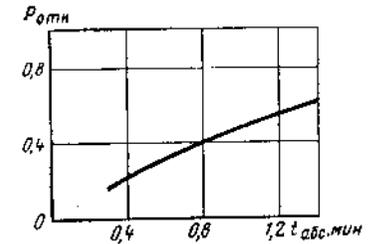


Рис. 10.1. Зависимость вероятности отказа от времени обслуживания для АВМ [10.2].

Вероятность того, что обе машины будут работать одновременно, можно найти по формуле

$$P_2 = \frac{P_0}{2 \frac{\mu_1 \mu_2}{\lambda^2}} = 0,5.$$

Вероятность того, что поступившие данные для расчетов не будут сразу же использованы в том случае, когда обе машины загружены расчетами, выражается уравнением

$$P_{\text{загр}} = 1 - P_0 - P_1 = 0,65.$$

Следовательно, две трети информации некоторое время будут дожидаться начала обработки,

6. ВОПРОСЫ ПОСТРОЕНИЯ ПОЛНОГО АЛГОРИТМА УПРАВЛЕНИЯ СДТГ

СДТГ и особенно ЕСГ относятся к большим сложным системам, характеризующимся значительным объемом переменных, параметров, связей и управляющих воздействий.

Даже применение современной быстродействующей вычислительной техники не всегда дает возможность учесть все количественные характеристики происходящих в СДТГ процессов, связей и ограничений как по горизонтали, так и по вертикали.

Под ЕСГ понимается системная совокупность локальных СДТГ, включающих в себя газодобывающие предприятия (ГДП), магистральные газопроводы с КС, ГРС и комплексы других инженерных сооружений на них, распределительных сетей (РС), транзитные межсистемные переемы, подземные хранилища, резервные установки сжиженного природного газа (СПГ), резервные топливные установки у его потребителей.

СДТГ и ЕСГ как большие искусственные системы имеют две стороны, два взаимосвязанных класса систем: технические и экономические.

Для технических систем характерно следующее:

их объединяющие основные связи выступают непосредственно как материальные и энергетические;

известны достаточно точно математические выражения тех физических законов, которые определяют основные явления и процессы, происходящие в системах;

человек в функционировании таких систем выступает в основном как контролер (оператор) управляющей части системы. СДТГ и ЕСГ Как большие технические системы исследуются под углом зрения оперативного управления их технологическими процессами (режимами).

Для экономических систем объединяющие связи:

выступают преимущественно в виде информационных, создаваемых коллективами в процессе их трудовой деятельности;

могут быть лишь приближенно выражены математически, ввиду активной деятельности человека в управляемой и управляющей частях системы.

Развитие систем энергетики подчинено объективным законам (тенденциям) развития народного хозяйства в целом. С этих позиций стратегию развития больших систем в энергетике надо считать однозначной в той мере, в какой она подчинена действию объективных законов развития человеческого общества и его производительных сил. Но в таком однозначном направлении развития большие системы в энергетике, в том числе и прежде всего ЕСГ, подвержены существенному воздействию объективных и субъективных случайных событий.

В этом проявляется двойственность природы больших систем в энергетике, причем наиболее наглядно часто выступает влияние на их развитие случайных событий (внешних связей).

Совокупные дополнительные специфические свойства больших систем в энергетике делятся на три группы, глобально характеризующие их свойства,— качественные, топологические, развития.

Сами же эти свойства, которые в значительной части присущи СДГ и ЕСГ, формируются Л. А. Мелентьевым следующим образом:

многочисленность внешних связей в смысле всеобщего использования конечной продукции этих систем в народном хозяйстве;

активность внешних связей в смысле воздействия энергетики и особенно электрификации и газификации на технологические процессы и в целом на темпы развития народного хозяйства;

существенность внутренних взаимосвязей больших систем в энергетике, определяемая почти полной технически возможной взаимозаменяемостью производимой продукции;

материальность основных внутренних взаимосвязей, выступающих в виде электропроводных и трубопроводных систем;

особая территориальная глобальность в смысле превращения основных систем в единые системы страны (например ЕСГ, ЕЭС — Единая энергетическая система) или группы стран;

особая сложность структуры;

особо высокая размерность элементов и связей. Это свойство, как и предыдущее, определяется глобальностью системы, всеобщностью их связей и взаимозаменяемостью продукции;

непрерывность развития во времени, вследствие тесной, а часто неразрывной связи процессов производства, распределения и потребления вырабатываемой продукции;

динамичность развития в смысле существенности, влияния последствий на это развитие;

экономическая устойчивость развития в смысле наличия совокупности различных структур (состояний) системы, отличающихся друг от друга по величине необходимых денежных затрат на их

развитие существенно меньше, чем возможная погрешность исходной информации о размере этих затрат;

дискретность развития основных элементов и связей, в основном в силу применения стандартных типов оборудования.

Л. А. Мелептьев подчеркивает сложность структурных свойств больших систем в энергетике и в этой связи различает постановку двух задач:

изучение структурных свойств практически уже существующей системы для разумного разделения ее на отдельные подсистемы с целью создания наиболее рационального управления и более точного описания технологических процессов, происходящих в системе (задача оперативного управления системой);

создание наиболее обоснованной перспективной иерархической структуры управляемой и управляющих систем (более общая задача управления развитием системы в многолетнем разрезе).

В первом случае исследуются структурные свойства действующих локальных СДГ и ЕСГ, во втором — генеральная схема развития газовой промышленности и газификации СССР до 1980—2000 гг.

Для топливно-энергетического хозяйства как для большой системы и его важнейшей подсистемы — газовой промышленности возникает проблема конструирования научной системы управления. Это уже сейчас требует решения нескольких неотложных проблем:

структуры управления (синтеза систем и подсистем). Это вопрос уровня ответственности и характера решений, которые должен принимать руководитель каждого звена иерархической лестницы управления. Теория обратной связи показывает, что запаздывание в принятии решения или принятые решения по устаревшей информации о состоянии объекта управления приводят к неустойчивости системы, граничащей нередко с аварийной ситуацией;

сбора и обработки информации; практический аспект: проблема линий связи, кодирование, обучение персонала; научный аспект: выяснение объема информации, необходимой для принятия решения, и выработка методов ее обработки;

надежности и резервов; в эпоху научно-технической революции надежность функционирования сложных технических и экономических систем превращается в проблему номер один. Управление в любых системах осуществляется за счет либо перераспределения ресурсов, либо резервов. Резервы всегда необходимы. Но какой должен быть их объем — это вопрос сложный и требующий глубоких исследований. Маневр ресурсами возможен лишь при условии, что предложения всегда превосходят спрос. Вопрос о разумном объеме резерва — одна из проблем современной науки.

Современная СДТГ — сложный многосвязный комплекс объектов с нелинейными характеристиками, распределенными параметрами и неполной информацией. Системы управления объектами СДТГ имеют характер эродических систем (однородных в статистическом смысле), причем роль человека в управлении все еще продолжает оставаться значительной.

В общем виде динамика функционирования (управления) СДТГ описывается нелинейными дифференциальными уравнениями вида

$$\frac{\partial \bar{r}}{\partial t} = f\left(x, y, z, t, \bar{r}, \frac{\partial \bar{r}}{\partial x}, \frac{\partial \bar{r}}{\partial y}, \frac{\partial \bar{r}}{\partial z}, \frac{\partial^2 \bar{r}}{\partial x^2}, \frac{\partial^2 \bar{r}}{\partial y^2}, \frac{\partial^2 \bar{r}}{\partial z^2}, \bar{u}_1, \bar{u}_2, \bar{u}_3, \bar{h}\right), \quad (10.4)$$

где \bar{r} — вектор-функция скалярных аргументов (например Q, P и т. д.), характеризующая состояние СДТГ; $\bar{u}_1(t)$ — управляющие воздействия во времени; $\bar{u}_2(t)$ — управляющие воздействия в функции координат физического пространства; $\bar{u}_3(t)$ — управляющие воздействия, обеспечивающие предельное состояние, динамику процесса; \bar{h} — случайная вектор-функция, функция ненадежности (в нее могут входить функционалы надежности изменения нагрузок и др.).

Система, описываемая уравнением (10.4), будет определенной при задании начальных и краевых условий, получаемых по нормативным данным, определенным из опыта эксплуатации:

$$\bar{r}(s, 0) \in D[\bar{r}(t)];$$

$$\bar{r}(s, t) = \left(a \frac{\partial \bar{r}}{\partial n} \Big|_{\Gamma} \div b \bar{r} \Big|_{\Gamma} \right) \in D[\bar{r}(t)],$$

где s — точки области управления D с ограничениями по поверхности Γ ; a, b — известные функции s во времени t .

Так как установки регуляторов (или диспетчерские команды при реализации управляющих воздействий) имеют определенные пределы, на управления наложены ограничения:

$$\bar{u} \in D(\bar{u}),$$

где $D(\bar{u})$ — область допустимых решений в пространстве управлений.

Для получения решения часто можно использовать интегральный критерий оптимизации

$$\int_0^t M\{\Phi\} dt, \quad (10.5)$$

где

$$M\{\Phi\} = \int \Phi[s, t, \bar{r}(s, t), \bar{u}_1, \bar{u}_2, \bar{u}_3, \bar{h}] P(\bar{h}) dD(\bar{h})$$

является ожидаемым значением целевой функции; $P(\bar{h})$ — априорная плотность вероятности; $dD(\bar{h})$ — дифференциал области изменения надежности.

Максимизация функционала (10.5) может иметь смысл или обеспечения наибольшей пропускной способности СДТГ или наименьших расчетных затрат при заданных ограничениях.

Задача оптимизации СДТГ состоит в том, чтобы, меняя во времени установки управляющих органов, добиваться минимума функционала в точке $\delta \in d \subset D$.

$$\Phi = \sum_{\mu=1}^{\tau} \int \int [r^*(\delta) - \bar{r}(s, \tau_{\mu})]^2 ds.$$

Критериями управления в настоящее время принимается среднеквадратичный, характеризующий отклонение истинного режима от заданного, и энергетический (энерго-экономический или стоимостной).

Влияние случайных вектор-функций, таких, как отказы, сбои, аварийные ситуации, аварии и случайные пики нагрузки в СДТГ, еще недостаточно учитываются в выработке решений по управлению и управляющих воздействий.

Экономический смысл решения задачи с энергетическим критерием заключается пока только в обеспечении плановых заданий добычи, транспорта и распределения газа с минимальными эксплуатационными затратами и только с позиций СДТГ, а не на основе народнохозяйственной эффективности и без учета ущерба от недопуска газа в период аварий и аварийных ситуаций в СДТГ.

Частная задача, решаемая на первом этапе, проектирования и создания ЕСГ, — создание комплекса организационных структур, централизация и специализация ремонтной службы.

Поскольку на любую операцию по добыче, транспорту и распределению газа выделяются ресурсы (трубы, ГПА, оборудование, приборы и т. д.), любое решение — это выбор из множества возможных распределений ресурсов, а реализация решений — это переход СДТГ в последовательность или ряд новых состояний в процессе достижения цели.

Для осуществления любой операции весьма важно влияние окружающей среды. Температура окружающего воздуха, сбои и отказы в других системах топливно-энергетического хозяйства и тому подобные факторы оказывают самое разнообразное влияние на функционирование СДТГ, особенно на ее управляемую часть, каналы передачи информации. Это так называемые внешние помехи управления СДТГ.

Любая СДТГ располагает для проведения операций определенным количеством ресурсов. К ним относятся денежные и материальные средства, энергия, оборудование, оборотные фонды, люди и время. В газоснабжении, как, впрочем, и в других сложных системах, время — безусловно важнейший ресурс.

Процесс принятия решения состоит из двух основных актов: оценки состояния управляемой системы и среды и собственно принятия решения (осуществляется как результат проверки соответствия — сопоставления сложившегося представления для осуществления операции).

Решение перед началом операции, в данном случае задание на

проектирование, технико-экономическое обоснование (ТЭО) или проект СДТГ, — не "что иное, как план операции.

В зависимости от степени информированности органа управления о среде и параметрах управляемой системы решения в управлении СДТГ классифицируются следующим образом:

решения в условиях определенности, т. е. факторы системы и среды известны и процедура в случае формализации сводится, как правило, к математическому программированию — линейному, нелинейному, динамическому (велико число стратегий, т. е. способов использования ресурсов);

решения в условиях риска, когда факторы среды и изменения свойств СДТГ заданы вероятностными характеристиками априори. В этом случае возможно применение математического программирования в стохастическом варианте и других статистических методов при достаточном числе данных для определения вероятности появления каждого из них;

решения в условиях неопределенности, когда статистические характеристики факторов среды и условия выполнения операции неизвестны или не имеют смысла (когда нет способа определить вероятность состояний). Это наиболее сложный случай принятия решений. Здесь могут быть неясны не только способы оптимального, но и просто более или менее разумного поведения.

Процесс принятия решений состоит из трех основных частей: прогнозирования;

оценки (когда рассматриваются различные противоречивые цели); критерия принятия решения.

Для СДТГ целесообразно использовать иерархический принцип построения решений и получать обобщенные критерии эффективности (чаще это энергоэкономические характеристики) по подсистемам: ГДП, МГ, КС, ПХГ и т. д.

Полный алгоритм управления СДГ включает в себя:

а-алгоритм оперативного диспетчерского управления с прогнозированием оптимальных режимов СДТГ на очередной суточный цикл при одновременной оперативной оптимизации предыдущего прогноза в реальном масштабе времени с учетом непредвиденных отклонений и выдачей управляющих воздействий (команд управления);

jj-алгоритм длительного диспетчерского управления с оптимальным прогнозированием на большой период времени (декаду, месяц, квартал, год) режима СДТГ, включая режимы ее подсистем — (ГДП, МГ, КС, ПХГ, РС), графики и балансы ТОПЛИВО-, энерго- и газоснабжения, а также ограничения при оптимизации текущего режима от недели к неделе;

у-алгоритм анализа надежности или организационно-технических мероприятий (ОТМ) по поддержанию задания уровня надежности, обнаружения событий (нарушения нормального функционирования), прогнозирования и предотвращения аварийных ситуаций, принятия решений в аварийных ситуациях в элементах, подсистемах,

системе дальнего газоснабжения, включая и системы управления СДТГ;

η-алгоритм управления развитием (прогнозирования развития) СДТГ с применением теории графов (сетового планирования), прогностики и ЭВМ;

μ-алгоритм статистического уточнения характеристик объектов СДТГ, отчетности, управления материально-техническим снабжением и учетом на основе применения экономико-математических методов и ЭВМ;

ν-алгоритм инженерно-психологической оценки при разработке и управлении СДТГ и др.

Минимизирующий функционал оптимального управления можно представить в виде

$$S = \sum_{i < 0}^{\infty} f_i(\alpha, \beta, \gamma, \eta, \mu, \nu, \dots)$$

при ограничениях локального и интегрального типов по уровням иерархии управлений.

Анализ реальных режимных условий и тенденций развития СДТГ (проектирования, строительства, эксплуатации), параметров разработанных и разрабатываемых программ для ЭВМ позволит в последующем наметить общие требования к АСУ и, в частности, к ЭВМ, которые должны быть разработаны и внедрены применительно к решению проблемы газоснабжения на основе системного анализа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

К главе 1

- И. Смирнов А. С., Ширковский А. И. Транспорт и хранение газа. М., Гостоптехиздат, 1962. 392 с.
- 1.2. Яблонский В. С., Белоусов В. Д. Проектирование нефтегазопроводов. М., Гостоптехиздат, 1959. 292 с.
- 1.3. Яблонский В. С. Краткий курс технической гидромеханики. М., Физматгиз, 1961. 355 с.
- 1.4. Черников В. И., Галиуллин З. Т. Новые методы Проектирования газонефтепроводов. М., Гостоптехиздат, 1964. 132 с.
- 1.5. Александров А. В., Бериан Р. Я., Яковлев Е. И. Выбор оптимального режима эксплуатации сложной системы дальнего транспорта газа с использованием ЭВМ. М., изд. ВНИИЗГазпром, 1970. 91 с.
- 1.6. Александров А. В. и др. К вопросу о выборе параметров систем дальнего транспорта больших потоков газа. — «Транспорт и хранение газа». М., изд. ВНИИЗГазпром, 1969, № 8, с. 3—17.
- 1.7. Александров А. В. Вопросы теории и практики проектирования и эксплуатации систем дальнего транспорта газа. — XI Газовый конгресс. М., изд. ВНИИЗГазпром, 1970. 24 с.

К главе 2

- 2.1. Чарный И. А. Неустановившиеся движения реальной жидкости в трубах. М., Гостехтеориздат, 1951. 223 с.
- 2.2. Чарный И. А. Основы газовой динамики. М., Гостоптехиздат, 1961. 200 с.
- 2.3. Гладких Л. А., Хачатурян С. А. Вибрации в трубопроводах и методы их устранения. М., Машгиз, 1959. 243 с.
- 2.4. Бергерон М. Л. От гидравлического удара до электрического разряда. М., Физматгиз, 1959. 348 с.
- 2.5. Лейбензон А. С. Руководство по нефтепромысловой механике, ч. I. М.—Л., Гостехиздат, 1931. 352 с.
- 2.6. Черников В. И. и др. Некоторые вопросы проектирования магистральных газопроводов. — В кн.: Развитие газовой промышленности СССР. М., Гостоптехиздат, 1960, с. 257—293.
- 2.7. Ходанович И. Е. и др. Изучение закономерностей изменения давления и расхода газа по длине газопровода при нестационарном движении. — «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та газовой промышленности», 1961, вып. 13/21, с. 3—26.
- 2.8. Ходанович И. Е. и др. результаты исследования аварийных режимов газопроводов на линейной электромодели. — «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та газовой промышленности», 1967, вып. 29/37, с. 61—85.
- 2.9. Темпель Ф. Г., Ходанович И. Е. О расчете магистрального газопровода при условии нестационарности режима газопередачи. — «Газовая промышленность», 1959, № 2, с. 49—54.
- 2.10. Темпель Ф. Г. Механика газовых потоков в трубах. Л., «Недра», 1972. 213 с.
- 2.11. Галиуллин З. Т., Черников В. И. Некоторые вопросы неустановившегося движения газа в трубопроводах. — Известия вузов «Нефть и газ», 1960, ЛИ 12, с. 113—120.

- 2.12. Галиуллин З. Т. и др. Нестационарное движение газа в кольцевом газопроводе высокого давления. — «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та газовой промышленности», 1967, вып. 29/37, с. 17—23.
- 2.13. Бабаджанян Г. А. Движение газа в длинном газопроводе при переменном расходе на конце трубы. — Известия вузов «Нефть и газ», 1961, № 1, с. 99-103.
- 2.14. Дошешал Ш. О влиянии центробежного насоса на неустановившееся движение в трубах. — Известия вузов «Нефть и газ», 1959, № 8, с. 71—77.
- 2.15. Городецкий В. И. К теории одномерного напорного неустановившегося движения газа в трубопроводах большой протяженности. — «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та газовой промышленности», 1959, вып. 5/13, с. 244—250.
- 2.16. Синельникова О. Л. Изменение давления в магистральной газопроводе при неустановившемся течении газа. — «Газовая промышленность», 1959, № 5, с. 48—50.
- 2.17. Мовсосян Л. М. О неустановившемся движении сжимаемой жидкости в длинных трубопроводах. — «Инженерно-физический журнал», 1961, № 1, с. 22-26.
- 2.18. Седов Л. И. Методы подобия и размерности в механике. М., «Наука», 1967. 428 с.
- 2.19. Станюкович К. П. Неустановившиеся движения сплошной среды. М., «Наука», 1971. 854 с.
- 2.20. Александров А. В. и др. Теоретические основы расчета и оптимизации нестационарных режимов загрузки магистральных газопроводов на ЭВМ. — «Газовая промышленность», 1967, № 5, с. 28—29.
- 2.21. Асатурян А. М., Галиуллин З. Т., Черникия В. И. О неустановившихся движениях газа в трубопроводах. — Известия вузов «Нефть и газ», 1961, № 10, с. 75—80.
- 2.22. Минский Е. М., Максимов Ю. И. Применение ЭВМ для расчетов некоторых случаев нестационарного движения газов по магистральным газопроводам. — «Газовая промышленность», 1961, № 9, с. 46—50.
- 2.23. Минский Е. М., Максимов Ю. И. К методике решения задач нестационарного движения газа в трубах на ЭВМ. — «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та газовой промышленности», 1961, вып. 13/21, с. 27—38.
- 2.24. Минский Е. М., Максимов Ю. И. О расчете нестационарного течения газа по линейным участкам магистрального газопровода с расположенными между ними компрессорными станциями. — «Газовая промышленность», 1964, № 12, с. 37—40.
- 2.25. Александров А. В. и др. Использование ЭВМ для экспресс-расчетов нестационарных режимов работы магистральных газопроводов. — «Газовая промышленность», 1965, № 4, с. 35—40.
- 2.26. Васильев О. В., Воеводин А. Ф. Газотермодинамический расчет магистральных газопроводов. Тез. докл. Всесоюз. совещ. «Неустановившиеся потоки жидкости и газа в руслах и трубопроводах». Новосибирск, изд. ин-та гидродинамики СО АН СССР, 1966. 72 с.
- 2.27. Баясанов Д. Б. Автоматическое управление магистральными газопроводами. М., «Недра», 1964. 435 с.
- 2.28. Темпель Ф. Г., Иванов А. В. Моделирование пестационарных процессов движения газа в магистральном трубопроводе. «Газовое дело», 1962, № 9, с. 9-11.
- 2.29. Жидкова М. А. Трубопроводный транспорт газа. Киев, «Наукова думка», 1973. 142 с.
- 2.30. Рендон А. Система и методы моделирования в применении и расчетам магистральных и распределительных газопроводов — В кн.: Техника зарубежной газовой промышленности. М., Гостоптехиздат, 1960, с. 155-176.
- 2.31. Гинзбург М. Б. Электрическое моделирование нелинеаризованных уравнений неустановившегося движения газа и оценка методов линеаризации. — «Газовая промышленность», 1962, № 6, с. 35—39.
- 2.32. Яковлев Е. И. Анализ неустановившихся процессов в нитках магистрального газопровода статистическими методами, — Известия вузов «Нефть и газ», 1968, № 9, с. 72—76.
- 2.33. Минусинский Я. Операторное исчисление. М., ИЛ, 1956. 366 с.
- 2.34. Сведдон Н. Преобразование Фурье. М., ИЛ, 1956. 668 с.
- 2.35. Титчмарш Е. Введение в теорию интеграла Фурье. М., Гостехтеориздат. 1948. 479 с.
- 2.36. Деч Г. Руководство к практическому применению преобразования Лапласа. М., «Наука», 1965. 287 с.
- 2.37. Диткин В. А., Прудников А. П. Справочник по операционному исчислению. М., «Высшая школа», 1966. 466 с.
- 2.38. Диткин В. А., Прудников А. П. Операционное исчисление. М., «Высшая школа», 1966. 406 с.
- 2.39. Анго А. Математика для радио- и электроинженеров. М., «Наука», 1965. 772 с.
- 2.40. Шимони Е. Теоретическая электротехника. М., ИЛ, 1965. 773 с.
- 2.41. Oldenburger S., Coodson R., Simplification of Hydraulic Line Dynamics by Use of Infinite Products. — «Trans. ASME», 1964, v. 86, S. D. N 1, p. 1-10.
- 2.42. Brown F. T. The Transient Response of Fluid Lines. — «Trans. ASME», 1962, v. 84, s. D., № 4, p. 547—553.
- 2.43. Стретт Дж. (Рэлей) Теория звука, т. 1. М., Гостехтеориздат, 1965. 503 с.
- 2.44. Auslayder D. M. Distributed System Simylation With Bilateral Delay Line Wadels. — «Trans. ASME», 1962, v. 90, S. D., N 2, p. 195—200.
- 2.45. Ликов А. В. Теория теплопроводности. М., «Высшая школа», 1968. 599 с.
- 2.46. Rouleau M. T., Jong F. I. Distortion of Short Pulses in Tapped Tube Pulse Transforms. — «Trans. ASME», 1965, v. 87, S. D., N 2, part I: p. 465—470, part II: p. 471-477.
- 2.47. Яковлев Е. И. Методика расчетов динамических характеристик сложных систем магистральных газопроводов. — Известия вузов «Нефть и газ», 1971, № 6, с. 79—83.
- 2.48. Batey E. H., Curst H. R., Hannah K. W. Dynamic Approach to Gas-Pipeline Analysis. — «The Oil and Gas», 1961, XII, v., 59, N 51, p. 65—78.
- 2.49. Бобровский С. А. Гидравлический расчет трубопроводов. М., Стройиздат, 1969. 159 с.
- 2.50. Максимов К. И. Расчет и оптимизация эксплуатационных режимов работы и параметров газоснабжающих систем. М., изд. ВНИИЭГазпром, 1971. 37 с.
- 2.51. Бармин С. Т. и др. Исследование переходных режимов на участке магистрального газопровода. — «Газовая промышленность», № 1, 1966, с. 33.
- 2.52. Яковлев Е. И. К вопросу применения операционных методов для анализа неустановившихся процессов в сложных системах магистральных газопроводов. — Известия вузов «Нефть и газ», 1970, № 5, с. 70—74.
- 2.53. Стрелков С. П. Введение в теорию колебаний. М., Физматгиз, 1964. 437 с.
- 2.54. Олсон Г. Динамические аналогии. М., ИЛ, 1947. 224 с.
- К главе 7
- 3.1. Прочность, устойчивость, колебания (справочник). Под ред. И. А. Боргезе и Я. Т. Пановко. Т. 3. М., «Машиностроение», 1968. 568 с.
- 3.2. Карпова Н. А., Галиуллин З. Т., Ходанович И. Е. К вопросу технологического режима работы газопроводов с учетом неравномерности газопотребления. — «Транспорт и хранение газа», 1968, № 7, с. 3-9.
- 3.3. Малахова О. Г., Гусейн-Заде И. А., Бобровский С. А. Анализ пусковых режимов в газопроводах. — «Труды МИНХиГП»* 1968. вып. 73, с. 52—56.

- 3.4. Коллектив авторов. Вопросы транспорта природного газа. (Труды ВНИИГнз, вып. 38/46). М., «Недра», 1970. 203 с.
- 3.5. Боброрский С.А., Щербаков С. Г., Гусейп-Заде И. А. Движение газа в газопроводах с путевым отбором. М., «Паука», 1972. 191 с.
- 3.0. Тихонов Л. Н., Самарский А. А. Уравнения математической физики. М., «Наука», 1966. 724 с.
- 3.7. Сипицын С., Барцев И. Оценка эффективности режима работы компрессорных станций магистральных газопроводов. — «Экспресс-информация ЦНТИ Мингазпром», 1966, № 2, с. 19—24.

К главе 4

- 4.1. Statterly I. C. A Widely applicable Type of Variational Integral — I. Development. — «Chem. Eng. Sci.», 1964, v. XIX, p. 801—806.
- 4.2. Карслоу Х., Егор Д. Операционные методы в прикладной математике. М., ИЛ, 1948. 290 с.

К главе 5

- 5.1. Яковлов Е. И. Построение характеристик компрессорных станций магистральных газопроводов статистическими методами. — Известия вузов «Нефть и газ», 1969, № 2, с. 87—90.
- 5.2. Михайлов Ф. А. и др. Динамика непрерывных линейных систем с детерминированными и случайными параметрами. М., «Наука», 1971. 561 с.
- 5.3. Яковлев Е. И. Использование диспетчерских данных при анализе сложных газопроводных систем. — Известия вузов «Нефть и газ», 1971, № 10, с. 89—93.
- 5.4. Попов Е. П., Бесекерский В. А. Теория систем автоматического регулирования. М., «Наука», 1966. 992 с.
- 5.5. Фирер А. С. Об интегральной форме уравнения магистрального баланса для кольцевого газопровода. В кн.: Автоматическое управление и энергетика нефтяной и газовой промышленности, вып. 2. М., изд. ВНИИКАНефтегаз, 1967, с. 18—21.
- 5.6. Белаш П. М. и др. О моделировании газопровода на основе интегральной теории. — «Труды МИНХ и ГП», 1970, вып. 92, с. 290—294.
- 5.7. Налимов В. В. Теория эксперимента. М., «Наука», 1971. 207 с.
- 5.8. Живоглядю В. П., Каипов В. Х. О применении метода стохастической аппроксимации к проблеме идентификации. — «Автоматика и телемеханика», 1966, № 10, с. 54—58.
- 5.9. Хэмминг Р. Численные методы. М. «Наука», 1968. 400 с.
- 5.10. Яковлев Е. И. Влияние параметров газопровода на переходные процессы. — «Газовая промышленность», 1969, № 7, с. 9—11.
- 5.11. Константинова И. М., Вольский Э. Л., Кривошеий Б. Л. О достоверности вычисления коэффициентов гидравлического сопротивления по эксплуатационным данным. — «Транспорт и хранение газа», 1969, № 5, с. 18—22.
- 5.12. Ставровский Е. Р., Сухарев М. Г. Статистические методы расчета коэффициентов гидравлического сопротивления газопровода. М., изд. ВНИИЭГазпром, 1970. 39 с.
- 5.13. Losb I., Cahen G. Extaction, a patik des enregiatrements de mesures, des parametres dynamiques d'um svsteme. — «Automatisme», 1963, т. VIII. 12, р. 479-486.
- 5.14. Харкевич А. А. Основы радиотехники. М., «Связь», 1962. 517 с.
- 5.15. Солодовников В. В. и др. Вычислительная техника для статистических исследований и расчетов систем автоматического управления. М., Машгиз, 1963. 167 с.
- 5.16. Ордынцев В. М. Математическое описание объектов автоматизации. М., «Машиностроение», 1965. 360 с.
- 5.17. Левнин Дж. Х., Бэттин р. Г. Случайные процессы в задачах автоматического управления. М., ИЛ, 1958. 387 с.

- 5.18. Мирский Г. Я. Аппаратурное определение характеристик случайных процессов. М., «Энергия», 1972. 455 с.
- 5.19. Лапцов К. Практические методы прикладного анализа. М., Физматгиз, 1961. 524 с.
- 5.20. Блох Л. С. Практическая номография. М., «Высшая школа», 1971. 328 с.
- 5.21. Печорина И. П. Расчет систем автоматического управления, Свердловск, Машгиз, 1963. 112 с.

К глат> ij

- 6.1. Александров А. В., Баясанов Д. Б. Применение электронно-вычислительных машин для расчета и управления в системах дальнего транспорта газа. М., «Недра», 1970. 255 с.
- 6.2. Мот Ж. Статистические предвидения ж решения на предприятии. М., «Прогресс», 1966. 512 с.
- 6.3. Видгоп Л. Н. Сезонная неравномерность потребления природного газа в промышленности. М., изд. ВНИИЭГазпром, 1968. 18 с.
- 6.4. Буланая М. Е., Гарляускас А. И. Математическое прогнозирование газопотребления на ЭВМ. — «Газовая промышленность», 1969, № 12, с. 8—11.
- 6.5. Егермап Г. Ф. и др. Опыт эксплуатации линейной части системы магистральных газопроводов Северный Кавказ — Центр. М., изд. ВНИИЭГазпром, 1970. 63 с.
- 6.6. Берман Р. Я., Вольский Э. Л. Применение ЭВМ при эксплуатации газотранспортных систем. М., изд. ВНИИЭГазпром, 1969. 74 с.
- 6.7. Серебренников М. Г. Гармонический анализ. М., Гостехтеориздат, 1947, 504 с.
- 6.8. Серебренников М. Г., Первозванский А. А. Выделение скрытых периодичностей. М., Физматгиз, 1963. 244 с.
- 6.9. Кучин Б. Л., Сергованцев В. Т. Применение вероятностно-статистических методов при телемеханизации магистральных газопроводов. М., изд. ВНИИЭГазпром, 1969. 44 с.
- 6.10. Максимов К. И. и др. Выбор начальных условий при расчетах нестационарного движения газа. — «Газовая Промышленность», 1966, № 7, с. 22—24.
- 6.11. Гарляускас А. И., Галиуллин З. Т. Прогнозирование количества потребляемого газа, — «Транспорт и хранение газа», 1969, № 2, с. 3—8.
- 6.12. Ewan W. D. When and How to Use Cu-Sum Charts. — «Technometrics», 1963, 5, N 1, p. 1—22.
- 6.13. Пиггот С. Г. Задачи предсказания в больших системах управления. — «Труды Центр, науч.-исслед. ин-та комплексн. автоматизации», 1967, вып. 17, с. 26—38.
- 6.14. Ивахненко А. Г., Лапа В. Г. Кибернетические предсказывающие устройства. Киев, «Наукова думка», 1965. 214 с.
- 6.15. Коновалов Ю. С., Кугелявичус И. В., Петренко В. Л. Оперативное прогнозирование графиков расхода газа на ЭВМ. — «Газовая промышленность», 1966, № 6, с. 17—19.
- 6.16. Юринский В. В. Метод стохастической аппроксимации в задаче прогноза стационарной последовательности. В кн.: Исследования по теории самонастраивающихся систем. М., изд. Вычисл. центра АН СССР, 1967. с.168—175.
- 6.17. Честнат Г. Техника больших систем. М., «Энергия», 1969. 656 с.
- 6.18. Cojan N. Y., Jeanneau P., Lacassague I. C. Empoloi des Calculateurs Electroniques Pour L'Établissement des Previsions de Ventes et D'Emissions de Gas. — «11-eme Congress International de L'Industrie du Gas», IGU/Dlt—70, p. 27.
- 6.19. Iakowlew E. I., Mtihi P., Probleme der Analise nichtstatioirer Prozesse in Gas leitungen fur die Ziel des Dispatchers, — «Energietechnik», 1972, N 5, S. 211—216.

€20. В о х Г. Е. Р., I e n k i n Г. М. Some Statistical Aspects of Adaptive Optimization and Control. — «Journal of Kova) Statistical Society», 1962, S. B., 24, N 2, p. 297—331.

И ф главе 7

- 7.1. Ка ц Л., Линкованин Ж. Некоторые вопросы надежности трубопроводов. — «Экспресс-информации», 1970, Л» 23, г. 11—13.
- 7.2. Ка ц Л., Линковский Ж. Математическая модель постепенных отказов элементов оборудования трубопроводов. — «Экспресс-и пформация, 1971, Я- 6, с. 21-25.
- 7.3. Белоаерцева З. И., Рашелкин К. Е., Ясин Э. М. Надежность магистральных нефте-и продукте проводов. М., изд. ВНИИ-ОЭНГ, 1968. 96 с.
- 7.4. Жуков В. М., Ливанов Ю. В. Меры повышения эффективности функционирования нефтепроводов. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1971. 92 с.
- 7-5. Кочергин В- И-, Бикчентай Р. Н., Альшанова А. П. Выбор рациональных по надежности структурных схем КС. — «Газовая промышленность». 1971, Л» 8, с. 15—18-
- 7-6. Дубинский Н. М. Надежность газорегулирующих систем. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1967, с 76.
- 7-7- Дубинсклй Н. М. Определение надежности автоматизированных газорегулирующих систем- М-, изд. ВНИИОЭНГ, 1968, с. 120.
- 7.8. Павлов Б. В. Кибернетические методы технического диагноза. М., «Машиностроение», 1966. 151 с.
- 7.9. Александров А. В., Комягни А. Ф- Целесообразность централизованного обслуживания магистральных газопроводов. — аСтроительство трубопроводов», 1971, № 11, с. 11—13.
- 7.10. Ясин Э. М., Ванштейн М. Г., Гумеров А. Г. Некоторые предпосылки централизации аварийно-восстановительного обслуживания магистральных трубопроводов. «Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья», 1971, /4 4, с. 24—26.
- 7.11- Вольский Э. Л. Влияние перемычек на работу мпогониточных газопроводов. — «Газовая промышленность», 1966, N: 12, с. 25—29.
- 7.12. Александров А. В.. Вольский Э. Л.. Печейкин В. А. Выбор оптимального числа перемычек на многониточных гозопроводах — «Экономика, организация и управление в газовой промышленности». М., изд. ВНИИЭГазпрум. 1971, № 1, с. 29-36.
- 7.13. Немудров А. Г., Черникин В. И. Расчет режимов работы газопроводов методом определения оптимальных характеристик турбо-нагнетателей. «Газовая промышленность», 1966, № 3. 1, 31—33.
- 7.14. Александров А. В. Проблема надежности дальнего газоснабжения. Тематический научно-технический обзор, М., ВНИИЭГазпром, 1970, с. 13-24.
- 7.15. Савицкий В. Б., Славин М. Б. Техничко-экономическое обоснование надежности работы оборудования, устанавливаемого на газопроводах. — «Газовая промышленность», 1968, Л» 10, с. 26—29.

К главе 8

- 8.1. Сидоренко М. В. и др. Оценка надежности газотранспортных систем. XI Международный газовый конгресс. М., из Д. ВНИИЭГазпром, 1970. 23 с.
- 8.2. Александров А. В., Борисенко Т. М-, Фишер В. З. Методика обоснования резерва компрессорной мощности магистрального газопровода. — «Транспорт и хранение газа», 1970, Л5 5, с. 7—10.
- 8.3. Александров А. В., Барабаш Б. В., Ходанович Й. Е. Расчет магистральных газопроводов и предпосылки к выбору оптимальных условий газопередачи. — В кн.: Зарубежная техника газовой промышленности. М., Гостептехиздат, 1963, с. 98—118.
- 8.4. Фихтенгольц Г. Л. Курс дифференциального и интегрального исчисления. Т. 1. М., Физматгиз, 1966, с. 470—477.

К главе 11

9 I Б е л л м а н Р. Прикладные задачи динамического программирования. М.. Наука», 1965. 458 с
92 $\hat{s} \hat{s} - \hat{ix} ? i \ll T-3-f$ ^{пер}емычках в газосна- ^{экономика и орга_}
низация газовой промышленности»Л971 * £ с 3 а-
9-3- Гали* да P « ° тм - J ! ^ ^ о « " PSW" • ' - ~ я промыш- ^{л>}
леинность», 1971, 3* 8, с. 11-15.

К главе 10

Ю I Х а н г Г Ш а п и р о С. Статистические модели в инженерных зада-
Ю2 Н ' о . " - Б ? . " P 0 . 1 Г ' п ' ? Л ж о . С. И. Прикладные опросы теории
массового обслуживания. М., «Советское радио», 1969- #>9 с.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

- Аварии 303, 323, 324
—, интенсивность 316
— лавинные 310, 311
Аварийно-ремонтный пункт 316, 320
Аварийные режимы газопроводов 157, 303
Аварийный запас труб 321
Автоматизация управления материально-техническим снабжением 398
— — режимами 401
Автоматизированная система обработки данных 382
— — управления СДТГ 380
Алгоритм расчета показателя надежности 334
— статистического анализа процессов в газопроводе 240
— управления СДТГ 414
— численного метода обращения 102
Анализ корреляционный 249
— регрессионный 202, 252, 253
Аналитический метод выбора оптимальных параметров 32
Аппроксимация корреляционных функций 209, 235
— спектральных плотностей 237, 238, 271
— характеристик компрессорных станций 22
— эмпирических линий регрессии 253, 254
- Безотказность 289
- Вибрация 299
Возмущения на газопровод НО, 257, 258
- Газ, давление 5
—, уравнение движения 46, 47
—, физические свойства 5
Газопроводы, время стабилизации 140, 187
- , перемычки 374
—, оптимизация режимов 390
—, периодичность работы 253
—, среднее давление 15
— телескопические 34, 35, 36
Гармонический анализ колебаний газопотребления 259, 280
Гидравлический расчет стационарных режимов газопроводов 9
— — — —, аналитический метод 21
— — — —, с учетом перепадов высот 17, 18
— — — —, шлейфов 16
Графики газопотребления, анализ 262
— —, выделение скрытых периодичности 263, 264
— —, математическое описание 257
— —, спектры 263
- Декремент затухания 186, 189
Диаграммы состояния 300
Диспетчерские данные использования при эквивалентности СДТГ 217
— —, запись 230
— —, обработка 233
— —, рациональные методы 408
Длительность реализации 231
Долговечность 289
- Единая система газоснабжения 384
- Задачи без начальных условий 153
- Импеданс нагрузки 105, 107
— характеристический 105, НО
Интервал реализации 230
- Контрольные карты 280, 281, 282
Копечные и полубесконечные решения 79
- Корреляционные функции участка газопровода 229, 234
— — колебаний пропускной способности газопровода 269, 270
Коэффициент гидравлического сопротивления 11
— —, местных сопротивлений 12
— —, определение эффективных значений 221
— —, участка газопровода 12
— годовой неравномерности 33
— корреляции 249, 251, 255
— работоспособности 289
— технического использования 289
Коэффициенты влияния 207
Критерий адекватности модели реальному процессу 199, 254, 418
- Линейные представления нелинейной регрессии 255
Линеаризация уравнений движения газа 120
Линия депрессии давления 15
- Математические модели 47, 53, 197
Матрица коэффициентов влияния 208
— состояний КС 293
Метод аналогового моделирования 52
— вариационный 190, 191, 192
— динамического программирования 390
— интегральных коэффициентов влияния 207
— исследования характеристик процессов 197, 198
— множителей Лагранжа 32, 315, 342, 352
— Ньютона 119
— определения статических характеристик 302
— сглаживания 246, 247
— статистической динамики 53
— регрессионного анализа 252, 253
— Рунге 260
- Надежность АСУ СДТГ 401
— автоматов аварийного закрытия 329
— газораспределительных станций 294
— компрессорных станций 289
— линейной части газопроводов 284, 323
—, показатели 330
— функционирования газопровода 339
Нелинейные уравнения при анализе режимов 113
Нестационарные режимы газопроводов, методы расчета 51, 52, 53
- — — —, выбор начальных условий 266
— — — — конечно-разностные 54
— — — — импедансные 104
— — — — разделения переменных Фурье 63
— — — — операционные 79
— — — — статистической динамики 226
— — —, обобщенная методика анализа 175
— — —, оптимизация по максимуму выходного давления 141
— — —, упрощенные оценки 182
— — —, упрощенная Методика анализа 184
— — —, эквивалентирование 217
Нормировка решений 125, 195
- Область применения по лубе с конечных решений 185, 186
— применения стационарных методик 187
— существенных частот газопроводов 187, 206
— рационального применения КС различных типоразмеров 41, 43
Ограничения расходов КС по помпажу 148, 149
Оперативное диспетчерское управление СДТГ 389
Оценки нормальности распределения 232
— параметров элементов СДТГ 183, 207, 212
Очистка газа 2, 212
- Параметры газопровода 5
— —, влияние на переходные процессы 193, 194
— — оптимальные 32
— — с учетом надежности 342
Переходные процессы в газопроводе 110, 184, 185, 192, 241
Приведенные затраты газопроводов 307
Преобразование Фурье 80
— операционное 83
Прогнозирование аварийных ситуаций 345
— газопотребления
— перспективное 243
— оперативное 273
— методом экспоненциального сглаживания 247, 275
— методом наименьших квадратов 276
— работоспособности элементов СДТГ 300

П. В. Е. Г. Т. Ю. ая способ. 10сть газон Р. о - вода Т. Ю	
Пусковые режимы газопроводов	157
Рейнольдса число	11
Резервирование	355
— 3-л счет буферных потребителей	
— за счет создания параллельной нитки	373
— использованием хранилищ газа	370
— с помощью двойных топливных хозяйств	312
Резервы аварийные	355, 367
— загрузочные	355
—, обоснование	360
— оперативные	355
— ремонтные	367
— стратегические	355
Ремонтопригодность	289
Системы дальнего транспорта газа	53, 380, 416
— — — —, анализ связей	249
Системы управления СДТГ	380
— — «человек-автомат»	382
Сложные системы газоснабжения	175
Спектральные характеристики колебаний пропускной способности газопроводов	271
— — участка газопровода	237, 238
Структура дальнего транспорта газа	294

Тренд газоотребления	244
Условия граничные	266, 267
— начальные	266, 267
Функция влияния	210
— Лейбензона	49
— правдоподобия	217
— целевая	314
Характеристики элементов газоснабжения динамические	203, 227, 235
— импульсные	203
— переходные	203
— статические	200
— частотные	204, 239
Централизованное аварийно-восстановительное обслуживание	316
Чувствительность прогнозов	247
ЭВМ в АСУ газотранспортным предприятием, задачи	408, 409
— — — — —*, контроль	405
— — — — —, функции	389, 397, 090
Эксперимент активный	200
— пассивный	200
Элементы систем газоснабжения	199

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Предисловие	С. 3
Глава 1.	Стационарные режимы магистральных газопроводов	, >
	1. Основные сведения о работе газопровода	0
	2. Гидравлический расчет стационарных режимов участка газопровода	9
	3. Аналитический метод гидравлического расчета магистральных газопроводов	21
	4. Оптимальные параметры магистральных газопроводов	33
	5. Выбор параметров систем дальнего транспорта больших потоков газа	40
Глава 2.	Нестационарные процессы в газопроводах	46
	1. Уравнения движения газа в газопроводе и их применение для анализа нестационарных режимов	46
	2. Конечно-разностные методы анализа нестационарных процессов	34
	3. Использование метода разделения переменных Фурье для решения краевых задач транспорта газа	63
	4. Примепение методов интегральных преобразований для задач транспорта газа	79
	5. Импедансные методы для задач транспорта газа	104
	6. Области применения нелинейных уравнений при анализе нестационарных режимов магистральных газопроводов	113
	7. Оценка некоторых методов линеаризации уравнений движения газа	120
Глава 3.	Некоторые специальные типы нестационарных процессов в магистральных газопроводах	127
	1. Анализ кестационарных режимов магистральных газопроводов с компрессорными станциями, работающими ва постоянном давлении нагнетания	127
	2. Оптимизация нестационарного режима работы магистрального газопровода по максимуму выходного давления на КС	141
	3. Задачи без начальных условий при анализе процессов транспорта газа	1a3
	4. Пусковые н аварийные режимы работы магистрального газопровода	157
	5. Расчет нестационарных режимов работы газопроводов с отборами по пути следования	166
	6. Обобщенная методика расчета нестационарных процессов в сложных системах газоснабжения	175
Глава 4.	Использование упрощенных оценок нестационарных режимов для задач диспетчерской службы газопроводов	182
	1. Упрощенные оценки нестационарных режимов газопровода	182
	2. Определение зоны нестационарности режимов магистральных газопроводов, ограничивающей применимость стационарных методик	187
	3. Применение вариационных методов для получения упрощенных решений	190
	4. Влияние параметров газопровода на переходные процессы	192
Глава 5.	Методы уточнения параметров математических моделей магистральных газопроводов	196
	1. Общие положения о получении математических моделей систем газоснабжения	196
	2. Оценки параметров стационарных режимов СДТГ методами интегральных коэффициентов влияния	207
	3. Оценки параметров элементов СДТГ, описываемых обыкновенными дифференциальными уравнениями	212
	4. Использование диспетчерских данных при эквивалентировании нестационарных режимов СДТГ	217
		43)

	5. Определение эффективных значений коэффициента гидравлического сопротивления газопроводов по диспетчерским данным	221
	6. Анализ нестационарных процессов в магистральном газопроводе методами статистической динамики	236
Глава	6. Законы газопотребления, методы их анализа и прогнозирования	243
	1. Перспективное прогнозирование газопотребления	243
	2. Анализ связей между элементами СДТГ	248
	3. Математическое описание графиков газа потреблен и я	257
	4. Корреляционные и спектральные методы изучения колебаний пропускной способности газопровода	267
	5. Оперативное планирование графиков газопотребления для задач диспетчерской службы	273
Глава	7. Вопросы анализа надежности и обеспечения работоспособности систем дальнего транспорта газа	284
	1. Анализ надежности линейной части газопровода	284
	2. Исследование надежности компрессорной станции магистрального газопровода	289
	3. Анализ надежности газораспределительных систем	294
	4. Прогнозирование работоспособности элементов систем газоснабжения	300
	5. Анализ аварийных ситуаций на линейной части магистрального газопровода	303
	6. Методика обнаружения и прогнозирования аварийных ситуаций СДТГ	308
	7. Вопросы централизованного аварийно-восстановительного обслуживания магистрального газопровода	316
	8. Мероприятия по повышению надежности линейной части магистральных газопроводов	323
Глава	8. Учет надежности при проектировании систем дальнего транспорта газа	330
	1. Определение показателей надежности СДТГ	330
	2. Критерии надежности Газоснабжения	335
	3. Исследование надежности функционирования магистрального газопровода	339
	4. Выбор параметров магистрального газопровода с учетом надежности его работы	342
	0. Некоторые частные задачи учета надежности при проектировании газотранспортных систем	349
Глава	9. Резервирование в системах дальнего транспорта газа	355
	1. Общие вопросы резервирования в системах дальнего газоснабжения	355
	2. Количественное обоснование резервов крупной газотранспортной системы	366
	3. Анализ функционирования внутрисистемных газопроводов-перемычек	374
	4. Анализ функционирования межсистемных газопроводов-перемычек	376
Глава	10. Автоматизация системы управления дальним транспортом газа	380
	1. Общие положения постановки задач управления	380
	2. Принципы создания АСУ газотранспортных предприятий	383
	3. Функции ЭВМ в АСУ газотранспортным предприятием	389
	4. Вопросы надежности АСУ СДТГ	401
	5. Рацпопальные методы обработки диспетчерских данных на центральном диспетчерском пункте	408
	6. Вопросы построения полного алгоритма управления СДТГ	414
Список	литературы	421
Предметный	указатель	428