

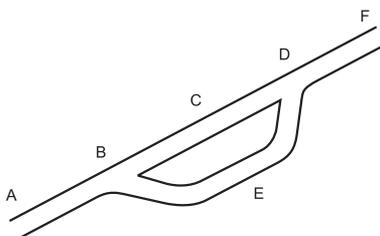
ОБ УПРАВЛЕНИИ ПРОЦЕССАМИ ТРАНСПОРТИРОВКИ

СЖИМАЕМЫХ И НЕСЖИМАЕМЫХ СРЕД ПО ПАРАЛЛЕЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

И.К. Хужаев, Р. Садуллаев (Институт математики и информационных технологий АН Руз),
А.Ш. Арифжанов (НИИ Алгоритм-инжинеринг)

Моделирование процессов автоматизации газотранспортных систем связано с решением разнообразных задач анализа функционирования и оперативного управления. Применение методов моделирования, информационных технологий и сред нового поколения ПЭВМ позволяют в кратчайшие сроки выполнить поставленную задачу, исследовать отдельные элементы и режимы функционирования газотранспортных систем и разработать конкретные практические рекомендации по наилучшему выбору варианта режима или элементов магистральных газопроводов.

Одной из важных задач трубопроводного транспорта является управление многониточными трубопроводными системами. Инженерная практика показывает [1-3], что в зависимости от гидравлических характеристик параллельных нитей и режима течения в них, распределение расхода транспортируемой среды по нитям будет разным, в зависимости от которого происходит потеря энергии. Ниже получены формулы и доказывается, что распределение расхода между параллельными нитями, в частности в лупинге (рисунок), не зависит от сжимаемости среды, и предлагаются формулы для определения расхода по параллельным нитям при различных режимах течения. Полученные формулы с успехом можно использовать при управлении процессом транспортировки сред, исходя из показателей одной из нитей многониточного участка трубопровода.



Схематическое представление лупингованного участка

Если значения давления в начале p_n и конце p_k участка с длиной L заданы и линейный перепад нивелирной высоты трубы $(y_k - y_n)$ на участке известны, то значение гидравлического уклона при движении несжимаемой жидкости описывается равенством:

$$\lambda w^2 / 2Dg = 1/L \cdot [(p_n - p_k) / \rho g - (y_k - y_n)], \quad (1)$$

где λ – коэффициент сопротивления; w – среднерасходная скорость; D – диаметр трубопровода; g – ускорение силы тяжести; ρ – плотность жидкости.

Начнем анализ с лупингованного участка BD (рисунок).

На входе B и выходе D лупингованного участка основная линия BCD и лупинг BED взаимно сообщаются. Наличие замкнутого контура в системе обуславливает использование аналогов законов Кирхгофа, которые записываются в виде:

$$\begin{aligned} P_n &= P_{но} = P_{нл}; \\ P_k &= P_{ко} = P_{кл}; \quad M = M_o = M_l, \end{aligned}$$

где индексами "О" и "Л" отмечены параметры основного и спутного каналов. Для соблюдения общности расчетов для сжимаемой и несжимаемой сред здесь и далее используется массовый расход M среды. Сначала определим массовый расход среды в зависимости от показателей (диаметра D и эквивалентной шероховатости k) однониточного канала.

В формуле гидравлического уклона (1) переходим к массовому расходу M . Средняя скорость определяется как $w = M/\rho F = 4M/\rho\pi D^2$, согласно которой число Рейнольдса составляет $Re = wD/\nu = 4M/\pi\rho D\nu$, где ν – кинематическая вязкость жидкости.

Коэффициент сопротивления берется по обобщенной формуле сопротивления Лейбензона, которая охватывает пять режимов течения сжимаемой и несжимаемой сред [3]

$$\lambda = \zeta (k/D)^\theta \cdot Re^n, \quad (2)$$

где ζ, θ, n – полуэмпирические константы, которые имеют постоянные значения в каждом из режимов течения; k – эквивалентная шероховатость смоченной поверхности трубопровода.

Тогда из (1) следует зависимость для массового расхода M :

$$M = f_{нсж} D^{(5+n+\theta)/(2+n)} / k^{\theta/(2+n)}, \quad (3)$$

где комплекс

$$f_{нсж} = \left(\frac{g(\rho\pi)^{2+n} \nu^n}{\zeta \cdot 2^{3+2n}} \left(\frac{p_n - p_k}{Lg\rho} - \frac{y_k - y_n}{L} \right) \right)^{\frac{1}{2+n}}$$

не зависит от диаметра и шероховатости трубы.

Аналогичная формула для сжимаемой среды получена из системы уравнений [1]:

$$\begin{aligned} dp/p + gdy + \lambda w^2 / 2 \cdot dx/D = 0, \\ M = \rho w F = \text{const}, \quad \rho = ZpRT; \end{aligned} \quad (4)$$

где p – давление, ρ – плотность, w – скорость и M – массовый расход газа являются переменными величинами, зависящими от координаты x . Изменение нивелирной высоты по длине участка dy/dx , коэффициент сжимаемости Z и приведенная газовая постоянная R имеют постоянные (осредненные) значения.

Формула имеет вид

$$M = f_{сж} (D^{5+n+\theta} / k^\theta)^{1/(2+n)}, \quad (5)$$

где $a = (2+n) \cdot g/ZRT \cdot (y_k - y_n)/L$,
 $f_{сж} = [\pi^{2+n} / (Z^{2+n} R^{2+n} T^{2+n}) \cdot g \nu^n / (2^{1+2n} \zeta) \cdot (y_k - y_n) / L \cdot (p_k^{2+n} - p_n^{2+n} e^{-aL}) / (e^{-aL} - 1)]^{1/(2+n)}$.

Сопоставление формул для сжимаемой (4) и несжимаемой (5) жидкости показывает, что они одинаковые и отличие состоит только в значении коэффициента f .

Так как значения давления P_n и P_k , а также синус уклона трассы $(y_k - y_n)/L$ одинаковы для параллельных нитей, то коэффициент f для них также имеет одинаковое значение. Опираясь на этот факт, выявлено, что при наличии лупинга через основной канал проходит

$$\omega = [1 + (k_o/k_n)^{\theta/(2+n)} \cdot (D_d/D_o)^{(5+n+\theta)/(2+n)}]^{-1}$$

часть из общего расхода M . Тривиальный случай одинаковых гидравлических показателей параллельных каналов ($k_o = k_n$, $D_d = D_o$) приводит к значению $\omega = 1/2$.

Подобную задачу можно ставить и для случая N параллельных нитей. Если i -я труба имеет диаметр D_i и эквивалентную шероховатость k_i , то ее пропускная способность составляет:

$$M_i = f D_i^{(5+n+\theta)/(2+n)} / k_i^{\theta/(2+n)}, \quad (i = 1 \dots N),$$

что представляет

$$\omega_i = \frac{D_i^{\frac{5+n+\theta}{2+n}}}{k_i^{\frac{\theta}{2+n}}} \bigg/ \sum_{j=1}^N \frac{k_j^{\frac{\theta}{2+n}}}{D_j^{\frac{5+n+\theta}{2+n}}} \quad \text{часть из общего расхода } M.$$

Хужаев Исматулла Кушаевич — канд. физ.-мат. наук, ст. научный сотрудник, Садуллаев Рахматулло — д-р техн. наук, проф., зав. лабораторией института математики и информационных технологий АН Рuz,

Арифжанов Абдулла Шамхатович — канд. техн. наук, зам. директора НИИ "Алгоритм-инжинеринг" АН Рuz, Контактный телефон (998 71) 169-03-22. E-mail: aarifjanov@mail.ru

ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ ЗАДАЧИ ДОБЫЧИ ГАЗА И ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

М.Х. Прилуцкий (ННГУ им. Н.И.Лобачевского), В.Е. Костюков (РФЯЦ-ВНИИЭФ)

Представлен комплекс математических моделей, формализующих процессы добычи газа и его переработки. Сформулированы оптимизационные задачи добычи газа и переработки газового конденсата, предложены алгоритмы их решения. Описанные математические методы положены в основу диалоговых программных средств поддержки принятия решений при добыче газа и переработке газового конденсата.

Введение

В современных условиях эффективность и экономичность функционирования единой системы газоснабжения России является важнейшим фактором снижения затрат и повышения надежности поставок газа. Такой результат достигается за счет совершенствования технологий управления процессами добычи, транспорта и переработки газа (газового конденсата). Будем различать два класса возникающих здесь задач: планирования и оперативного управления. Задачи планирования должны давать ответы на вопросы о возможностях системы, определять планы производства, согласующие объемы добычи с потребностями. Решение задач планирования должно осуществляться как на верхнем уровне — Центральном производственно-диспетчерском департаменте ОАО "Газпром", так и на уровне диспетчерских управлений газодобывающих и газотранспортных обществ. Задачи управления заключаются в выработке управляющих воздействий на систему, которые позволяют наилучшим образом поддерживать найденные на уровне планирования решения. Задачи оперативного управления должны решаться на уровне диспетчерских служб установок

Если параллельные каналы имеют одинаковые гидравлические показатели, то получим формулу $\omega_i = 1/N$.

Таким образом, выявлено, что при гидравлическом расчете распределение расхода сжимаемой и несжимаемой сред между параллельными каналами описывается одной и той же зависимостью, хотя распределение давления по длине трубопровода в первом случае имеет экспоненциальную зависимость, а во втором случае — линейную зависимость.

Из представленных формул легко составляются необходимые зависимости для управления процессом транспортировки, исходя из показателей одной из параллельных нитей.

Список литературы

1. Бобровский С.А., Щербаков С.В., Гусейн-Заде М.А. Движение газа в газопроводах с путевым отбором. М.: Наука, 1972.
2. Грачев В.В., Щербаков С.Г., Яковлев Е.Е. Динамика трубопроводных систем. М.: Наука, 1987.
3. Кортаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. М.: Недра, 1997.

предварительной подготовки газа, установок комплексной подготовки газа, компрессорных станций, а также на уровне операторов технологических установок. Диспетчер (оператор) должен не только принимать правильные технологические и технические решения, но и оценивать экономические затраты от воплощения этих решений, поэтому кроме задач оперативного управления техническими и технологическими параметрами, на уровне оперативного управления должны решаться и задачи бюджетирования.

Задача рационального распределения объемов добычи газа по кустам газовых скважин и газовым скважинам

Газовый промысел обслуживает газовое месторождение, объекты добычи которого по геолого-техническим и территориальным признакам разделяются на несколько куполов, каждый из которых состоит из ряда кустов газовых скважин. Режимы работы всех скважин заранее определены, и все расчеты проводятся с учетом этих режимов. Предполагается, что начальное пластовое давление купола известно. Объем добычи газа из скважины регулируется системой кранов-регуляторов. В общем случае функция, опре-