

# МЕТОД ФОРМИРОВАНИЯ РАСЧЕТНЫХ ПРИМЕРОВ ДЛЯ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ЗАДАЧ ТРАНСПОРТА ГАЗА

УДК 51-74(622.691.4.053)

К.Ю. Слободчиков, ПАО «Газпром автоматизация» (Москва, РФ),

k.slobodchikov@gazprom-auto.ru

Современная система диспетчерского контроля и управления представляет собой сложный многоуровневый территориально распределенный и резервированный программно-технический комплекс. Этот комплекс существует одновременно с процессом обновления нормативной документации, увеличением требований к системам, ужесточением конкуренции у разработчиков. Разработку и внедрение комплекса сопровождают анализ расчетных процедур, создание моделей объекта, расчетных примеров, программных и аппаратных стендов. Высокие требования к достоверности и точности расчетов диспетчерских систем управления обуславливают создание метода валидации исходных данных и верификации алгоритмов расчета.

В статье предложен метод формирования расчета, представляющий собой итерационную процедуру: поиск расчетного примера в открытых источниках и его реализацию (повторение последовательности); поиск альтернативных вариантов расчета параметров примера (ветвление); сверку результатов расчета в моделирующей программе и выявление причин расхождения (анализ); корректировку входных данных и приведение к обновленной нормативной базе (верификация). Представлены результаты применения метода, в частности уточненные примеры расчетов, предложения по корректировке нормативных документов, новый алгоритм решения задачи определения возможного или фактического гидратообразования в газопроводе.

Результаты применения метода использованы в ходе разработки программного диспетчерского комплекса «Поток-ДУ», внедрение которого начинается с объекта «Сила Сибири». В марте 2017 г. ПАО «Газпром автоматизация» успешно провело испытания «Поток-ДУ» на производственных объектах ООО «Газпром трансгаз Томск» в Хабаровском линейном производственном управлении магистральных газопроводов и Дальневосточном региональном диспетчерском пункте.

*Апробация научной стороны метода прошла на VII Международной научно-технической конференции «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (GTS-2017) 26–27 октября 2017 г.*

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** АЛГОРИТМ, РАСЧЕТНЫЙ ПРИМЕР, ГИДРАТ, ТОЧКА РОСЫ, ПРОГРАММНЫЙ ДИСПЕТЧЕРСКИЙ КОМПЛЕКС.

Разработка и тестирование программных средств систем управления всегда выполняется с использованием моделей объекта. Многошаговые алгоритмы, десятки входных параметров, отсутствие примеров расчета требуют создания проверочного механизма, подтверждающего корректность или выявляющего расхождение расчетов уже на этапе разработки документации. В последующем этот механизм формирования проверочных примеров участвует при отладке программного обеспечения и в процессе приемо-сдаточных испытаний.

Введение в действие серии новых ГОСТ 30319.1–2015, ГОСТ

30319.2–2015, ГОСТ 30319.3–2015 [1–3], а также СТО Газпром 3.3–2–044–2016 [4] сделало рассматриваемый вопрос актуальным одновременно для многих разработчиков систем управления локального и диспетчерского уровня, а также персонала, эксплуатирующего указанные системы.

Анализ публикаций набора задач «калькулятор диспетчера» выполнялся по следующим типам материалов:

- контрольным примерам ГОСТ;
- контрольным примерам СТО;
- справочникам различных направлений;
- диссертационным работам.

Абсолютно корректные расчеты представлены в ГОСТ. Анализ

СТО Газпром 2–1.19–530–2011 [5] выявил небольшие неточности расчетов. Ориентированные на студенческую аудиторию справочники и учебная литература, как правило, имеют в примерах большие погрешности и округления промежуточных расчетов, нередко опечатки или ошибки [6–9]. Для поиска промежуточных значений в ряде источников применяются номограммы. Все это осложняет процедуру сверки расчетов.

## МЕТОДОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОЦЕДУРА ФОРМИРОВАНИЯ РАСЧЕТА

Большинство расчетов транспорта газа требуют промежуточного вычисления коэффици-

**Slobodchikov K.Yu.**, Gazprom avtomatizatsiya PJSC (Moscow, Russian Federation),

k.slobodchikov@gazprom-auto.ru

### Method of forming calculated examples for supervisory gas transport tasks

The modern centralized dispatch control system represents a multilevel, geographically distributed, and reserved software and hardware complex. This complex coexists with the process of updating regulatory documentation, increasing requirements for systems, and intensification of competition among developers. The development and implementation of the complex are accompanied by the analysis of calculation procedures, development of object models, calculation examples, software and hardware stands. High standards for the reliability and accuracy of calculations of the dispatch control system lead to the development of a method for input data validation and calculation algorithms verification.

The article proposes a method for calculation development that represents an iteration procedure: the search for a calculated example in open sources and its implementation (repetition of the sequence); the search for alternative options for calculating the parameters of the example (branching); verifying the calculation results in the modeling program and identifying the reasons for the discrepancy (analysis); correction of input data and bringing to the updated regulatory framework (verification).

The paper presents the results of the application of the method: refined calculation examples, proposals for updating regulatory documentation, a new algorithm for solving the problem of determining the possible or actual hydrate formation in a gas pipeline.

The results of the method were used during the development of the software dispatching complex Potok-DU, the implementation phase begins with the Power of Siberia pipeline. In March 2017, Gazprom avtomatizatsiya PJSC successfully tested the Potok-DU complex at the production facilities of Gazprom transgaz Tomsk LLC in the Khabarovsk Linear Production Department of the Main Gas Pipelines and the Far Eastern Regional Dispatch Center.

*The scientific side of the method got approval at the 7th International Scientific and Technical Conference "Gas Transmission Systems: Present and Future" (GTS-2017) on October 26–27, 2017.*

**KEYWORDS:** ALGORITHM, CALCULATION EXAMPLE, HYDRATE, DEW POINT, SOFTWARE DISPATCH COMPLEX.

ента сжимаемости  $Z$ . Если при расчете  $Z$  по частичному компонентному составу отладчик кодов программного компилятора сопоставим с возможностями пошаговой сверки в моделирующей программе MathCad, то при расчетах методом полного компонентного состава [2, 10] открытый интерфейс MathCad становится незаменимым.

Таким образом, на первом этапе создания примера выполняется обычное повторение последовательности расчета в MathCad.

На втором этапе происходит выявление возможных ветвлений алгоритма. Прорабатываются существующие открытые источники, при наличии непротиворечивых различных методов расчета промежуточного параметра параллельно выстраивается расчет указанного параметра. Приоритетность выбора метода расчета такова: ГОСТ, СТО, любая отраслевая действующая методика, справочники и учебная литература.

Процедура ветвления выполняется только для задач, которые целиком не регламентированы определенным ГОСТ или СТО.

Результаты расчета в разных ветках, как правило, дают малые расхождения при соотношении входных параметров, близких к действительным измеряемым параметрам в газопроводе. При этом истинным принимается результат расчета приоритетного метода.

Практическая польза такого дублирования заключается в том, что различный функциональный базис формул неизбежно выдаст расхождения при попадании в расчет недостоверных входных данных. Выявление таких данных особенно актуально при значениях параметра в диапазоне допустимых метрологических значений датчика, но не в диапазоне действительных рабочих показаний процесса. Ветвление алгоритмов позволяет выявлять такой тип недостоверности.

Примером работающего алгоритма, использующего ветвление, является анализ достоверности расчета производительности нагнетателя в алгоритме настройки коэффициента конфузора, реализованный автором в ряде систем автоматического управления

газоперекачивающих агрегатов (САУ ГПА): «Квант-1М», «Квант-6» фирмы ООО «Вега-ГАЗ» [11]. Достоверность входных данных определяется с помощью расчета коэффициента технического состояния по формуле:

$$K_{TC} = 1 - \left| \frac{\eta_{\text{пасп.п}} - \eta_n}{\eta_{\text{пасп.п}}} \right|, \quad (1)$$

где

$$\eta_n = \frac{k}{a(k-1)}, \quad (2)$$

$$a = \frac{\lg(T_{\text{ввых}}/T_{\text{вх}})}{\lg(P_{\text{ввых}}/P_{\text{вх}})}, \quad (3)$$

$$\eta_{\text{пасп.п}} = D_0 + D_1 \frac{Q_{\text{пр}}}{1000} + D_2 \frac{Q_{\text{пр}}^2}{1000} + D_3 \frac{Q_{\text{пр}}^3}{1000} + D_4 \frac{Q_{\text{пр}}^4}{1000}, \quad (4)$$

где  $\eta_{\text{пасп.п}}$  – паспортный политропный коэффициент полезного действия (КПД);  $\eta_n$  – политропный КПД;  $k$  – показатель изоэнтропы;  $a$  – показатель политропы;  $T_{\text{ввых}}$  – температура на выходе нагнетателя, К;  $T_{\text{вх}}$  – температура на входе нагнетателя, К;  $P_{\text{ввых}}$  – давление на выходе нагнетателя, МПа;  $P_{\text{вх}}$  – давление на входе нагнетате-

ля, МПа;  $D_0, \dots, D_4$  – коэффициенты аппроксимации;  $Q_{пр}$  – приведенная производительность нагнетателя,  $\text{м}^3/\text{мин}$ .

Формула (1) представляет собой аналог определения относительной погрешности:

$$\delta_j = \left| \frac{j_1 - j_2}{j_2} \right| \cdot 100\%, \quad (5)$$

где  $j_1$  – истинное значение величины;  $j_2$  – приближенное значение величины. Контроль достоверности относительной погрешности представляет анализ ее доверительного интервала.

Следующий шаг создания примера – доработка в соответствии с обновленной нормативной документацией. Необходимость выполнения этого шага объясняется выпуском новых СТО и ГОСТ.

#### РАСЧЕТ МГНОВЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ И ИЗМЕНЕНИЯ ЗАПАСА ГАЗА

Вычисление мгновенных значений запаса газа и изменения запаса газа магистрального газопровода требует последовательного расчета средних значений давления  $P_{cp}$ , МПа, температуры  $T_{cp}$ , К, и коэффициента сжимаемости в газопроводе  $Z_{cp}$  [12, 13].

$$V_{зап.ст} = V_{тр} \frac{293,15 P_{cp}}{101325 T_{cp} Z_{cp}}, \quad (6)$$

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left( P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right), \quad (7)$$

$$T_{cp} = 273,15 + T_{гр} + \frac{T_H - T_K}{\ln \left( \frac{T_H - T_{гр}}{T_K - T_{гр}} \right)}, \quad (8)$$

$$Z_{cp} = 1 + \frac{0,0241 P_{пр}}{\tau}, \quad (9)$$

$$\tau = 1 - 1,68 T_{пр} + 0,78 T_{пр}^2 + 0,0107 T_{пр}^3, \quad (10)$$

где  $V_{зап.ст}$  – объем газа при стандартных условиях,  $\text{м}^3$ ;  $V_{тр}$  – объем трубопровода,  $\text{м}^3$ ;  $P_H, P_K$  – начальное и конечное абсолютное давление газа на рассматриваемом участке газопровода, соответственно, МПа;  $T_{гр}$  – температура грунта на рассматриваемом участке газопровода,

$K; T_H, T_K$  – температура газа в начале и конце рассматриваемого участка газопровода, соответственно, К;  $P_{пр}$  – приведенное давление, безразмерная величина;  $\tau$  – промежуточный коэффициент;  $T_{пр}$  – приведенная температура, безразмерная величина.

В формулах (8–9) представлены устаревшие методы расчета параметров в действующих руководствах [12, 13]. Их аналог приведен в СТО Газпром 2-3.5-051-2006 [14]:

$$T_{cp}^1 = T_{oc} + \frac{T_H - T_{oc}}{a'L} (1 - e^{-a'L}) - D_i \frac{P_H^2 - P_K^2}{2a'LP_{cp}} \left[ 1 - \frac{1}{a'L} (1 - e^{-a'L}) \right], \quad (11)$$

$$Z_{cp}^1 = 1 + N_1 P_{пр} + N_2 P_{пр}^2, \quad (12)$$

$$N_1 = -0,39 + \frac{2,03}{T_{пр}} + \frac{3,16}{T_{пр}^2} + \frac{1,09}{T_{пр}^3}, \quad (13)$$

$$N_2 = 0,0423 - \frac{0,1812}{T_{пр}} + \frac{0,2124}{T_{пр}^2}, \quad (14)$$

где  $T_{cp}^1$  – средняя температура в газопроводе, К;  $T_{oc}$  – расчетная температура окружающей среды (грунта при подземной прокладке), К;  $L$  – длина газопровода, м;  $D_i$  – среднее значение коэффициента Джоуля – Томсона на участке, К/МПа;  $Z_{cp}^1$  – средний коэффициент сжимаемости в газопроводе;  $N_1, N_2$  – коэффициенты полинома;  $a'$  – расчетный коэффициент, определяемый как

$$a' = \frac{0,225 K_{cp} d_H}{q \rho_b C_p}, \quad (15)$$

где  $K_{cp}$  – средний на участке общий коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ;  $d_H$  – наружный диаметр трубы, мм;  $q$  – расход газа, млн  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $\rho_b$  – относительная плотность газа по воздуху;  $C_p$  – средняя изобарная теплоемкость газа,  $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ .

Определение  $K_{cp}$  по методике ОНТП 51-1-85 [13] признано невыполнимым [6]. Процедура расчета  $K_{cp}$  по опытным данным (при  $T_K$ )

выполняется по модифицированной формуле (15):

$$K_{cp} = \ln \left( \frac{T_H - T_{oc}}{T_K - T_{oc}} \right) \cdot \frac{q 1000 \rho_b C_p}{0,2255 d_H L}. \quad (16)$$

Уточнение  $K_{cp}$  выполняется в результате итерационной процедуры, учитывающей часть уравнения с коэффициентом  $D_i$ .

В методике [12] контрольный пример расчета запаса газа отсутствует. В данной работе использованы примеры расчета, взятые в справочнике [8], с применением номограмм и округлений. Исходные данные расчета, пересчитанные современными формулами, дали скорректированный результат.

#### РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СТАЦИОНАРНОГО НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОГО ГАЗОВОГО ПОТОКА ПО ТРУБОПРОВОДУ

Порядок расчета определен СТО Газпром 2-3.5-051-2006 [14]. Расчет температуры в каждой точке  $x$  газопровода следующий:

$$T_x = T_{oc} + (T_H - T_{oc}) e^{-a'x} - D_i \frac{P_H^2 - P_K^2}{2a'LP_{cp}} (1 - e^{-a'x}), \quad (17)$$

где  $x$  – метровая отметка газопровода, м.

Расчет массивов температуры и давления вдоль газопровода ( $T_x, P_x$ ) – ключевой для задач «утечка газа через отверстие», «определение потерь газа при аварии на одноточечном газопроводе», «определение возможного гидратообразования в газопроводе». Контрольный пример для данной задачи был разработан по исходным данным примеров справочника [8].

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЧЕК ВОЗМОЖНОГО ИЛИ ФАКТИЧЕСКОГО ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

Для решения данной задачи нет нормативных документов. Пошаговый алгоритм собран в процессе поиска и анализа отобранных расчетных процедур [6, 15–17].





**KIOGE**  
Kazakhstan



26-я КАЗАХСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

# НЕФТЬ И ГАЗ

26th KAZAKHSTAN  
INTERNATIONAL

## OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

[www.kioge.ru](http://www.kioge.ru)

**ГЛАВНАЯ  
НЕФТЕГАЗОВАЯ  
ВЫСТАВКА  
В ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ**

**3-5**

ОКТАБРЯ / OCTOBER

**2018**

АЛМАТЫ, КАЗАХСТАН  
ALMATY, KAZAKHSTAN

**THE LEADING  
OIL & GAS EVENT  
IN THE CENTRAL ASIA**

ОРГАНИЗАТОР  
ORGANISED BY



**CONNECTING  
YOUR BUSINESS  
TO THE WORLD**

**ITE МОСКВА**

+7 (499) 750 0828  
oil-gas@ite-expo.ru  
[www.kioge.ru](http://www.kioge.ru)

**ITE GROUP PLC**

+44 (0) 207 596 5011  
og@ite-events.com  
[www.oilgas-events.com](http://www.oilgas-events.com)

Зону возможного гидратообразования в газопроводе определяют расчетным методом.

Участок, на котором температура газа одновременно ниже кривой температур гидратообразования и кривой температуры точки росы, представляет собой зону возможного гидратообразования. При этом давление газа должно быть выше давления диссоциации. Наиболее вероятными местами выпадения гидратов при перечисленных условиях считаются U-образные участки, в которых влага может не только конденсироваться, но и скапливаться (например, при пустом газопроводе).

Температуру гидратообразования с учетом давления  $P_x$  в каждой точке газопровода  $x$  рассчитывают по формуле:

$$T_{\text{гидр } x} = \frac{G}{F - \ln(P_x Z_{\text{cp}}^1)}, \quad (18)$$

где значения эмпирических коэффициентов  $G$ ,  $F$  определяются из справочной литературы [15].

Резервная ветвь расчета может быть выполнена через вычисление параметра давления диссоциации с привязкой к температуре  $T_x$  в каждой точке газопровода:

$$P_{\text{дис } x} = \frac{10(F_1 - \frac{G_1}{T_x} + H_1 \cdot \lg T_x)}{10,19716}, \quad (19)$$

где эмпирические коэффициенты  $F_1$ ,  $G_1$ ,  $H_1$  определяются из альтернативного справочного источника [6].

В зимнее время давление и температура в газопроводе способствуют гидратообразованию влажного газа. Но действительное влагосодержание газа в газопроводе незначительно. Функционально влагосодержание зависит от текущего давления в газопроводе и точки росы.

Влагосодержание насыщенного газа при нормальных условиях,  $\text{г/м}^3$ , определяется по формуле Бюкачека, основанной на величине влагосодержания метана в состоянии насыщения [16]:

$$W_x = \left( \frac{F_2}{P_x} + G_2 \right) C_\gamma C_s, \quad (20)$$

где  $F_2$ ,  $G_2$  – коэффициенты, зависящие от температуры точки росы газа в данной точке газопровода;  $C_\gamma$ ,  $C_s$  – поправочные коэффициенты на плотность газа и соленость воды.

Значение влагосодержания газа также можно получить [17] через формулу:

$$W_x = \frac{0,457}{P_x} (e^{0,0735t_{px} - 0,00027t_{px}^2}) + 0,0457(e^{0,054t_{px} - 0,00027t_{px}^2}), \quad (21)$$

где  $t_{px}$  – температура точки росы в газопроводе, °C.

Точка росы по длине газопровода является главным параметром, по которому можно с большой вероятностью спрогнозировать возможность образования гидратов. Блок-схема расчета температуры точки росы представлена на рис. 1.

Сначала рассчитывается влагосодержание по формуле (21) через температуру точки росы в начале газопровода по показаниям гидрометра. После этого создается массив значений плотности газа  $\rho_i$  в промежуточных точках газопровода по параметрам  $(T_i, P_i)$ :

$$\rho_i = \rho_c \frac{P_i T_c}{P_c T_i Z_i}, \quad (22)$$

где  $i$  – промежуточные отметки участков газопровода, м (введены для уменьшения числа расчетов);  $P_c = 0,101325$  МПа, давление газа при стандартных условиях;  $T_c = 293,15$  К, температура газа при стандартных условиях;  $T_i$ ,  $P_i$ ,  $Z_i$  – температура, давление и коэффициент сжимаемости газа в промежуточных точках  $i$  газопровода, соответственно.

Для расчета зависимости  $W_x$  принято допущение об однородности газового потока в интервале измерений гидрометром и пропорциональности между изменением плотности газовой

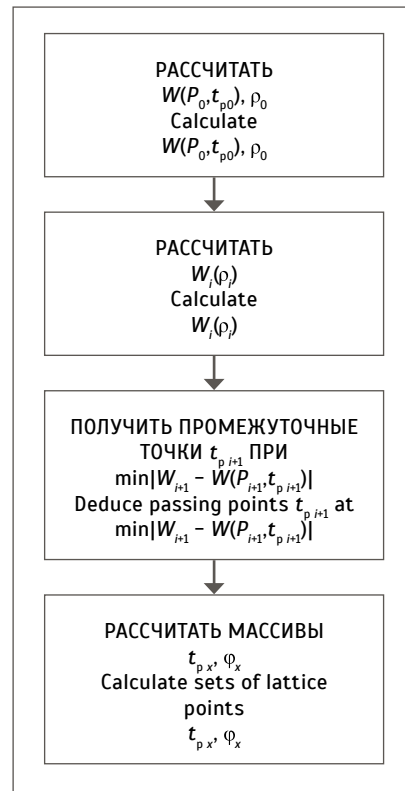


Рис. 1. Блок-схема расчета температуры точки росы

Fig. 1. Calculation block diagram of the dew point temperature

смеси и изменением влагосодержания:

$$W_{i+1} = \rho_{i+1} \frac{W_0}{\rho_0}, \quad (23)$$

где  $W_0$  – влагосодержание в начале газопровода,  $\text{г/м}^3$ ;  $\rho_0$  – плотность газовой смеси в начале газопровода,  $\text{кг/м}^3$ .

Для расчета температуры точки росы вдоль газопровода требуется решить обратную задачу, используя формулу (21). Для расчета промежуточных значений температуры точки росы  $t_{p,i+1}$  задается массив значений  $(t_{p,i} - \Delta t_p, t_{p,i} + \Delta t_p)$  в окрестности предыдущего значения выбранной точки  $t_{p,i}$ . На первом шаге таким значением является температура точки росы, измеренная гидрометром  $t_{p0}$ . В ходе расчета определяется минимальное значение разности влагосодержания  $W_{i+1}$  по формулам (21–23) и влагосодержания с подбираемым значением  $t_{p,i+1}$ :



$$\min |W_{i+1} - W(P_{i+1}, t_{p i+1})|. \quad (24)$$

Полученное значение  $(i + 1)$ -го элемента  $t_{p i+1}$  переводится в значение  $T_{p i+1}$  и запоминается. Расчет повторяется для следующего участка  $i$  до набора необходимого количества промежуточных точек  $T_{p i}$ . По промежуточным значениям  $T_{p i}$  методом сплайн-интерполяции формируется полный массив  $T_{p x}$ .

Выполняется сравнение рассчитанных пар температур  $(T_x, T_{p x})$ . В случае если температура газа ниже температуры точки росы, определяется начало  $x_n$  участка возможной конденсации газа. Завершение участка  $x_k$ , соответственно, определяется в точках, где  $T_x > T_{p x}$ , либо присваивается последняя точка рассматриваемого участка.

Достоверность расчета точки росы вдоль газопровода может быть подтверждена более сложным методом [18] или через относительную влажность  $\varphi_x$  вдоль газопровода:

$$\varphi_x = 100 \% \cdot \frac{P_{s1}(t_{p x})}{P_s(T_x - 273,15)} \quad (25)$$

где  $P_{s1}$  – парциальное давление водяных паров для соответствующей температуры точки росы, МПа;  $P_s$  – парциальное давление водяных паров при текущей температуре в газопроводе, МПа.

Расчет  $P_{s1}$ ,  $P_s$  выполняется по формуле Ардена Бака либо Гоффа – Грэтча.

В ряде случаев пересечение  $T_x$  и  $T_{p x}$  происходит на пологом диапазоне кривых, в таком случае прогноз участка возможного или фактического гидратообразования с применением расчета  $\varphi_x$  делает результат расчета четким и убедительным (пример на рис. 2, 3).

Пример расчета для рассматриваемой задачи (таблица) был скомпонован из нескольких источников [15–17]. За основу были взяты параметры режима при обнаруженной гидратной пробке в газопроводе.

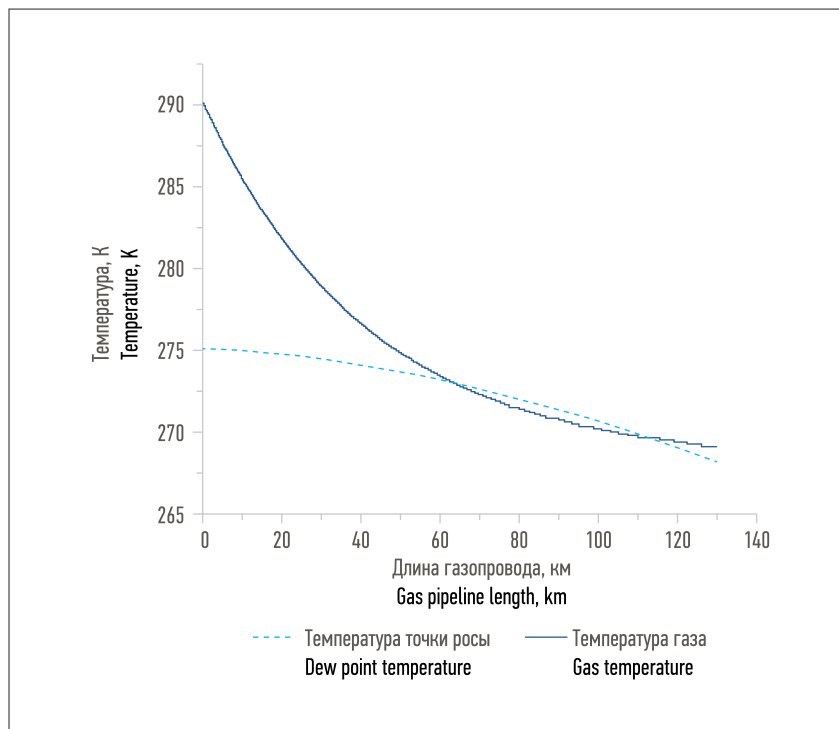


Рис. 2. Температуры газа и точки росы вдоль газопровода  
Fig. 2. Gas temperatures and the dew point temperature along the gas pipeline

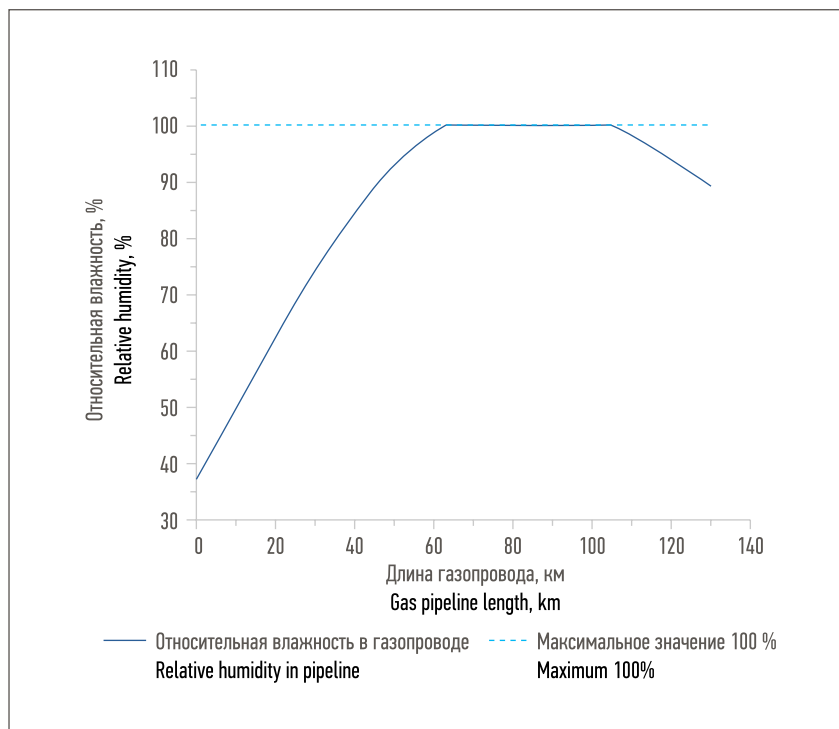


Рис. 3. Относительная влажность газа вдоль газопровода  
Fig. 3. Relative humidity of gas along the gas pipeline

Помимо ключевых параметров  $(p_B, P_x, T_x, W_x, t_{p x})$ , определяющих свойство газовой смеси, на образование гидратов влияют условия,

внешние по отношению к смеси:  
• наличие местных охлаждающих участков – перепадов температуры  $dt_T$ ;

- наличие перепадов высот газопровода  $dl_{ни}$  для U-образных участков малой протяженности;
- резкое увеличение скорости потока газа  $dQ_{в}$ ;
- наличие мест повышения эквивалентной абсолютной шероховатости внутренней поверхности трубы  $dn_{тр1}$ .

Не следует считать задачу однозначной решенной, описанный алгоритм определения точек возможного гидратообразования и участков конденсации представляет материал для дальнейшего развития и совершенствования методов анализа режимов газотранспортной сети.

### ВЫВОДЫ

В результате проведенной работы предложенным методом:

- сформулирована необходимость переработки документа [9];
- откорректирован и согласован с разработчиками расчетный пример СТО Газпром 2-1.19-530-2011 [5];

• предложен способ расчета температуры точки росы вдоль газопровода с опорой на показания гидрометра в начале газопровода и расчетных значений плотности газа  $\rho_x$  и влагосодержания  $W_x$ ;

• сформулированы четыре возможных расчетных состояния, определяемых показаниями пар  $(T_{гидр\ x}, P_{дис\ x})$  ( $T_{р\ x}, \varphi_x$ ), по отношению к паре  $(T_x, P_x)$ :

$(T_x > T_{р\ x}) \wedge ((T_x > T_{гидр\ x}) \vee (P_{дис\ x}) > P_x))$  – нормальное функционирование системы;

$(T_x < T_{р\ x}) \wedge ((T_x > T_{гидр\ x}) \vee (P_{дис\ x}) > P_x))$  – возможно образование и скопление влаги в газопроводе;

$(T_x > T_{р\ x}) \wedge ((T_x < T_{гидр\ x}) \vee (P_{дис\ x}) < P_x))$  – возможно образование гидратов при наличии ранее скопившейся в газопроводе влаги;

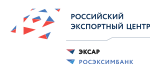
$((T_x < T_{р\ x}) \vee (\varphi_x \geq 100)) \wedge ((T_x < T_{гидр\ x}) \vee (P_{дис\ x}) < P_x))$  – высокая вероятность образования гидратов, требуется контроль перепадов давления на U-образных участках и показаний эффективности газопровода.

Контрольный пример определения возможного гидратообразования  
Reference example for determining possible hydrate formation

Параметр Parameter	Значение Value
<b>Исходные данные Input data</b>	
Длина газопровода, км Length of gas pipeline, km	130
Наружный диаметр газопровода, мм Outer diameter of the gas pipeline, mm	1420
Расход газа, млн м³/сут Gas consumption, million m³/day	32
Давление в начале участка, МПа Pressure at the beginning of the section, MPa	5,40
Давление в конце участка, МПа Pressure at the end of the section, MPa	3,923
Температура грунта, °C Soil temperature, °C	-5
Температура в начале газопровода, °C Temperature at the beginning of the gas pipeline, °C	17
Температура в конце газопровода, °C Temperature at the end of the gas pipeline, °C	-4
Начальное значение точки росы, °C Initial value of the dew point, °C	2
<b>Состав газа, мол. доля, % Chemical composition of gas, mol fraction, %</b>	
CH <sub>4</sub>	87,7
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,4
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	5,2
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,3
N <sub>2</sub>	0,3
CO <sub>2</sub>	0,4
CO	0,23
H <sub>2</sub> O	0,47
<b>Рассчитанные величины Calculated values</b>	
<b>Параметры газового потока Parameters of gas flow</b>	
Коэффициент теплопередачи K <sub>сп</sub> , Вт/(м²·K) Heat-transfer coefficient K <sub>sp</sub> , W/(m²·K)	3,654
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м³ Density of gas at standard conditions, kg/m³	0,7879
Плотность газа в начале газопровода, кг/м³ Density of gas at the beginning of the pipeline, kg/m³	49,19
Плотность газа в конце газопровода, кг/м³ Density of gas at the end of the pipeline, kg/m³	38,32
<b>Параметры расчета гидратов и точки росы Parameters of hydrate calculation and dew point</b>	
Значения точки росы на рассматриваемом участке, шаг 1/4 длины (32,5 км), °C The dew point values in the division under consideration, 1/4 length step (32.5 km), °C	2,0; 1,3; -0,2; -2,3; -4,9
Отметка начала участка с условиями гидратообразования, км Mark of the beginning of the division with the conditions of the hydrate formation, km	27,594
Отметка конца участка с условиями гидратообразования, км Mark of the end of the division with the conditions of the hydrate formation, km	130
Отметка начала участка выпадения росы, км Mark of the beginning of the dew point division, km	63,347

Окончание табл. на стр. 86

ПРИ УЧАСТИИ



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



# VIII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА  
ДЛЯ ДИСКУССИИ О РАЗВИТИИ  
МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



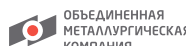
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ  
ПАРТНЁР КОНГРЕССНОЙ ПРОГРАММЫ



**GAS-FORUM.RU**

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР  
**ЭКСПОФОРУМ**

ПАРТНЁРЫ



**+7 (812) 240 40 40**  
(доб. 2168, 2122)  
[gf@expoforum.ru](mailto:gf@expoforum.ru)



Выполнению работы способствовали научные консультанты А.Е. Лапицкий (СУ «Леноргэнергогаз»), д.т.н. Л.М. Замиховский (Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа), д.т.н. К.И. Богатыренко (Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт»). Со стороны руководства компании обеспечили организационную поддержку разработки О.В. Назаров, Ю.В. Горячев, Д.Ю. Киташов, А.О. Лободанов (ПАО «Газпром автоматизация»). ■

Окончание. Начало табл. на стр. 84

Параметр Parameter	Значение Value
Отметка конца участка выпадения росы, км Mark of the end of the dew point division, km	104,012
Влагосодержание на гидратоопасном участке W (63,347 км), г/м <sup>3</sup> Moisture content on a hydrate-hazardous division W (63.347 km), g/m <sup>3</sup>	0,13722
Влагосодержание на гидратоопасном участке W (104,012 км), г/м <sup>3</sup> Moisture content on a hydrate-hazardous division W (104.012 km), g/m <sup>3</sup>	0,12327
Масса конденсированной воды, кг/сут Weight of condensed water, kg/day	446
Объем гидрата метана, м <sup>3</sup> /сут Volume of methane hydrate, m <sup>3</sup> /day	> 0,5

#### ЛИТЕРАТУРА

- ГОСТ 30319.1–2015. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200126781> (дата обращения: 11.01.2018).
- ГОСТ 30319.2–2015. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200126782> (дата обращения: 11.01.2018).
- ГОСТ 30319.3–2015. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе (с поправкой) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200127443> (дата обращения: 11.01.2018).
- СТО Газпром 3.3–2–044–2016. Методика нормирования расхода природного газа на собственные технологические нужды и технологические потери магистрального транспорта газа. М.: ООО «Газпром экспо», 2016. 91 с.
- СТО Газпром 2–1.19–530–2011. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и определение размера вреда окружающей природной среде при авариях на магистральных газопроводах. М.: ОАО «Газпром», 2011. 93 с.
- Сарданашвили С.А. Расчетные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа). М: Изд-во «Нефть и газ» ФГУП «РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина», 2005. 577 с.
- Лурье М.В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 349 с.
- Волков М.М., Михеев А.Л., Конеv К.А. Справочник работника газовой промышленности. М.: Недра, 1989. 286 с.
- Петров С.В., Онацкий В.Л., Леонов И.С. Борьба с гидратообразованием при магистральном транспорте природного газа. Лабораторные и практические работы. Методические указания. Ухта: УГТУ, 2014. 24 с.
- ISO 12213–2:2006. Natural Gas. Calculation of Compression Factor. Part 2: Calculation Using Molar-Composition Analysis [Электронный ресурс]. Режим доступа: [www.iso.org/standard/44411.html](http://www.iso.org/standard/44411.html) (дата обращения: 11.01.2018).
- Слободчиков К.Ю. Разработка модели и методов контроля режимов работы ГТК-10–4 для обеспечения совместимости и интеграции многоуровневых систем управления компрессорным цехом и компрессорной станцией. М.: ООО «Вега-ГАЗ», 2013. 184 с.
- Методика определения запаса газа газотранспортных предприятий. М.: ОАО «Газпром», 1999. 11 с.
- ОНТП 51–1–85. Общие нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы. Часть 1. Газопроводы [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200003215> (дата обращения: 11.01.2018).
- СТО Газпром 2–3.5–051–2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ohranatruda.ru/upload/iblock/194/4293840535.pdf> (дата обращения: 11.01.2018).
- Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. 506 с.
- Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. М.: Недра, 1974. 208 с.
- Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 1992. 236 с.
- ISO 18453:2004. Natural Gas. Correlation Between Water Content and Water Dew Point [Электронный ресурс]. Режим доступа: [www.iso.org/ru/standard/31799.html](http://www.iso.org/ru/standard/31799.html) (дата обращения: 11.01.2018).

#### REFERENCES

- State Standard GOST 30319.1–2015. Natural Gas. Methods of Calculation of Physical Properties. General Statements [Electronic source]. Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/1200126781> (access date: January 11, 2018). (In Russian)
- State Standard GOST 30319.2–2015. Natural Gas. Methods of Calculation of Physical Properties. Calculation of Physical Properties on Base Information on Density of Standards Conditions and Nitrogen and Carbon Dioxide Contents [Electronic source]. Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/1200126782> (access date: January 11, 2018). (In Russian)
- State Standard GOST 30319.3–2015. Natural Gas. Methods of Calculation of Physical Properties. Calculation of Physical Properties on Base Information on Component Composition (as Amended) [Electronic source]. Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/1200127443> (access date: January 11, 2018). (In Russian)
- Company Standard STO Gazprom 3.3–2–044–2016. Methodology of Normalizing the Consumption of Natural Gas for Own Technological Needs and Technological Losses of the Main Gas Transport. Moscow, Gazprom eksp LLC, 2016, 91 p. (In Russian)
- Company Standard STO Gazprom 2–1.19–530–2011. Calculation of Emissions of Pollutants into the Atmosphere and Determination of the Extent of Harm to the Environment in Case of Accidents on Main Gas Pipelines. Moscow, Gazprom OJSC, 2011, 93 p. (In Russian)
- Sardanashevili S.A. Calculation Methods and Algorithms (Gas Pipeline Transportation). Moscow, Federal State Unitary Enterprise Publishing House Neft i Gaz of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2005, 577 p. (In Russian)
- Lurie M.V. Tasks for Pipeline Transport of Oil, Oil Products and Gas. Moscow, Nedra-Biznestsentr LLC, 2003, 349 p. (In Russian)
- Volkov M.M., Mikheev A.L., Konev K.A. Reference Book of the Gas Industry Worker. Moscow, Nedra, 1989, 286 p. (In Russian)
- Petrov S.V., Onatsky V.L., Leonov I.S. Control of Hydrate Formation during Natural Gas Main Pipeline Transportation. Laboratory and Practical Works. Methodology Instructions. Ukhta, Ukhta State Technical University, 2014, 24 p. (In Russian)
- ISO 12213–2:2006. Natural Gas. Calculation of Compression Factor. Part 2: Calculation Using Molar-Composition Analysis [Electronic source]. Access mode: [www.iso.org/standard/44411.html](http://www.iso.org/standard/44411.html) (access date: January 11, 2018).
- Slobodchikov K.Yu. Development of a Model and Methods of Control of Operating Modes of GTK-10–4 to Ensure Compatibility and Integration of Multi-Level Control Systems for the Compressor Shop and Compressor Station. Moscow, Vega-GAZ, LLC, 2013, 184 p. (In Russian)
- Methodology for Determining the Gas Reserves of Gas Transport Enterprises. Moscow, Gazprom OJSC, 1999, 11 p. (In Russian)
- Industrial Sector Norms for Process Design. ONTP 51–1–85. All-Union Norms of Technological Design. Main Gas Pipelines. Part 1. Gas Pipelines [Electronic source]. Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/1200003215> (access date: January 11, 2018). (In Russian)
- Company Standard STO Gazprom 2–3.5–051–2006. Norms of Technological Design of Main Gas Pipelines [Electronic source]. Access mode: <https://ohranatruda.ru/upload/iblock/194/4293840535.pdf> (access date: January 11, 2018). (In Russian)
- Istomin V.A., Kvon V.G. Prevention and Elimination of Gas Hydrates in Gas Production Systems. Moscow, Informational and Advertising Center Gazprom LLC, 2004, 506 p. (In Russian)
- Makogon Yu.F. Hydrates of Natural Gases. Moscow, Nedra, 1974, 208 p. (In Russian)
- Istomin V.A., Yakushev V.S. Gas Hydrates in Natural Conditions. Moscow, Nedra, 1992, 236 p. (In Russian)
- ISO 18453:2004. Natural Gas. Correlation Between Water Content and Water Dew Point [Electronic source]. Access mode: [www.iso.org/ru/standard/31799.html](http://www.iso.org/ru/standard/31799.html) (access date: January 11, 2018).