DOI: 10.17117/na.2016.06.02.146

<http://ucom.ru/doc/na.2016.06.02.146.pdf>

Поступила (Received): 15.06.2016

**Пономарева Г.В., Схалыхо З.Ч.,
Багаманова А.И., Хрисониди В.А.
Разработка математических моделей расчета
гидратообразования в газопроводе**

**Ponomareva G.V., Shalyaho Z.Ch., Bagamanova A.I., Hrisonidi V.A.
Development of mathematical models of calculation of
hydrate formation in the pipeline**

В современных условиях себестоимость добычи и транспорта газа не является дешевым удовольствием, поэтому в целях минимизации себестоимости, актуальной становится задача совершенствования существующих и разработка новых методик раннего обнаружения участков гидратообразования, учитывающих по возможности комплексное влияние основных процессов протекающих при эксплуатации газопроводов

Ключевые слова: гидратообразование, газопровод, математические модели

In modern conditions the cost of gas production and transportation is not a cheap pleasure, so in order to minimize production costs, is becoming urgent task of improving existing and developing new techniques for early detection of sites of hydrate formation, taking into account the possible influence of the main complex processes occurring in the operation of gas pipelines

Key words: hydrating, pipeline, mathematical models

Пономарева Галина Викторовна

Старший преподаватель

Майкопский государственный технологический университет

Адыгея, пос. Яблоновский, ул. Связи, 11

Ponomareva Galina Victorovna

Senior Lecturer

Maikop state technological university

Adygea, vill. Yablonovsky, Svyazi st., 11

Схалыхо Зарема Чатибовна

Кандидат философских наук, доцент

Майкопский государственный технологический университет

Адыгея, пос. Яблоновский, ул. Связи, 11

Shalyaho Zarema Chatibovna

Candidate of Philosophy Sciences, Associate Professor

Maikop state technological university

Adygea, vill. Yablonovsky, Svyazi st., 11

Багаманова Алина Ильнуровна

Студент

Майкопский государственный технологический университет

Адыгея, пос. Яблоновский, ул. Связи, 11

Bagamanova Alina Ilnurovna

Student

Maikop state technological university

Adygea, vill. Yablonovsky, Svyazi st., 11

Хрисониди Виталий Алексеевич

Старший преподаватель

Майкопский государственный технологический университет

Адыгея, пос. Яблоновский, ул. Связи, 11

Hrisonidi Vitali Alexeyvich

Senior Lecturer

Maikop state technological university

Adygea, vill. Yablonovsky, Svyazi st., 11

В целях минимизации себестоимости добычи и транспорта газа, актуальной задачей является, совершенствование существующих и разработка новых методик раннего обнаружения, участков начала конденсации влаги и гидратообразования, учитывающие по возможности комплексное влияние основных процессов протекающих при эксплуатации газопроводов.

К технологическим факторам, влияющим на образование гидратов, относят:

а) недостаточно тщательные продувки газопровода перед пуском;
б) отсутствие конденсатосборников и продувочных патрубков в пониженных местах газопровода или нерегулярное удаление из них скапливающейся жидкости;

в) недостаточную очистку газа до подачи его в магистральный газопровод.

Знать места возможного гидратообразования очень важно для своевременного их предупреждения. Эксплуатация промысловых газосборных сетей и магистральных газопроводов производится, как правило, в условиях турбулентного режима, когда жидкая вода, конденсирующая из газа и не отделенная в сепараторах, переносится газовым потоком в виде пленочной или мелкодисперсной капельной жидкостью. Поэтому почти вся жидкая вода, выпадающая из газового потока в определенных условиях, может переходить в гидраты. Для правильного определения места образования гидратов необходимо иметь следующие данные:

- состав газа, его плотность;
- изменение давления;
- изменение температуры;
- влажность газа.

Зная влажность и состав подаваемого газа, а так же зависимость этих параметров от давления и температуры, можно определить время начало образования гидратов, место и скорость накопления их в газопроводе. Это позволяет своевременно принять надлежащие меры.

Если точка росы лежит выше равновесной кривой гидратообразования, то гидраты образуются в точке пересечения линии изменения температуры в газопроводе с кривой равновесной температуры гидратообразования. Если точка росы лежит ниже равновесной кривой гидратообразования, но выше минимума температурной кривой в газопроводе, гидраты образуются в точке росы. В условиях, когда точка росы лежит ниже равновесной кривой гидратообразования и ниже кривой изменения температуры в газопроводе, гидратообразование невозможно [7].

При возникновении условий гидратообразования гидратная пробка быстро нарастает на данном участке газопровода по мере поступления воды и гидратообразователя. При этом происходит выделение паров воды из газа, что снижает упругость паров воды на определенную величину и ускоряет процесс образования локальной гидратной пробки [8].

Способы предупреждения образования гидратов: поддержание температуры потока газа выше температуры гидратообразования с помощью подогревателей, теплоизоляции трубопроводов; понижение температуры точки росы газа: уменьшением давления при транспорте газа (при этом наряду с понижением

температур точек росы снижается также температура начала образования гидратов); нейтрализацией воды, выпадающей в жидком виде; очисткой газа от паров воды – газоосушка [6, с 130].

Существующие методики предупреждения гидратообразования в системах сбора, промысловой подготовки и транспорта газа, как правило, не учитывают совместное проявление таких процессов, как течение газа в трубопроводе при наличии фазовых переходов, отложение твердой фазы на стенки трубопровода, теплообмен трубопровода с окружающей средой.

Модели эффективного определения зоны конденсации влаги должны быть достаточно просты и пригодны для возможной алгоритмизации.

Для реализации модели эффективного определения зоны конденсации влаги в магистральном газопроводе и технологических трубопроводах компрессорной станции, и достаточного количества метанола, вводимого в газопровод необходимы следующие исходные данные (табл. 1).

Таблица 1. Исходные данные для реализации модели и алгоритма

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единицы измерения
1	Производительность газопровода	Q	Н*м ³ /сут
2	Диаметр трубопровода	D	мм
3	Начальное давление	p_1	МПа
4	Конечное давление	p_2	МПа
5	Начальная температура газа	T_n	°С
6	Температура окружающей среды	T^0	°С
7	Длина расчётного участка	L	м
8	Коэффициент Джоуля–Томсона;	μ	К/МПа
9	Абсолютная плотность газа;	ρ	кг/м ³
10	Температура точки росы	$T_{m.p.}$	°С
11	Теплоёмкость газа	C_p	Дж/К
12	Коэффициент теплопроводности	K	Вт/м ² *К

Источник: 1, с. 56

Для пояснения формирования модели приведем следующие рассуждения.

Начало зоны конденсации x_n в газопроводе при $T = T_{m.p.}$ определяется по формуле

$$x_n = \frac{1}{a} \cdot \ln \left[\frac{\mu \cdot (p_1 - p_2) + (T_n - T_0) \cdot a \cdot L}{\mu \cdot (p_1 - p_2) + (T_{m.p.} - T_0) \cdot a \cdot L} \right], \quad (1)$$

Конец зоны конденсации x_k в газопроводе

$$x_k = \frac{1}{a} \cdot \ln \left[\frac{(T_n - T_0) \cdot a \cdot L}{\mu \cdot (p_1 - p_2)} + 1 \right], \quad (2)$$

$$a = \frac{24 \cdot k \cdot \pi \cdot D}{\rho \cdot Q \cdot C_p}, \quad (3)$$

где k – коэффициент теплопередачи в окружающую среду; D – наружный диаметр газопровода; ρ – плотность газа; Q – объёмный расход газа, C_p – удельная теплоёмкость газа. [4, с. 13].

Температура начала конденсации паров воды из газа при температуре газа в газопроводе T , равной точке росы $T_{m.p.}$, определяют по формуле

$$T = T_0 + (T_n - T_0)e^{-ax} - \mu \frac{p_1 - p_2}{L} \cdot \frac{1 - e^{-ax}}{a}, \quad (4)$$

где T , T_0 – температура соответственно газа в газопроводе и окружающей среды (К); T_n – начальная температура газа (К); a – расчётный коэффициент; x – расстояние от начала газопровода до рассматриваемой точки (м); μ – коэффициент Джоуля–Томсона К/МПа, L – длина участка газопровода (м), p_1 – начальное давление, p_2 – конечное давление (МПа).

Для нормальной работы газопровода осушку газа необходимо проводить ниже температуры точки росы на 5 – 7 К. Толщину слоя образовавшегося в газопроводе гидрата можно определить по формулам:

– для точки росы от 273 до 243 К:

$$\delta = \left(m + \frac{n}{\lg p} \right) \cdot (T_0 - T_{m.p.}) \cdot \lg \frac{0,2785 \cdot T}{p} \quad (5)$$

– для точки росы от 233 до 223 К:

$$\delta = (m + n \cdot \lg p) \cdot (T_0 - T_{m.p.}) \quad (6)$$

где m и n – эмпирические коэффициенты которые зависят от давления P , температуры T и диаметра D .

Данные эквивалентности следует использовать, когда температура транспортируемого газа будет ниже точки росы [2, с. 62]. Влагосодержание газа определяется по формуле:

$$W = \frac{0,457}{1,42 \cdot P_{cp}} \cdot e^{0,0735t - 0,00027t^2} + 0,0418 \cdot e^{0,054t - 0,0002t^2} \quad (7)$$

где W – влагосодержание газа (г/м³), P_{cp} – среднее давление на рассматриваемом участке (МПа), t – температура на рассматриваемом участке газопровода (°С).

Среднее давление газа в газопроводе:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(p_1 + \frac{p_2^2}{p_1 + p_2} \right) \quad (8)$$

где p_1 – давление газа в начале участка (МПа), p_2 – давление газа в конце участка (МПа). [8 с.34]

Количество жидкой фазы, выделявшейся из газа:

$$G_{ж.в.} = W \cdot Q \quad (9)$$

Температуру образования гидрата $T_{гидр}$ определяются на основании среднего давления p_{cp} . Для определения изменения температуры ΔT используем формулу:

$$\Delta T = T_{\text{гидр}} - T_0 \quad (10)$$

где $T_{\text{гидр}}$ – температура гидратообразования (К), T_0 – температура окружающей среды (К).

Концентрация метанола в газе определяется по формуле:

$$K_{\text{м.г.}} = M_{\text{ж.}} \cdot K_{\text{м.}} \cdot 16 \cdot 10^{-3} \quad (11)$$

где $M_{\text{ж.}}$ – содержание метанола в жидкости (%), $K_{\text{м.}}$ – отношение количества паров метанола к его содержанию в жидкости $K_{\text{м.}} = W/1,088$, (г/м³).

Количество метанола, насыщающего жидкость, определяют:

$$G_{\text{м.ж.}} = \frac{G_{\text{ж.в.}} \cdot M_{\text{ж.}}}{100 - M_{\text{ж.}}}, \quad (12)$$

где $G_{\text{м.ж.}}$ – количество жидкой фазы, выделившейся из газа (кг/сут).

Количество метанола, насыщающего газ:

$$G_{\text{м.г.}} = Q \cdot K_{\text{м.г.}} \quad (13)$$

где $K_{\text{м.г.}}$ – концентрация метанола в газе (г/м³)

Количество метанола, которое необходимо ввести в газопровод:

$$G_{\text{м.}} = G_{\text{м.ж.}} + G_{\text{м.г.}} \quad (14)$$

где $G_{\text{м.г.}}$ – количество метанола, насыщающего газ (кг/сут).

Удельный расход метанола:

$$q_{\text{м.}} = \frac{G_{\text{м.}}}{Q} \quad (15)$$

где $G_{\text{м.}}$ – количество метанола, вводимого в газопровод (кг/м³).

Данная методика позволяет определить температуру образования гидрата при заданных условиях, влагосодержание газа, количество жидкой фазы, выделившейся из газа, концентрацию метанола в газе, количество метанола, насыщающего газ, количество метанола, насыщающего жидкость, и удельный расход газа.

Полученные зависимости позволяют рассчитать влагосодержание газа для пускового периода магистрального газопровода и при условии, что значение точки россы газа по воде полученное по формуле 6 укладывается в параметры заданные ГОСТ 53763 – 2009.

Список используемых источников:

1. Паранук А.А. Программа мониторинга гидратообразования магистральных газопроводов при помощи штатных систем контроля GIDRAT 1.0 // Наука и техника в газовой промышленности. 2015. №3 (63). С. 55-57.
2. Паранук А.А. Хранение природного газа в гидратном состоянии в условиях крайнего севера // Технологии нефти и газа. 2015. №1 (96). С. 62-63.
3. Паранук А.А., Никулин А.В. Разработка программы для расчета влагоемкости газа в программе Борланд Делфи 7.0 // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №1 (33). С. 49-50.
4. Паранук А.А. Разработка методов раннего обнаружения гидратообразования в магистральных газо-проводах и технологических трубопроводах компрессорных станций: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Краснодар. 2013.

5. Паранук А.А. Разработка алгоритма расчета гидратообразования в газопроводе на языке программирования Турбо Паскаль 7.1 // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2013. №2. С. 14-17.

© 2016, Пономарева Г.В., Схляхо З.Ч.,

Багаманова А.И., Хрисониди В.А.

Разработка математических моделей расчета
гидратообразования в газопроводе

© 2016, Ponomareva G.V., Shalyaho Z.Ch.,

Bagamanova A.I., Hrisonidi V.A.

Development of mathematical models of calculation
of hydrate formation in the pipeline