

В. Ш. ШАГАПОВ, Р. Р. УРАЗОВ, Н. Г. МУСАКАЕВ

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА В ТРУБОПРОВОДЕ С УЧЕТОМ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ВНУТРЕННИХ СТЕНКАХ ТРУБЫ

Построена математическая модель, описывающая течение природного газа в трубопроводе с учетом фазовых переходов, роста (диссоциации) газовых гидратов на внутренних стенках трубы, теплообмена трубопровода с окружающей породой. Рассмотрены различные условия транспортировки газа: давление имеет постоянное значение на входе или на выходе из трубопровода, либо давление постоянно на обоих концах трубопровода. *Газовые гидраты; математическая модель; трубопровод*

### ВВЕДЕНИЕ

Одной из проблем, связанных с транспортировкой влажного углеводородного газа, является образование газовых гидратов, особенно при высоком давлении и низкой температуре [1, 2]. Газовые гидраты – это кристаллические соединения, образовавшиеся в результате внедрения молекул газа в пустоты кристаллических структур, составленных из молекул воды. Кристаллы газовых гидратов по виду напоминают лед или спрессованный снег, но при этом их структура отличается от кристаллической структуры льда. Обычно в качестве гидратов выступают соединения воды и метана, этана, пропана, бутана, изобутана, азота, углекислого газа и сероводорода [2–5]. В настоящее время имеется большое количество работ, посвященных исследованиям газовых гидратов; ряд ссылок на данные исследования представлен в работах [6, 7].

Наличие влаги в газе и снижение температуры при его движении в скважинах, системах сбора и подготовки создают условия для отложения гидратов на стенках труб и оборудования. Газовые гидраты создают значительные проблемы с точки зрения эксплуатации и безопасности в трубопроводах [1, 3, 5, 8]. В нефтегазодобывающей промышленности для предотвращения образования газовых гидратов техпроцессы реализуются в условиях, в которых гидраты нестабильны. Необходимо определить условия, способствующие образованию гидратов при течении природного газа и, соответственно, не

допускать их возникновения. Это имеет большое значение, так как образование газовых гидратов способно создавать ряд проблем, включая полное блокирование трубопроводов и поверхностного оборудования. В этой связи актуальными становятся исследования таких режимов транспортировки газа, при которых данные ситуации можно исключить или снизить влияние склеротических процессов на нормальную эксплуатацию трубопровода.

### МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Примем, что влажный природный газ с заданным компонентным составом транспортируется в горизонтальном канале, на внутренних стенках которого может образовываться радиально-симметричный слой отложений газовых гидратов толщиной  $\delta$ .

При теоретическом моделировании двухфазных потоков за основу примем следующие допущения: температура для каждого сечения канала одинакова для обеих фаз (газа и жидкости); значения давления и температуры потока принимаются средними по сечению трубы; фазовые переходы происходят в равновесном режиме; течение в горизонтальном канале квазиустановившееся; трубопровод ориентирован строго горизонтально, влиянием силы тяжести пренебрегается; потери газа на образование гидратов пренебрежимо малы, поэтому его расход по длине трубы остается постоянным. Ось  $Z$  направим по течению газа, ее начало совпадает с входным сечением трубопровода.

Математическая модель течения природного газа в трубопроводах с учетом отложений газогидратов на внутренних стенках канала представлена в нашей работе [9]. В отличие от этой работы, в настоящей статье учтены реальные свойства газа: уравнение состояния для газовой фазы принято в виде  $p = Z_g \rho_g R_g T$ ,

Контактная информация: (3452)22-93-20

Работа выполнена при финансовом содействии Совета по грантам Президента Российской Федерации для государственной поддержки ведущих научных школ РФ (НШ-4381.2010.1).

где коэффициент сжимаемости  $Z_g$  определяется на основе уравнения Латонова – Гуревича [10]

$$Z_g = (0,17376 \ln \bar{T} + 0,73)^{\bar{p}} + 0,1\bar{p},$$

$$\bar{T} = T/T_c, \quad \bar{p} = p/p_c,$$

здесь  $\rho_g$  – плотность газовой фазы,  $p$  и  $T$  – давление и температура потока,  $R_g$  – приведенная газовая постоянная,  $T_c$  и  $p_c$  – критические параметры.

Кроме того, в настоящей работе учтено, что может происходить прогрев окружающих трубопровод пород. Соотношения, описывающие внешнюю тепловую задачу, записываются в виде

$$\frac{\partial T_G}{\partial t} = \chi \left( \frac{\partial^2 T_G}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_G}{\partial r} \right), \quad t > 0, \quad r > a_2,$$

$$-\lambda_G \frac{\partial T_G}{\partial r} = \alpha_{\sigma G} (T_{\sigma} - T_G), \quad t > 0, \quad r = a_2,$$

$$\frac{\partial T_G}{\partial t} = 0, \quad t > 0, \quad r \rightarrow \infty,$$

$$T_G = T_{G0}, \quad t = 0,$$

здесь  $\chi = \lambda_G / \rho_G c_G$ ;  $a_2$  – внешний радиус трубопровода (с учетом теплоизоляционного слоя);  $T_G$ ,  $\lambda_G$ ,  $\rho_G$  и  $c_G$  – температура, коэффициент теплопроводности, плотность и удельная теплоемкость грунта соответственно.

В работе внешняя тепловая задача решена на основе интегрального метода, описанного в работах [11, 12].

Граничные условия в разработанной математической модели задаются в зависимости от режима транспорта газа. При известном расходе задаются температура  $T_0$  и давление  $p_0$  на входе или  $T_0$  и давление на выходе  $p_L$ , т.е. нахождение  $p(z)$  и  $T(z)$  сводится к решению задачи Коши. При заданном перепаде давлений задаются  $p_0$ ,  $p_L$  и  $T_0$ , т.е. нахождение  $p(z)$  и  $T(z)$  сводится к решению краевой задачи для той же системы.

Для расчета интенсивности образования газовых гидратов на стенках канала приняты две схемы. В первом случае при поступлении к поверхности твердой фазы газа и воды в необходимом количестве интенсивность отложения газового гидрата будет определяться из условия теплового баланса на поверхности газогидратного слоя (режим теплового баланса). При недостаточном поступлении воды к поверхности твердой фазы газового гидрата полагаем, что интенсивность отложения газогидрата полностью лимитируется процессом поступления влаги на поверхность газогидратного слоя (режим «дефицита» влаги).

## ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

На основе разработанной математической модели проведены расчеты параметров газового потока в подземном трубопроводе с учетом эволюции газогидратных отложений на внутренних стенках канала. В расчетах использованы следующие параметры: длина трубопровода  $L = 10$  км,  $a_0 = 0,11$  м, начальная температура грунта  $T_G = 6$  °С, температура на входе в трубопровод  $T_0 = 50$  °С, массовый расход газа  $m_g = 0,7$  кг/с, влагосодержание на входе в трубопровод  $k_{w,0} = 3 \cdot 10^{-3}$ .

Пусть давление на входном сечении  $p_0$  трубопровода постоянно и равно 3,2 МПа. Из рис. 1 видно, что при  $z = 2$  км температура потока  $T$  равна температуре гидратообразования  $T_s$ , т.е. начиная с этого участка и ниже по течению на внутренних стенках трубопровода могут образовываться газовые гидраты.

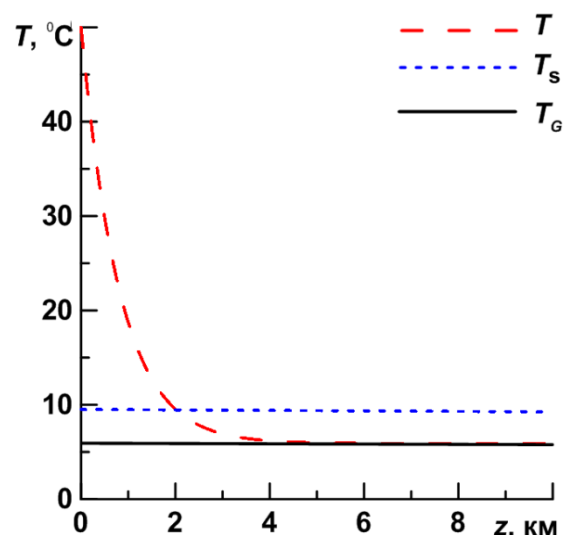


Рис. 1. Изменение в зависимости от координаты  $z$  температуры в начальный момент времени

За период в 30 суток проходное сечение в самом узком месте уменьшилось до 35% от первоначального (рис. 2). Из-за сужения со временем проходного сечения трубопровода за пробкой снижается давление, что приводит из-за адиабатического расширения газа к снижению температуры за минимальным сечением. Это, в свою очередь, согласно результатам работы [9] интенсифицирует процесс образования газовых гидратов. Зона гидратообразования нестационарна и смещается вправо (рис. 2). Также эволюция отложений характеризуется двумя особенностями: на левой кромке слоя твердых отложений гидраты разлагаются, а ниже по потоку происходит увеличение толщины отложений.

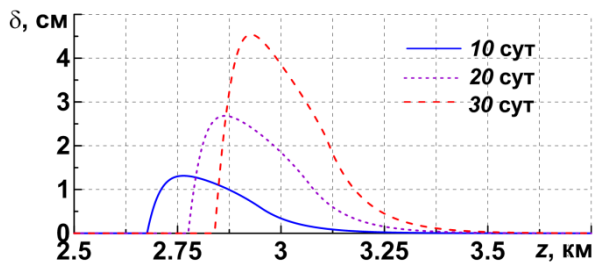


Рис. 2. Профилограмма отложений газогидратов на внутренних стенках трубопровода

Распространенным методом устранения гидратов является искусственное создание термодинамической нестабильности гидратной фазы – термодинамическое ингибирование [1–4, 8, 13]. Оно осуществляется:

- поддержанием температуры потока  $T$  выше температуры образования гидрата  $T_s$  при неизменном давлении;
- снижением давления в трубопроводе ниже уровня стабильности гидрата при неизменной температуре;
- изменением состава или удалением одного из компонентов гидрата;
- закачкой ингибитора для уменьшения стабильности гидрата при неизменном давлении и температуре.

На рис. 3 и 4 представлены результаты расчетов эволюции отложений газовых гидратов с учетом действия ингибиторов (метанола). При небольшой толщине газогидратных отложений (рис.3) подача в поток ингибиторов является эффективным средством борьбы с образовавшимся слоем твердых отложений. Противоположный эффект от применения ингибиторов наблюдается в случае, когда отложения имеют значительную толщину (рис. 4). Так, через 36 суток площадь проходного сечения составляет примерно одну десятую часть от первоначальной величины; при таком существенном сужении канала подача ингибитора с массовым расходом 250 кг/сут уже не препятствует перекрытию проходного сечения трубы. Основной причиной

отрицательного результата применения метанола при значительной толщине твердых отложений является заметное проявление дроссель-эффекта за сужающейся частью проходного сечения трубопровода.

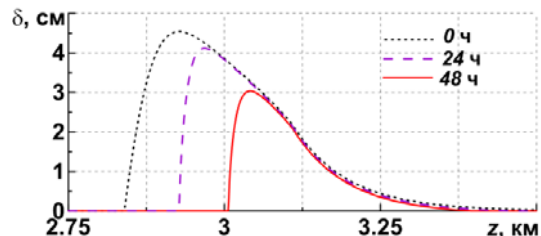


Рис.3. Изменение в зависимости от координаты  $z$  толщины газогидратного слоя при инъекции в газовый поток метанола. Слой твердых отложений образовался за 30 сут.

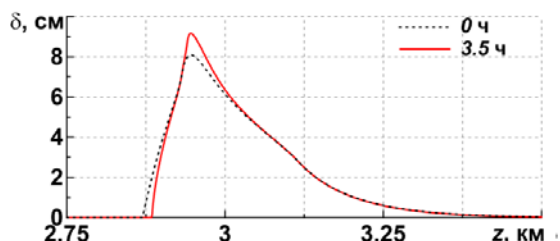


Рис.4. Изменение в зависимости от координаты  $z$  толщины газогидратного слоя при инъекции в газовый поток метанола. Слой твердых отложений образовался за 36 сут.

Приведем расчеты для течения газа в трубопроводе с постоянным давлением  $p_L=3,1$  МПа на выходе. Как видно из рис. 5, *а*, изменение толщины газогидратного слоя до 24 суток протекает аналогично формированию профиля отложений для режима течения газа с постоянным давлением на входе. Однако в дальнейшем картина меняется, перед первой зоной твердых отложений образуется вторичная. Это обусловлено тем, что увеличивающееся давление на входе (рис. 5, *б*) приводит к повышению температуры гидратообразования и, соответственно, смещению зоны гидратообразования влево (рис. б).

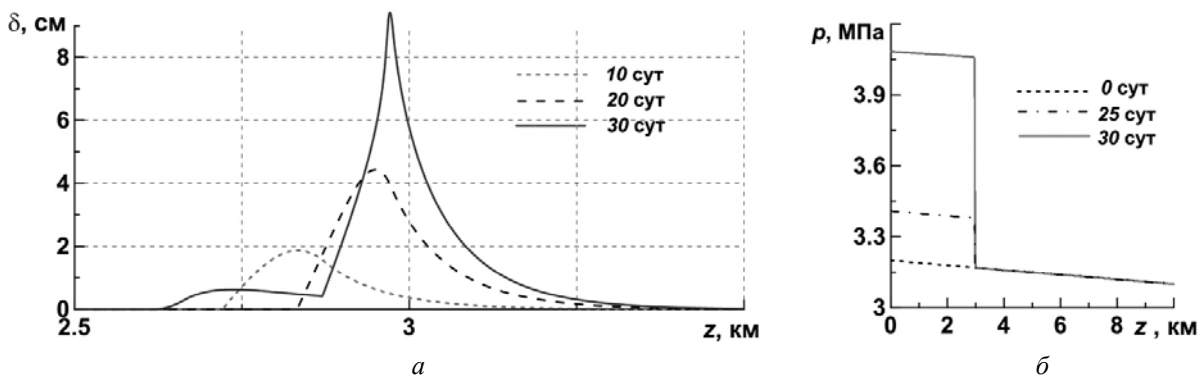


Рис.5. Изменение в зависимости от координаты  $z$  толщины: *а* – газогидратного слоя, *б* – давления

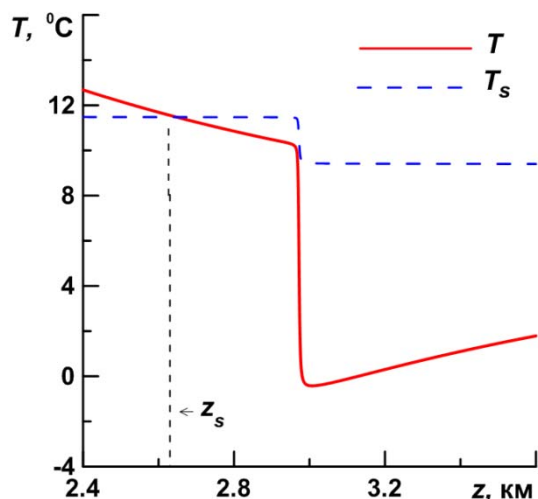


Рис. 6. Изменение в зависимости от координаты  $z$  температуры потока и температуры образования гидрата;  $z_s$  – левая граница зоны гидратообразования

Если задать давление на входе  $p_0 = 3,2$  МПа и выходе  $p_L = 3$  МПа трубопровода, то в этом случае расход газа  $m_g$  является функцией от времени, подлежащей определению (рис. 7).

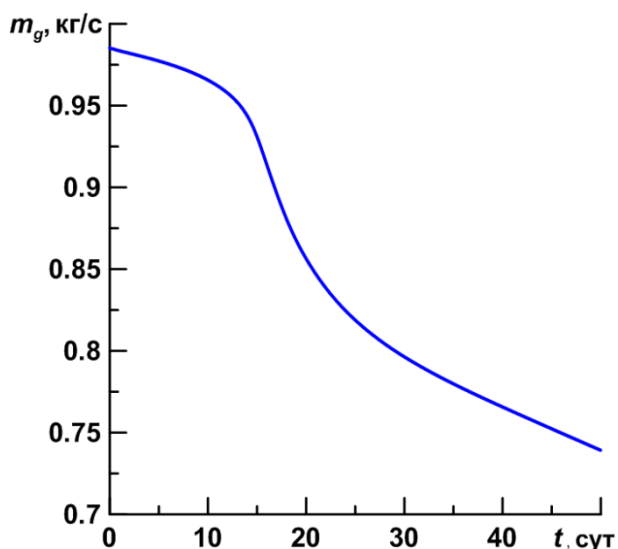


Рис. 7. Изменение во времени массового расхода газа

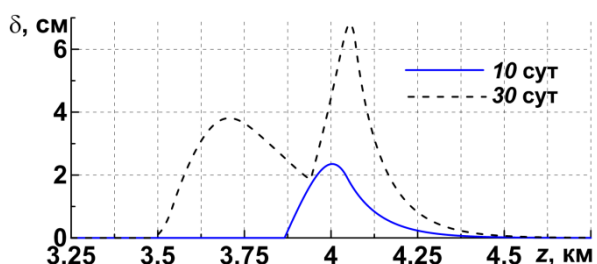


Рис. 8. Эволюция отложений газовых гидратов на внутренних стенках трубопровода

Так же, как и в случае режима транспортировки газа с постоянным давлением, на выходе трубопровода наблюдается появление вторичной зоны твердых отложений (рис.8). Данное обстоятельство можно объяснить следующим образом: по мере утолщения гидратного слоя расход газа падает, давление перед слоем твердых отложений растет, что приводит к смещению зоны гидратообразования к входному сечению трубопровода.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложена математическая модель течения углеводородного газа в горизонтальном трубопроводе. Модель учитывает фазовые переходы, рост (разложение) отложений газовых гидратов на внутренних стенках трубы, теплообмен газового потока в трубопроводе с окружающим грунтом.

Численным исследованием установлено, что при различных режимах транспортировки газа на начальном этапе формирования профиля отложений протекает аналогично: на левой кромке гидратная пробка разлагается, а за максимальной толщиной слоя происходит рост гидратов. Показана эффективность использования метанола как средства борьбы с уже образовавшейся пробкой при незначительной ее толщине. При существенном сужении проходного сечения канала подача метанола в поток уже не препятствует полному перекрытию канала газогидратными отложениями.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Макогон Ю. Ф., Саркисянц Г. А. Предупреждение образования гидратов при добыче и транспорте газа. М.: Недра, 1966.
2. Брилл Дж. П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. М.-Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2006.
3. Sloan E. D. Natural Gas Clathrate Hydrates. – New York: Marcel Dekker, 1998.
4. Истоин В. А., Квон В. Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004.
5. Ахмед Т., МакКинни П. Д. Разработка перспективных месторождений. М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2010.
6. Ribeiro C. P. Jr., Lage P. L. C. Modelling of hydrate formation kinetics: State-of-the-art and future directions // Chemical Engineering Science. – 2008. – V.63. – Pp. 2007–2034.

7. **Balakin B. V.** Experimental and theoretical study of the flow, aggregation and deposition of gas hydrate particles. Doctor thesis. – University of Bergen, Norway, 2010.

8. **Sloan E. D.** Hydrates Engineering. – SPE Monograph, 2000.

9. **Шагапов В. Ш., Мусакаев Н. Г., Уразов Р. Р.** Математическая модель течения природного газа в трубопроводах с учетом диссоциации газогидратов // Инженерно-физический журнал. 2008. Т.81, №2. С. 271–279.

10. **Гуревич Г. Р., Брусиловский А. И.** Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. М.: Недра, 1984.

11. **Goodman J.** The heat balance integral and its application to problems involving change of phase // Trans. Soc. Mech. Eng. 1958. V.80. Pp. 335–442.

12. Тепловое и механическое взаимодействие инженерных сооружений с мерзлыми грунтами / М. М. Дубина и др. Новосибирск: Наука, 1977.

13. **Бондарев Э. А., Габышева Л. Н., Каниболотский М. А.** Моделирование образования гидратов при движении газа в трубах // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. 1982. №5. С.105–109.

## ОБ АВТОРАХ

**Шагапов Владислав Шайхулагзамович**, гл. науч. сотр. Института механики УНЦ РАН, член-кор. АН РБ. Дипл. механик (МГУ, 1971). Доктор физ.-мат. наук по механике жидкости и газа (Институт гидродинамики СО РАН, Новосибирск, 1989). Иссл. в обл. механики многофазных сред.

**Уразов Руслан Рубикович**, доц. кафедры общепрофессиональных дисциплин филиала УГАТУ в г. Ишимбае. Дипл. учитель физики и математики (СГПИ, 2001). Канд. физ.-мат. наук по механике жидкости, газа и плазмы (ТюмГУ, 2005). Иссл. в обл. механики многофазных сред.

**Мусакаев Наиль Габсалямович**, зав. лаб. Тюменского филиала Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН. Дипл. физик (БашГУ, 1992). Канд. физ.-мат. наук по механике жидкости, газа и плазмы (ТюмГУ, 1996). Иссл. в обл. механики многофазных сред.