SOCAR Proceedings

Transportation, Storage of Oil and Gas

journal home page: <http://proceedings.socar.az>

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ НАЛИЧИЯ ЖИДКИХ ВКЛЮЧЕНИЙ В ГАЗОПРОВОДАХ

Г.Г.Исмайлов¹, Р.А.Исмайлов^{*1}, Ф.Н.Ахмедзаде¹

¹Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
Баку, Азербайджан; ²НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан

Diagnosing of the Presence of Liquid Inclusions in the Gas Pipelines

G.G.Ismayilov¹, R.A.Ismailov^{*1}, F.N.Ahmadzada²

¹Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan;

²«OilGasScientificResearchProject» institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

Abstract

Due to the insufficiently effective gas drying in preparing it for further transport on the main pipeline in the composition of the gas remains a sufficient amount of fluid. The presence of liquid inclusions in the transported streams causes a nonequilibrium behavior of such systems, which is not taken into account in traditional calculation methods and increases the calculation error. Therefore, to select an adequate transfer mode, it is necessary to diagnose the internal structure of natural gas systems, which is the main task of studying this article. In working on the basis of a generalized model of motion of the relaxation medium in the pipeline by the introduction of the equation of the state for non-equilibrium gases, the calculated ratios are obtained to estimate the hydraulic and non-equilibrium parameters of the gas flow. In order to numerically implement these relations, a computational algorithm was drawn up and on the basis of the operational data of the actual gas pipeline obtained appropriate estimates. The results of the calculations were shown that both the density and the pressure relaxation times are rather significant. This indicates the presence of liquid inclusions in the transport stream. Thus, the authors proposed a numerically implemented procedure for diagnosing the presence of liquid inclusions in natural gases, which can be recommended for the use of services engaged in the operation of main gas pipelines.

Keywords:

Natural gas;
Gas pipeline;
Liquid inclusions;
Model;
Diagnostics.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Традиционные методы расчета газовых потоков при движении по трубопроводу основаны на гипотезе о гомогенности движущей среды и термодинамическом равновесии. Однако, фундаментальные теоретические и экспериментальные исследования газожидкостных систем, проведенные Азадом Мирзаджанзаде и другими авторами [1-4] выявили неравновесные свойства у природных газовых систем. Полученные результаты согласуются с результатами исследований кинетических эффектов в жидкостях [5].

Анализ динамики поведения основных параметров газового потока, таких как давление, температура и расход газа на основе реальных замеров на газопроводах подтвердили также неравновесное релаксационное поведение природных газов. Наличие жидких включений даже

в небольшом количестве усиливают неравновесное поведение этих систем, что наиболее ярко проявляется при возникновении нештатных ситуаций в трубопроводе [6].

Базовые математические модели, описывающие неустановившееся движение газов в трубопроводе, построены на основе результатов работ И.А. Чарного, И.Е. Ходановича и других авторов [7,8]. Во всех этих работах газ рассматривается как равновесная среда и в качестве исходной модели принимается система дифференциальных уравнений, описывающая одномерное движение капельной сжимаемой жидкости.

Важным моментом при построении моделей движения газа в трубопроводных системах является возможность их численной реализации. В некоторых случаях решение представляется в виде расходящихся рядов и их реализация сопряжена со значительными трудностями. Так, в работе [9] проведен литературный обзор по

*E-mail: ramismaylov@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI100518>

исследованиям последних десятилетий в области моделирования движения газа в трубопроводе. Из обзора становится ясно, что предлагаемые модели основаны на тех или иных допущениях, таких как одномерность процессов, их стационарность, изотермичность, несжимаемость, возможность пренебрежения силами инерции и т.д. Лишь при этих допущениях удастся получить численное решение уравнений, представленных в этих моделях.

Характерной особенностью исследований последних лет, проведенных зарубежными авторами, является широкое применение методов компьютерного моделирования процессов перекачки газа по трубопроводным системам. Причем процессы перекачки газа изучаются в настоящее время как отдельные структурные блоки модели поведения в целом газораспределительной сети, как большой системы [10].

Постановку задачи исследований настоящей работы и отличительные особенности предлагаемой ниже модели можно обосновать исходя из следующих соображений.

Во-первых, все традиционные модели для расчета основных параметров газового потока (давлений и расходов) основаны на принятии условия термодинамического равновесного состояния газового потока. Однако исследования последних лет показали, что природные газы в определенных условиях, в частности, при наличии жидкостных включений в своем составе вследствие их неэффективной осушки и сепарации, могут проявлять неравновесные свойства [11-14]. Основной отличительной особенностью исследований настоящей работы является введение в традиционную модель, как будет показано ниже, уравнения состояния для термодинамически неравновесных газов, которое было получено на основе изучения кинетических эффектов в реальных газах. Оно является обобщенным уравнением состояния для газов и содержит неравновесные параметры для динамики изменения давлений и плотностей. Без учета этих параметров мы получаем традиционную запись для условий термодинамического равновесия.

Другой отличительной особенностью является конечная реализация модели относительно не самих основных параметров газового потока (давлений и расходов), а оценок статистических связей между ними (корреляционных и взаимно-корреляционных оценок для связи между давлениями и расходами в начале и в конце трубопровода). Такой подход можно обосновать исходя из следующих соображений.

Известно, что на поведение основных параметров газового потока при движении по трубопроводу оказывает влияние большое количество случайных факторов, таких как температура окружающего воздуха, состояние внутренней поверхности трубопровода, неравномерный отбор газа потребителями различной категории и т.д. Если представить работу газопроводной систе-

мы, как кибернетическую систему, на входе которой известны давление и расход в начале, а на выходе давление и расход в конце трубы, то под моделью объекта понимается функция отклика, преобразующая входные сигналы в выходные. Причем, в качестве входных и выходных сигналов можно брать и статистические оценки для связи между этими параметрами.

Таким образом, с целью моделирования неравновесного поведения конденсирующих газов в условиях их транспортировки, авторами в настоящей работе предлагается подход, качественно согласующийся с результатами экспериментов и обеспечивающий возможность настройки параметров неравновесной модели при ее адаптации к фактическим данным трубопроводного транспорта.

С учетом выбранного уравнения состояния исходная детерминированная модель для движения неравновесного газа в трубе представится в следующем виде:

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\partial G}{\partial t} + 2aG \quad (1)$$

$$-\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\partial G}{\partial x} \quad (2)$$

$$\frac{1}{C_0^2} \left(P - P_0 + \theta_1 \frac{\partial P}{\partial t} \right) = \rho - \rho_0 + \frac{C_\infty^2}{C_0^2} \theta_2 \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (3)$$

где P - давление газа в трубопроводе, Па;

$G = \rho v$ - массовая скорость газа, кг/м²с;

$2a = \lambda v_{cp} / 2D$ - коэффициент линеаризации по Чарному, 1/с;

ρ - плотность газа, кг/м³;

v_{cp} - средняя скорость газа в трубе, м/с;

C_0 - равновесная скорость распространения волны, м/с;

C_∞ - мгновенная скорость распространения волны, м/с;

θ_1 - время релаксации давления газа, с;

θ_2 - время релаксации по плотности, с.

Исходная система уравнений (1)-(3), описывающая движение неравновесных газов в трубе, была разрешена относительно давления газа в трубопроводе и получено соотношение в следующем виде:

$$\theta_1 \frac{\partial^3 P}{\partial t^3} + \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} (\theta_1 2a + 1) + 2a \frac{\partial P}{\partial t} = C_0^2 \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \theta_2 C_\infty^2 \frac{\partial^3 P}{\partial x^2 \partial t} \quad (4)$$

В изображении Лапласа соотношение (4) при нулевых начальных условиях:

$$P(x, 0) = 0; \quad \frac{\partial P(x, 0)}{\partial t} = 0; \quad \frac{\partial^2 P(x, 0)}{\partial t^2} = 0 \quad (5)$$

представляется в виде обыкновенного дифференциального уравнения следующего вида:

$$\frac{d^2 P(x, s)}{dx^2} - \alpha^2 P(x, s) = 0 \quad (6)$$

$$\text{где } \alpha^2 = \frac{\theta_1 s^3 + (2a\theta_1 + 1)s^2 + 2as}{A(1 + \theta_2 Bs)} ;$$

s - параметр Лапласа; $A=C_0^2$;

Решение уравнения (6) при граничных условиях:

$$P(0, s) = P_H(s) \quad (7)$$

$$P(l, s) = P_K(s) \quad (8)$$

представляется в виде следующего соотношения:

$$P(x, s) = P_H(s) \frac{shal(l-x)}{shal} + P_K(s) \frac{shax}{shal} \quad (9)$$

Используя соотношение (1), вводится дополнительное граничное условие для массовой скорости газа в трубопроводе (G). Здесь следует отметить, что соотношение (1) исходной модели для условий начала или конца трубы однозначно не отражает реальные газодинамические процессы, происходящие в трубопроводе. Так, например, работа газоперекачивающих агрегатов (ГПА) оказывает влияние на поведение газодинамических параметров в начале газопровода. А закон сопротивления среды в конце трубы носит весьма условный характер. Исходя из этого, целесообразно задать дополнительное граничное условие относительно усредненной массовой скорости газа, например полусуммы этих значений в начале и в конце газопровода в следующем виде:

$$-\frac{dP(x, s)}{dx} \Big|_{x=0} - \frac{dP(x, s)}{dx} \Big|_{x=l} = 2a(2\bar{G}) + \frac{\partial(2\bar{G})}{\partial t} \quad (10)$$

где $\bar{G} = \frac{G_H(s) + G_K(s)}{2}$ - усредненная массовая

скорость газа в трубопроводе.

С учетом граничного условия (10) в (9) после некоторых преобразований получено соотношение в виде:

$$2(2a+s)l \frac{shal}{al} \bar{G}(s) = (P_H(s) - P_K(s))(chal+1) \quad (11)$$

Умножив левую и правую части соотношения (11) на $P_H(s)$ и переходя к корреляционным функциям получено следующее соотношение

в виде:

$$2(2a+s)l \frac{shal}{al} R(s) = \left(R(s) - R(s) \right) (chal+1) \quad (12)$$

где $R(s)$ - взаимокорреляционная функция давл-

ления в начале трубы и усредненной массовой скорости;

$R(s)$ - автокорреляционная функция давления

в начале трубы;

$R(s)$ - взаимокорреляционная функция давле-

ния в начале и в конце трубы.

По аналогичной процедуре, но без учета инерционного члена в соотношении (1) получена другая корреляционная модель для движения неравновесных газов в трубе в виде:

$$4al \frac{shal}{al} R(s) = \left(R(s) - R(s) \right) (chal+1) \quad (13)$$

После разложения гиперболических функций $shal$ и $chal$ в ряд Маклорена в окрестности точки al с использованием разложения в биномиальный ряд, проведения группировки и приравнивания членов по степеням s соответственно в левой и правой части (12) и (13), для оценки коэффициента $2a$ и неравновесных параметров θ_1 и θ_2 были получены соотношения, представленные ниже в таблице.

С целью численной реализации построенной в статье модели и оценки параметров, представленной в таблице, был составлен изложенный ниже алгоритм.

1. Ввод исходных данных:

- давление в начале газопровода P_1 , Па ($P_1=25 \times 10^5$);
- давление в конце газопровода P_2 , ат ($P_2=15 \times 10^5$);
- длина газопровода L , м ($L = 42000$);
- диаметр газопровода D , м ($D = 0.5$);
- пропускная способность газопровода Q , м³/сут ($Q = 3000000$);

Результаты оценки параметров		Таблица
На основе модели, полученной с учетом инерционного члена	На основе модели, полученной без учета инерционного члена	
$2a = \frac{P_H(s) - P_K(s)}{L\bar{G}(s)}$	$2a = \frac{P_H(s) - P_K(s)}{L\bar{G}(s)}$	
$\theta_1 = 2a \left(\frac{3L^2}{20A} \right) - \frac{\frac{L^2}{5A} - \frac{2}{(2a)^2}}{2a \left(\frac{3L^2}{20A} \right) - \frac{1}{2a}}$	$\theta_1 = 2a \left(\frac{3L^2}{20A} \right)$	
$\theta_2 = \theta_1 + 2a \left(\frac{3L^2}{20A} \right) - \frac{1}{2a}$	$\theta_2 = \frac{2\theta_1}{B}$	

- плотность газа при нормальных условиях R_{ON} , кг/м³ ($R_{ON} = 0.7$);
- давление газа при нормальных условиях P_N , Па ($P_N = 1 \times 10^5$);
- температура газа при нормальных условиях T_N , К ($T_N = 273$);
- рабочая температура газа T_R , К ($T_R = 283$).

2. Вычислительный блок.

2.1 Определение коэффициента $2a$.

Вначале определим площадь поперечного сечения газопровода:

$$F = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{3.14 \times 0.5 \times 0.5}{4} = 0.2 \text{ м}^2$$

Определим плотность газа в начале газопровода R_{O1} :

$$R_{O1} = \frac{P_1 \times T_N \times R_{ON}}{P_N \times T_R} = \frac{25 \times 10^5 \times 273 \times 0.7}{1 \times 10^5 \times 283} = 16.88 \text{ кг/м}^3$$

Определим плотность газа в конце газопровода R_{O2} :

$$R_{O2} = \frac{P_1 \times T_N \times R_{ON}}{P_N \times T_R} = \frac{15 \times 10^5 \times 273 \times 0.7}{1 \times 10^5 \times 283} = 10.13 \text{ кг/м}^3$$

Определим скорость газа в начале газопровода W_1 :

$$W_1 = \frac{T_R \times P_N \times Q}{T_N \times P_1 \times 86400 \times F} = \frac{283 \times 1 \times 10^5 \times 3 \times 10^6}{273 \times 25 \times 10^5 \times 86400 \times 0.2} = 7.2 \text{ м/с}$$

Определим скорость газа в конце газопровода W_2 :

$$W_2 = \frac{T_R \times P_N \times Q}{T_N \times P_2 \times 86400 \times F} = \frac{283 \times 1 \times 10^5 \times 3 \times 10^6}{273 \times 15 \times 10^5 \times 86400 \times 0.2} = 12 \text{ м/с}$$

Определим массовую скорость газа в начале газопровода G_1 :

$$G_1 = R_{O1} \times W_1 = 16.88 \times 7.2 = 121.54 \text{ кг/(м}^2\text{·с)}$$

Определим массовую скорость газа в конце газопровода G_2 :

$$G_2 = R_{O2} \times W_2 = 10.13 \times 12 = 121.56 \text{ кг/(м}^2\text{·с)}$$

Определим среднюю массовую скорость газа по длине газопровода, G_{SR} :

$$G_{SR} = \frac{G_1 + G_2}{2} = \frac{121.54 + 121.56}{2} = 121.55 \text{ кг/(м}^2\text{·с)}$$

Окончательно определяем значение расчетного параметра $2a$ (D_{VA}):

$$D_{VA} = \frac{P_1 - P_2}{L \times G_{SR}} = \frac{25 \times 10^5 - 15 \times 10^5}{42000 \times 121.55} = 0.2 \text{ 1/с}$$

2.2 Определение времени релаксации для давления газа θ_1 .

Предварительно введем значение расчетных параметров A и B .

$$A = C^2 = 420 \times 420 = 176400 \text{ м}^2/\text{с}^2$$

$$B = 1.1$$

Далее вычислим:

$$S_1 = \frac{L \times L}{A} = \frac{42000 \times 42000}{176400} = 10000$$

$$S_2 = S_1 \times D_{VA} \times 0.15 = S_1 \times 0.2 \times 0.15 = 300$$

$$S_3 = 0.2 \times S_1 - \frac{2}{D_{VA} \times D_{VA}} = 2000 - \frac{2}{0.2 \times 0.2} = 1950$$

$$S_4 = S_2 - 1/D_{VA} = 300 - 1/0.2 = 295$$

$$\text{TETA1} = S_2 - S_3/S_4 = 300 - 1950/295 = 293 \text{ с.}$$

2.3 Определение времени релаксации для плотности газа θ_2 .

$$\text{TETA2} = \text{TETA1} + S_2 - 1/D_{VA} = 293 + 300 - 5 = 588 \text{ с.}$$

3. Выдача результатов расчета на печать

Коэффициент линеаризации по Чарному	0.2 1/с
Время релаксации для давления газа	293 с
Время релаксации для плотности газа	588 с

На основе вышеизложенного алгоритма с целью оперативного расчета параметров газового потока при различных исходных данных составлена компьютерная программа, текст которой прилагается ниже.

Надежное определение вышеуказанных оценок и использование их в расчетных моделях позволяют выходить на оптимальные режимы транспортировки природных газов с неравновесными свойствами в трубопроводных системах. Это особенно важно в технологических ситуациях, связанных с пуском или остановкой газоперекачивающих агрегатов или в нештатных ситуациях в трубопроводе, когда неравновесные свойства газов проявляются наиболее ярко.

Относительно еще одной отличительной особенности предложенной и реализованной выше модели считаем важным отметить следующее. Если значения неравновесных параметров, полученных по оценкам, представленным выше в таблице, будут достаточно высокими (не близкими к нулю), то это можно идентифицировать как наличие жидких включений в газовом потоке. То есть мы получаем достаточно простой инструмент для первичного диагностирования жидких включений в газовом потоке.

Выводы

1. Предложена обобщенная модель для движения газа в трубопроводе путем введения уравнения состояния с учетом возможного проявления неравновесных свойств.
2. На основе реализации предложенной модели получены оценки для гидравлических и неравновесных параметров газового потока, которые позволяют провести первичное диагностирование наличия жидких включений в их составе.

Литература

1. Mirzadzhanzade, A. Kh. (1970). On the motion of two-phase systems in a porous medium taking account of heat- and mass transport processes. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 18(6), 702-706.
2. Entov, V. M., Mirzadzhanzade, A. Kh., Mishevich, V. I. (1971). Curvature of oil well indicator charts in fractured porous reservoirs. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 12(4), 566-570.
3. Болотов, А. А., Мирзаджанзаде, А. Х., Нестеров, И. И. (1988). Реологические свойства растворов газов в жидкости в области давления насыщения. *Известия АН СССР. Механика жидкости и газа*, 1, 172-175.
4. Саттаров, Р. М. (1981). Диагностирование реологических свойств вязко-упругопластичных сред при их движении в трубах. *Инженерно-физический журнал*, 41(6), 1016-1026.
5. Френкель, Я. И. (1975). Кинетическая теория жидкостей. *Москва: Наука*.
6. Исмайлов, Г. Г., Исмайлов, Р. А., Сейфуллаев, Г. Х. (2016, февраль). Диагностирование структурных изменений в потоках конденсирующих газов на основе фрактального анализа. *Материалы международного семинара Рассохинские чтения. Часть 2. Ухта: УГТУ*.
7. Ходанович, И. Е., Темпель, Ф. Г. (1959). Моделирование нестационарных процессов движения газа в магистральном трубопроводе. *Газовая промышленность*, 6.
8. Чарный, И. А. (1975). Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. *Москва: Недра*.
9. Селезнев, В. Е., Алешин, В. В., Прялов, С. Н. (2009). Основы численного моделирования магистральных трубопроводов. *Москва: МАКС Пресс*.
10. Herran-Gonzalez, A., De La Kruz, J. M., De Andres-Toro, B., Risco-Martin, J. L. (2009). Modelling and simulation of a gas distribution pipeline network. *Applied Mathematical Modelling*, 33, 1584-1600.
11. Исмайлов, Р. А. (2017). Исследования неравновесных свойств природных газов. *Нефтегазовое дело*, 15(3), 85-90.
12. Ismailov, R. A. (2004). Influence of viscoelastic properties of pipes material on transmission of waves of pressure disturbance at movement of non-equilibrium gases. *ANAS Transactions. Series of Physical-Technical & Mathematical Sciences*, XXIV(1), 223-226.
13. Саттаров, Р. М., Исмайлов, Р. А. (2001). Некоторые вопросы механики неравновесных газов при движении в упруговязких трубах. *Механика и машиностроение*, 1, 12-14.
14. Исмайлов, Р. А. (2008). Анализ релаксационных процессов при движении неравновесных газов в трубопроводных системах. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 8, 47-49.

References

1. Mirzadzhanzade, A. Kh. (1970). On the motion of two-phase systems in a porous medium taking account of heat- and mass transport processes. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 18(6), 702-706.
2. Entov, V. M., Mirzadzhanzade, A. Kh., Mishevich, V. I. (1971). Curvature of oil well indicator charts in fractured porous reservoirs. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 12(4), 566-570.
3. Bolotov, A. A., Mirzadzhanzade, A. Kh., Nesterov, I. I. (1988). Reologicheskie svoystva rastvorov gazov v zhidkosti v oblasti davleniya nasyshcheniya. *Izvestiya AN SSSR. Mekhanika zhidkosti i gaza*, 1, 172-175.
4. Sattarov, R. M. (1981). Diagnostirovanie reologicheskikh svoystv vyazko-uprugoplastichnyh sred pri ih dvizhenii v trubah. *Inzhenerno-fizicheskij zhurnal*, 41(6), 1016-1026.
5. Frenkel, Ya. I. (1975). Kinetic theory of liquids. *Moscow: Nauka*.
6. Ismajlov, G. G., Ismajlov, R. A., Sejfullaev, G. H. (2016, fevral). Diagnostirovanie strukturnykh izmenenij v potokah kondensiruyushchih gazov na osnove fraktal'nogo analiza. *Materialy mezhdunarodnogo seminara Rassohinskie chteniya. Chast 2. Uhta: UGTU*.
7. Hodanovich, I. E., Tempel', F. G. (1959). Modelirovanie nestacionarnykh processov dvizheniya gaza v magistral'nom truboprovode. *Gazovaya promyshlennost'*, 6.
8. Charnyj, I. A. (1975). Neustanovivsheesya dvizhenie real'noj zhidkosti v trubah. *Moskva: Nedra*.
9. Seleznev, V. E., Aleshin, V. V., Pryalov, S. N. (2009). Osnovy chislennogo modelirovaniya magistral'nyh truboprovodov. *Moskva: MAKSS Press*.
10. Herran-Gonzalez, A., De La Kruz, J. M., De Andres-Toro, B., Risco-Martin, J. L. (2009). Modelling and simulation of a gas distribution pipeline network. *Applied Mathematical Modelling*, 33, 1584-1600.
11. Ismayilov, R. A. (2017). Study of nonequilibrium properties of natural gases. *Oil and Gas Business*, 15(3), 85-90.
12. Ismailov, R. A. (2004). Influence of viscoelastic properties of pipes material on transmission of waves of pressure disturbance at movement of non-equilibrium gases. *ANAS Transactions. Series of Physical-Technical & Mathematical Sciences*, XXIV(1), 223-226.
13. Sattarov, R. M., Ismajlov, R. A. (2001). Nekotorye voprosy mekhaniki neravnovesnyh gazov pri dvizhenii v uprugovyazkikh trubah. *Mekhanika i mashinostroyeniye*, 1, 12-14.
14. Ismailov, R. A. (2008). Analysis of relaxation processes on movement of non-equilibrium gases in the pipeline systems. *Azerbaijan Oil Industry*, 8, 47-49.

Диагностирование наличия жидких включений в газопроводах

Г.Г.Исмайлов¹, Р.А.Исмайлов¹, Ф.Н.Ахмедзаде²

¹Азербайджанский государственный университет нефти
и промышленности, Баку, Азербайджан;

²НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

Из-за недостаточно эффективной осушки газа при подготовке его к дальнейшей транспортировке по магистральному трубопроводу, в составе газа остается достаточное количество жидкости. Наличие жидких включений в транспортируемых потоках обуславливает неравновесное поведение таких систем, что не учитывается в традиционных методах расчета и увеличивает погрешность расчета. Поэтому для выбора адекватного режима передачи необходимо провести диагностику внутренней структуры природных газовых систем, что является основной задачей исследования настоящей статьи. В работе на основе обобщенной модели движения релаксационной среды в трубопроводе, путем введения уравнения состояния для неравновесных газов получены расчетные соотношения для оценки гидравлических и неравновесных параметров газового потока. Для численной реализации этих соотношений был составлен вычислительный алгоритм и на основе эксплуатационных данных реального газопровода получены соответствующие оценки. Результаты расчетов показали, что времена релаксации плотности и давления весьма значительны. Это свидетельствует о наличии жидких включений в транспортируемом потоке. Таким образом, авторами предложена численно реализуемая методика диагностики наличия жидких включений в природных газах, которая может быть рекомендована для использования службами, занимающимися эксплуатацией магистральных газопроводов.

Ключевые слова: природный газ; газопровод; жидкое включение; модель; диагностика.

Qaz kəmərlərində mayenin olmasının diaqnozlaşdırılması

Q.Q.İsmayilov¹, R.Ə.İsmayilov¹, F.N.Əhmədzaadə²

¹Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan;

²«Neftqazəlmətdəqiqatlayihə» institutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Qazın magistral kəmərlə nəqlindən qabaq hazırlanması mərhələsində yaxşı qurudulmaması səbəbindən, onun tərkibində kifayət qədər maye qalır. Nəql olunan axınlarda mayenin olması belə sistemlərin qeyri-tarazlı davranışını şərtləndirir. Bu səbəbdən adekvat nəql rejiminin seçilməsi üçün təbii qaz sistemlərinin daxili quruluşunun diaqnozlaşdırılması zərurəti yaranır ki, bu da məqalədə qoyulan əsas tədqiqat məsələsidir. İşdə relaksasiya mühitinin boru kəmərinə hərəkətinin ümumiləşdirilmiş modeli əsasında qeyri-tarazlı qazlar üçün hal tənliyini daxil etməklə, axının hidravliki və qeyri-tarazlı parametrlərinin qiymətləndirilməsi üçün hesabi düsturlar alınmışdır. Bu düsturların ədədi icrası üçün hesablanma algoritmi tərtib olunmuş və real qaz kəmərinin istismar göstəriciləri əsasında müvafiq qiymətləndirmələr aparılmışdır. Hesablamaların nəticələri göstərmişdir ki, sıxlıq və təzyiqin relaksasiya qiymətləri kifayət qədər yüksəkdir. Bu nəql olunan axında mayenin olmasını göstərir. Beləliklə, müəlliflər tərəfindən təbii qazların tərkibində mayenin olmasını diaqnozlaşdırən ədədi qiymətlərə qədər gətirilə bilən metodika təklif olunmuşdur, hansı ki magistral qaz kəmərlərinin istismarı ilə məşğul olan xidmətlər tərəfindən istifadə üçün tövsiyyə oluna bilər.

Açar sözlər: təbii qaz; qaz kəməri; maye daxil olması; model; diaqnostika.