

УДК 532.542

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-79-92

Расчет необходимого расхода метанола при течении влажного углеводородного газа в горизонтальном трубопроводе

Н. Г. Мусакаев^{1,2}, М. П. Гальчанский^{1*}

¹Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*galchanskiy_mihail@rambler.ru

Аннотация. Одной из основных проблем, которую приходится решать при разработке залежей углеводородного сырья, является образование газовых гидратов в трубопроводах. В этой связи в данной работе рассмотрен превентивный метод борьбы с формированием газогидратных отложений на внутренних стенках канала, основанный на подаче в газовый поток ингибитора гидратообразования. Исследование проведено на основе математической модели течения влажного углеводородного газа в горизонтальном трубопроводе. Целью исследования является определение минимально необходимого расхода метанола, при котором не происходит формирования газогидратных отложений на внутренних стенках канала. Практическая значимость данного исследования заключается в том, что оно направлено на снижение рисков, связанных с образованием газогидратов в трубопроводах. Численная реализация математической модели течения природного газа в горизонтальном канале имеет в своей основе последовательное решение системы четырех дифференциальных уравнений методом Рунге — Кутты 4 порядка точности с последующим поиском методом последовательных приближений минимального расхода ингибитора, при котором не происходит процесс фазового перехода «газ + вода ↔ газовый гидрат» на внутренней поверхности канала. В работе приводится расчет доли ингибитора гидратообразования в жидкой фазе посредством решения кубического уравнения методом Кардано. По результатам проведенных вычислительных экспериментов построены и интерпретированы графики зависимостей минимального расхода ингибитора от температуры грунта, давления газа на входе, общей концентрации воды в потоке газа, начальной температуры газа и суммарного дебита газа.

Ключевые слова: метод борьбы с гидратообразованием, ингибитор гидратообразования, минимальный расход метанола, математическое моделирование, численная схема

Для цитирования: Мусакаев, Н. Г. Расчет необходимого расхода метанола при течении влажного углеводородного газа в горизонтальном трубопроводе / Н. Г. Мусакаев, М. П. Гальчанский. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-2-79-92 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 2. – С. 79–92.

Calculation of the required methanol consumption during the flow of wet hydrocarbon gas in a horizontal pipeline

Nail G. Musakaev^{1,2}, Mihail P. Galchanskii^{1*}

¹*Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of SB RAS, Tyumen, Russia*

²*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

**galchanskiy_mihail@rambler.ru*

Abstract. One of the main problems that have to be solved during the development of hydrocarbon deposits is the formation of gas hydrates in pipelines. In this regard, the article presents a preventive method to struggle against the formation of gas hydrate deposits on the pipes inner walls associated with the supply of a hydrate formation inhibitor to the gas stream. The research was conducted on the basis of a mathematical model of the wet hydrocarbon gas flow in a horizontal pipeline. The research object is to determine the minimum required consumption of methanol, in which there is no formation of gas hydrate deposits on the channel inner walls. The practical significance of this study is that it is aimed at reducing the risks associated with the formation of gas hydrates in pipelines. The numerical implementation of a mathematical model of natural gas flow in a horizontal channel is based on a sequential solution of a system of four differential equations by the Runge-Kutta method of 4 orders of accuracy, followed by a search for sequential approximations of the minimum inhibitor flow rate, in which the "gas + water ↔ gas hydrate phase" transition process does not occur on the inner surface of the channel. The article presents a calculation of the proportion of a hydrate formation inhibitor in the liquid phase by solving a cubic equation using the Cardano method. Based on the computational experiments results, graphs were constructed and interpreted of the dependencies of the minimum inhibitor consumption on the soil temperature, inlet gas pressure, total water concentration in the gas flow, initial gas temperature and total gas flow rate.

Keywords: hydrate control method, hydrate inhibitor, minimum methanol consumption, mathematical modeling, numerical schemes

For citation: Musakaev, N. G., & Galchanskii, M. P. (2024). Calculation of the required methanol consumption during the flow of wet hydrocarbon gas in a horizontal pipeline. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 79-92. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-79-92

Введение

Отложение газовых клатратов в поровом пространстве продуктивных пластов и на забоях добывающих природный газ скважин, а также технологических установках по измерению, сбору, очистке, подготовке и транспортировке газа — это одна из важнейших проблем, которую приходится решать при разработке и эксплуатации залежей углеводородного сырья [1–4]. Гидратообразование наиболее характерно для месторождений, расположенных в приполярных регионах, например, таких как Заполярное, Новопортовское, Уренгойское, Медвежье, Ямбургское, Бованенковское и др. [4, 5]. Вопросу борьбы с этим явлением в технологических системах уделяется большое внимание во всех компаниях, занимающихся вопросами разработки нефтегазовых месторождений, так как газогидраты, нарастая в виде снего- или льдоподобного осадка на внутренней стенке оборудования, стремительно уменьшают эффективную площадь поперечного сечения оборудования, а это, в свою очередь, приводит к образованию газогидратной пробки и полной закупорке с последующей стагнацией при эксплуатации инженерного сооружения [4, 6–8]. Поэтому моделирование, всесто-

роннее исследование и прогнозирование фазового перехода «газ + вода ↔ газовый гидрат» на всех этапах разработки и эксплуатации как газовых, так и газоконденсатных месторождений, а также изучение методов борьбы с клатратообразованием, в том числе и с помощью математического моделирования, являются на сегодняшний день актуальными направлениями решения данной проблемы [9].

Гидратообразование в системах сбора, подготовки и транспортировки природного газа — это сложный процесс, протекающий в специфических условиях, а именно при высоких значениях давления и небольших значениях температуры [7, 10, 11]. Когда природный газ, содержащий метан, этан, пропан и другие подобные компоненты, движется в технических устройствах, то под воздействием высокого давления образуется кристаллическая решетка газогидрата, захватывающая молекулы газа в свою структуру [1, 3]. Этот процесс приводит к образованию твердых газогидратов, которые могут накапливаться в каналах. Важно отметить, что для образования газовых гидратов в скважинах необходимо наличие определенных условий, таких как низкие температуры и достаточное количество воды, соответственно, отсутствие любого из этих условий препятствует их появлению [3, 4, 12]. Гидратообразование может создавать значительные проблемы при эксплуатации газовых ресурсов, требуя разработки и внедрения специальных стратегий, позволяющих избежать потенциальных эксплуатационных трудностей, вызванных наличием твердых газогидратных отложений [3, 13, 14]. Актуальность работы также заключается в развитии математических моделей, которые позволяют оперативно принимать необходимые решения для более качественного управления работой технологического оборудования при разработке газовых месторождений. В работе нахождение участка трубопровода, подверженного гидратообразованию, и интенсивность формирования твердых отложений на внутренних стенках канала рассматриваются на основе математической модели течения влажного газа в горизонтальном трубопроводе, предложенном в монографии [15].

В настоящее время существует достаточно большое количество разнообразных ингибиторов клатратообразования, которые в целом делятся на две большие группы: термодинамические (изменяют термодинамическое равновесие в потоке газа) и антиагломеранты (воздействуют непосредственно на газовый гидрат, химически снижают интенсивность фазового перехода) [5, 16]. На территории нашей страны наибольшее распространение получило вещество, относящееся к первой группе — метанол [17]. Во многом это обусловлено его относительной дешевизной производства и достаточно высокой эффективностью как в предотвращении клатратообразования в технологических системах, так и разложении уже сформировавшихся газогидратов. Поэтому именно это вещество в проводимых в данной работе вычислительных экспериментах было взято в качестве ингибитора гидратообразования. Целью исследования является определение минимально необходимого расхода метанола, при котором не происходит фор-

мирования газогидратных отложений на внутренних стенках канала. Для расчета данного показателя в работе представлено кубическое уравнение, решение которого позволяет найти массовую концентрацию метанола в каплях жидкости. Задачами исследования являются численная реализация предложенной математической модели, анализ влияния различных параметров на величину минимального расхода метанола, позволяющего предотвратить гидратообразование в горизонтальном трубопроводе. Значимость данного исследования заключается в том, что оно направлено на снижение рисков, связанных с образованием газогидратов в трубопроводах. Полученные результаты вносят вклад в существующие знания и предлагают практические решения для специалистов-практиков и исследователей, работающих с технологическими установками по сбору, подготовке и транспортировке газа.

Объект и методы исследования

В работе изучается превентивный метод борьбы с образованием отложений газовых гидратов на внутренних стенках горизонтального трубопровода, основанный на подаче в газовый поток ингибитора гидратообразования (метанола). Основные параметры течения влажного газа в таком трубопроводе (распределение давления, температуры, а также массовой концентрации водяного пара и толщины образующегося слоя газогидратных отложений) могут быть найдены на основе математической модели, представленной в работе [15].

Методика решения задачи течения влажного углеводородного газа в горизонтальном трубопроводе

При математическом моделировании приняты следующие допущения [15, 18]: трубопровод по всей длине имеет постоянную площадь поперечного сечения S и ориентирован строго горизонтально; при течении газожидкостной смеси принимается условие гладкости труб; теплопередача от двухфазного потока в окружающий грунт считается стационарной (при решении задачи теплообмена используется цилиндрическая система координат); газ, перекачиваемый по трубопроводу, в основном состоит из метана; массовый расход газа по всей длине трубопровода постоянен; газовый гидрат является клатратным соединением с фиксированным компонентным составом гидратообразующей смеси газов и воды; фазовые переходы происходят в равновесном режиме; интенсивность гидратообразования в трубопроводе определяется по двум схемам (условия теплового баланса и «дефицита» воды).

Для массовых концентраций воды k_w и метанола k_m , которые в газожидкостном потоке могут находиться в жидком и парообразном состоянии, запишем следующие соотношения [15]:

$$k_w = k_l k_{wl} + (1 - k_l) k_v k_{wv}, \quad (1)$$

$$k_m = k_l k_{ml} + (1 - k_l) k_v k_{mv}, \quad (2)$$

где k_{wl} и k_{ml} — массовая концентрация (массовое содержание) воды и метанола в жидкой фазе; k_l — массовая концентрация жидкой фазы в газожидкостном потоке; k_{wv} и k_{mv} — массовая концентрация паров воды и метанола; k_v — массовая концентрация паров метанола и воды в газовой фазе. Здесь и в дальнейшем нижними индексами l , g , w и m снабдим параметры, относящиеся к жидкой и газовой фазам, воде и метанолу соответственно.

Так как $k_{wl} + k_{ml} = 1$ и $k_{wv} + k_{mv} = 1$, то перепишем соотношение (1) в следующем виде:

$$k_w = k_l(1 - k_{ml}) + (1 - k_l)k_v(1 - k_{mv}). \quad (3)$$

Известно, что метанол не вступает в химические реакции. Поэтому его массовый расход ниже по течению точки ввода ингибитора в газожидкостный поток постоянен, а массовый расход воды в жидкой фазе будет расти из-за фазового перехода «газовый гидрат ↔ газ + капельная жидкость» [16]. Тогда с учетом (2) и (3) можно записать следующие соотношения:

$$k_l k_{ml} + (1 - k_l) k_v k_{mv} = \frac{m_{m0}}{m_g}, \quad (4)$$

$$\frac{d}{dz} \{k_l(1 - k_{ml}) + (1 - k_l)k_v(1 - k_{mv})\} = \frac{\pi d(1-G)j_h}{m_g}, \quad (5)$$

$$d = d_0 - 2\delta,$$

где z — пространственная координата, которая в работе отсчитывается от входного сечения трубопровода; m_{m0} — массовый расход метанола на входе в трубопровод; m_g — массовый расход газа; d_0 — внутренний диаметр канала; δ — толщина слоя газогидратных отложений на внутренних стенках трубопровода; j_h — интенсивность гидратообразования; G — массовое содержание газа в составе газового гидрата.

Для величин массовой концентрации паров воды и метанола можно представить выражения, следующие из законов Рауля и Дальтона:

$$k_{wv} = \frac{R_g p_{ws}(T)(1 - N_{ml})}{R_{wv} k_v p}, \quad (6)$$

$$k_{mv} = \frac{R_g p_{ms}(T) N_{ml}}{R_{mv} k_v p}, \quad (7)$$

$$N_{ml} = \left(1 + \frac{1 - k_{ml}}{k_{ml}} \frac{M_m}{M_w}\right)^{-1},$$

где R_g , R_{wv} и R_{mv} — приведенная газовая постоянная для газа, равновесные пары воды и метанола соответственно; T и p — температура и давление двухфазного потока; p_{ws} и p_{ms} — равновесные значения давления насыщения паров воды и метанола; M_w и M_m — молярные массы воды и метанола.

Из соотношений (3), (4), (6) и (7) можно получить уравнение, решение которого позволяет найти величину k_{ml} [15]:

$$A_1 k_{ml}^3 + B_1 k_{ml}^2 + C_1 k_{ml} + E_1 = 0, \quad (8)$$

где

$$A_1 = BC^2D - BCD - BC + B - k_w(C - 1)^2,$$

$$B_1 = \{2C^2 + B - (2 + B)C\}k_w + AC(C - 2) + ABC(1 + D - CD) + BC(2 - 2CD + D) + A - B - AB,$$

$$C_1 = k_w C \{B - C\} + 2AC(1 - C) - AB - BC + BC^2D(1 + A),$$

$$E_1 = AC(C + BD),$$

$$A = \frac{m_{m0}}{m_g}, \quad B = \frac{R_g p_{ms}}{R_{mv} p}, \quad C = \frac{M_m}{M_w}, \quad D = \frac{R_m p_{ws}}{R_{wv} p}.$$

Для расчета значений давления насыщенных паров метанола и воды были использованы следующие аппроксимационные зависимости:

$$p_{ms}(T) = p_m^* \exp\left(-\frac{T_m^*}{T}\right), \quad (9)$$

$$p_{ws}(T) = p_w^* \exp\left(-\frac{T_w^*}{T}\right), \quad (10)$$

где p_m^* , p_w^* , T_m^* , T_w^* — аппроксимационные параметры.

В работе уравнение (8) было решено с использованием метода Кардано. В связи с тем, что данный метод позволяет находить как действительные, так и комплексные корни кубического уравнения, следует сделать замечание о том, что физический смысл при решении поставленной задачи имеют только действительные корни на отрезке $[0; 1]$.

Соотношение для расчета минимально необходимого массового расхода метанола

В случае отсутствия фазового перехода «газ + вода ↔ газогидрат» общий массовый расход воды будет константой по всей длине трубопровода, поэтому уравнение (5) запишется следующим образом:

$$k_l(1 - k_{ml}) + (1 - k_l)k_v(1 - k_{mv}) = \frac{m_{w0}}{m_g}, \quad (11)$$

где m_{w0} — массовый расход воды на входе в трубопровод.

Если температура на внутренней поверхности канала на всем протяжении трубопровода не опустится ниже равновесной температуры гидратообразования [15]

$$T_s(p) = T_{h*} \ln\left(\frac{p}{p_{s0}}\right) + T_{s0}, \quad (12)$$

то это позволит избежать формирования газогидратных отложений (T_{s0} — температура фазового перехода «газ + вода ↔ газогидрат», соответствующая давлению p_{s0}).

Пусть для снижения температуры гидратообразования в присутствии ингибитора до минимального значения температуры в трубопроводе (а это температура окружающего грунта T_G) необходимо массовое содержание метанола в жидком состоянии, равное k_{ml}^* . Тогда из вышеприведенных уравнений можно получить следующие выражения для значений массовых концентраций пара и паров метанола, соответствующие k_{ml}^* :

$$k_v^* = \frac{R_g p_{ms}(T_G) N_{ml}^*}{R_{mv} k_{mv}^* p}, \quad (13)$$

$$k_{mv}^* = \left(1 + \frac{R_{mv} p_{ws}(T_G)(1 - N_{ml}^*)}{R_{wv} p_{ms}(T_G) N_{ml}^*}\right)^{-1}, \quad (14)$$

$$N_{ml}^* = \left(1 + \frac{1 - k_{ml}^*}{k_{ml}^*} \frac{M_m}{M_w}\right)^{-1}.$$

С учетом соотношений (13)–(14) уравнение (11) можно переписать в следующем виде:

$$k_l^* = \frac{\left(\frac{m_{w0}}{m_g}\right) - k_v^*(1 - k_{mv}^*)}{(1 - k_{ml}^*) - k_v^*(1 - k_{mv}^*)}. \quad (15)$$

Подставляя соотношения (13)–(15) в уравнение (4), получаем итоговое выражение для оценочного расчета минимально необходимого расхода ингибитора (метанола), при котором не происходит процесс фазового перехода «газ + вода ↔ газогидрат» на внутренней поверхности трубопровода:

$$m_{m0}^* = m_g(k_l^* k_{ml}^* + (1 - k_l^*) k_v^* k_{mv}^*). \quad (16)$$

На основе предложенной в монографии [15] математической модели газожидкостного течения в горизонтальном канале с учетом формирования газогидратных отложений и представленных выше соотношений разработана специализированная программа на языке Python в среде Spyder, позволяющая осуществить расчетно-параметрическое исследование течения влажного углеводородного газа в трубопроводе с применением ингибиторной технологии борьбы с гидратообразованием на внутренних стенках канала. При численной реализации математической модели использованы метод Рунге — Кутты 4-го порядка точности, метод Кардано и метод последовательных приближений. В расчетах, если не оговорено дополнительно, использованы следующие исходные данные [1, 15, 19]: внутренний диаметр трубопровода $d_0 = 0,22$ м; массовый расход (дебит) газа $m_g = 0,463$ кг/с; температура окружающего трубопровод грунта $T_G = 277$ К; давление во входном сечении трубопровода $p_0 = 2,5$ МПа, а температура $T_0 = 313$ К; газовая постоянная для метана $R_g = 520$ Дж/(кг·К); вязкость газа $\mu_g = 9,75 \cdot 10^{-6}$ Па·с; теплопроводность газа $\lambda_g = 0,0375$ Вт/(м·К) и грунта $\lambda_G = 1,8$ Вт/(м·К); удельная изобарная теплоемкость газа $c_g = 2170$ Дж/(кг·К); коэффициент теплоотдачи газа $\alpha_g = 24,7$ Вт/(м²·К); общее массовое содержание воды во входном сечении трубопровода $k_{w0} = 0,003$; теплота перехода воды в пар $L_w = 2,47 \cdot 10^6$ Дж/кг; эмпирические коэффициенты для водяного пара $p_w^* = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па, $T_w^* = 5\,800$ К; коэффициенты для метана $p_{s0} = 2,5$ МПа, $T_{s0} = 282$ К, $T_{h^*} = 8,28$ К.

Полагается, что в начальный момент времени во всем трубопроводе отсутствуют газогидратные отложения, а в качестве уравнения состояния для газа (пара) используется уравнение Латонова — Гуревича [20]. На внешней поверхности трубопровода нанесен теплоизоляционный слой (пенополиуретан) толщиной $\Delta R = 0,1$ м.

Результаты

Параметрами термодинамических процессов, возникающих при течи влажного газа в технологических установках по сбору, подготовке и транспортировке углеводородного сырья, можно управлять, изменяя параметры во входном сечении трубопровода.

В работе на основе разработанной вычислительной программы было изучено влияние на величину минимально необходимого массового расхода метанола m_{m0}^* различных факторов, а именно: значений давления и температуры газа во входном сечении трубопровода, массового расхода перекачиваемого газа и массового содержания воды на входе в трубопровод, а также температуры окружающего трубопровод грунта.

На рисунках 1–4 представлены зависимости величины m_{m0}^* от указанных параметров.

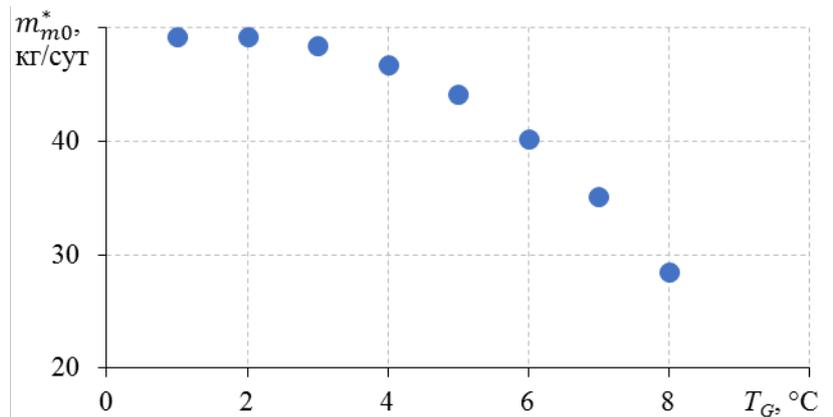


Рис. 1. Изменение минимально необходимого массового расхода метанола m_{m0}^* в зависимости от температуры окружающего трубопровод грунта T_G (на этом и последующих рисунках точки — отдельные расчеты)

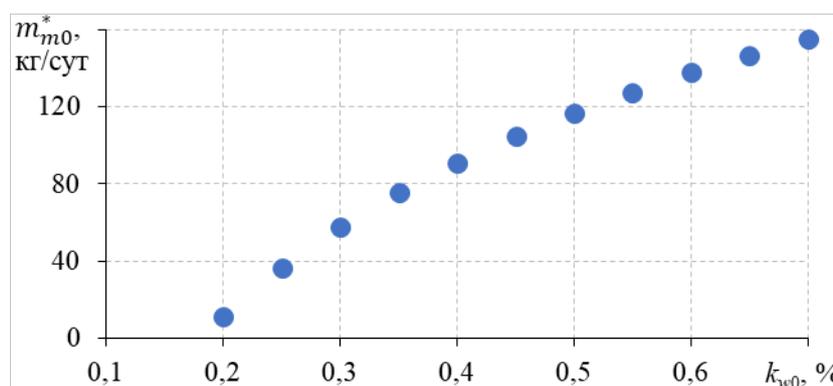
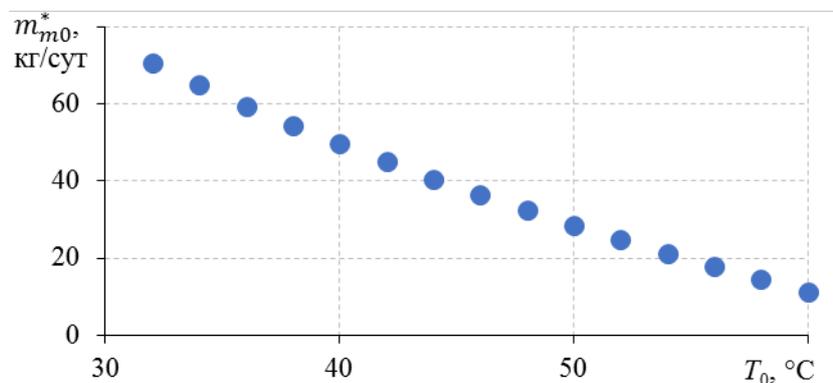


Рис. 2. Зависимость величины m_{m0}^* от температуры на входе в трубопровод T_0 (сверху) и от массового содержания воды на входе в трубопровод k_{w0} (снизу)

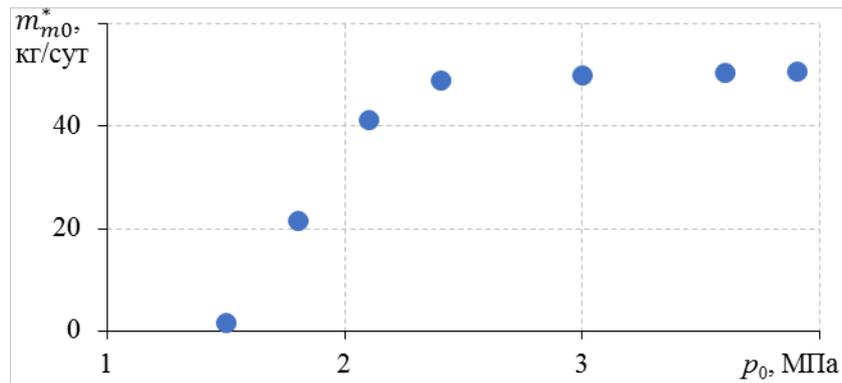


Рис. 3. Изменение минимально необходимого массового расхода метанола m_{m0}^* в зависимости от давления на входе в трубопровод p_0

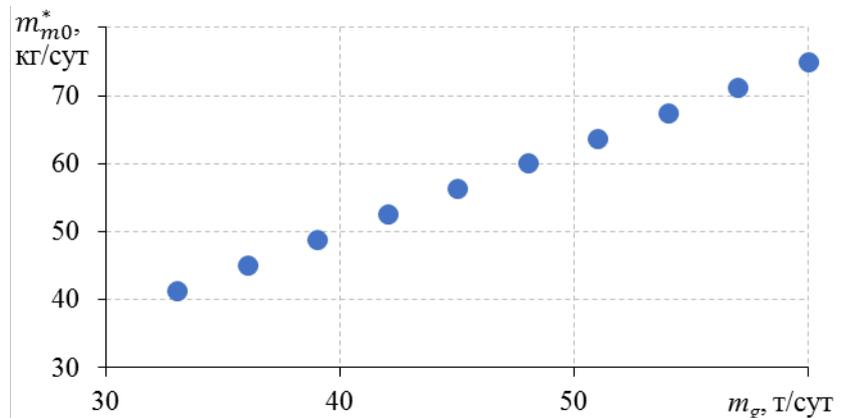


Рис. 4. Изменение минимально необходимого расхода ингибитора m_{m0}^* в зависимости от массового расхода перекачиваемого газа m_g

Обсуждение

Из данных, представленных на рисунке 1, видно, что меньшим значениям температуры грунта T_G соответствует большее количество метанола, необходимое для предотвращения газогидратных отложений на внутренних стенках канала. Данное обстоятельство обусловлено необходимостью снижения равновесной температуры гидратообразования до меньших значений.

Увеличение температуры газа во входном сечении трубопровода T_0 и снижение массового содержания воды на входе в трубопровод k_{w0} приводят к уменьшению величины необходимого массового расхода метанола m_{m0}^* (см. рис. 2), что обусловлено в первую очередь ужесточением условий для образования и последующего нарастания газогидратных отложений на стенках канала [3, 13]. Но так как подогрев скважинной продукции и ее осушка в системах сбора, подготовки и транспортировки газа не всегда возможны или экономически оправданы, то важным

представляется расчет величины m_{m0}^* для условий конкретного трубопровода. Также стоит отметить, что при достаточно малых значениях массового содержания воды k_{w0} (см. рис. 2) не будет происходить гидратообразование при транспортировке газа.

Изменение необходимого расхода метанола m_{m0}^* в зависимости от давления во входном сечении трубопровода p_0 приведено на рисунке 3. Видно, что повышение давления на входе и, соответственно, давления во всем трубопроводе обуславливает рост величины m_{m0}^* . Это связано с тем, что с ростом давления увеличивается значение равновесной температуры гидратообразования $T_s(p)$, поэтому для снижения этой температуры до минимального значения температуры в трубопроводе необходимо закачивать больший объем ингибитора. Также стоит отметить, что темпы увеличения массового расхода метанола m_{m0}^* с ростом величины p_0 падают (см. рис. 3), что вызвано, на наш взгляд, двумя обстоятельствами: во-первых, снижением с ростом давления темпов прироста равновесной температуры гидратообразования (зависимость (12)), во-вторых, увеличением доли метанола в жидкой фазе k_{ml} .

На рисунке 4 показана установленная зависимость минимального расхода ингибитора гидратообразования от массового расхода транспортируемого углеводородного сырья. Из данных, представленных на этом рисунке, видно, что данная закономерность является линейной, поэтому чем меньше дебит перекачиваемого газа, тем пропорционально меньшее количество метанола необходимо для борьбы с клатратообразованием. В данном случае «оптимальный режим» эксплуатации технологического сооружения нужно определять на основании того, какова минимально возможная и рентабельная производительность транспортной инфраструктуры.

Выводы

В работе предложены соотношения, позволяющие определить минимально необходимый расход метанола, при котором не происходит формирования газогидратных отложений на внутренних стенках канала. Расчетным путем показано, что рост величины данного массового расхода обусловлен снижением температуры окружающего трубопровод грунта, увеличением массового расхода перекачиваемого газа, повышением давления на входе в трубопровод, снижением температуры газа во входном сечении трубопровода и повышением массового содержания воды на входе в трубопровод.

Список источников

1. Истомин, В. А. Газовые гидраты в природных условиях / В. А. Истомин, В. С. Якушев. – Москва : Недра, 1992. – 235 с. – Текст : непосредственный.
2. Истомин, В. А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В. А. Истомин, В. Г. Квон. – Москва : Газпром, 2004. – 506 с. – Текст : непосредственный.
3. Sloan, E. D. Jr. Clathrate Hydrates of Natural Gases / E. D. Sloan Jr, C. A. Koh. – Direct Text. – USA : CRC Press, 2007. – 752 p. – DOI 10.1201/9781420008494

4. Макогон, Ю. Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование / Ю. Ф. Макогон. – Москва : Недра, 1985. – 232 с. – Текст : непосредственный.
5. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России = Gathering and conditioning of gas on the northern gas fields of Russia / А. И. Гриценко, В. А. Истомина, А. Н. Кульков, Р. С. Сулейманов. – Москва : Недра, 1999. – 473 с. – Текст : непосредственный.
6. Бондарев, Э. А. Моделирование образования гидратов в газовых скважинах при их тепловом взаимодействии с горными породами / Э. А. Бондарев, И. И. Рожин, К. К. Аргунова. – Текст : непосредственный // Инженерно-физический журнал. – 2014. – Т. 87, № 4. – С. 871–878.
7. Mitigating Hydrate Formation in Onshore Gas Wells : A Case Study on Optimization Techniques and Prevention / M. Ješić, B. Martinović, S. Stančić [et al.]. – DOI 10.5937/podrad2343043J. – Direct text // Podzemni radovi. – 2023. – Issue 43. – P. 43–70.
8. Challenges and advantages of using environmentally friendly kinetic gas hydrate inhibitors for flow assurance application : A comprehensive review / A. Farhadian, A. Shadloo, X. Zhao [et al.]. – DOI 10.1016/j.fuel.2022.127055. – Direct text // Fuel. – 2023. – Vol. 336. – С. 127055.
9. Нигматулин, Р. И. Динамика многофазных сред : [в 2 ч.]. Ч. 1 / Р. И. Нигматулин. Ч. 1. – Москва : Наука, 1987. – 464 с. – Текст : непосредственный.
10. Prediction Model and Risk Analysis of Hydrate Deposition and Blockage in Reduced-Diameter Pipelines // J. Pei, Zh. Wang, J. Zhang [et al.]. – DOI 10.1016/j.fuel.2022.127071. – Direct text // Fuel. – 2023. – Vol. 337. – С. 127071.
11. Бондарев, Э. А. Обобщение алгоритма определения расхода по замерам давления в системах добычи и транспортировки газа / Э. А. Бондарев, И. И. Рожин, К. К. Аргунова. – DOI 10.15372/PMTF20170511. – Текст : непосредственный // Прикладная механика и техническая физика. – 2017. – Т. 58, № 5 (345). – С. 111–120.
12. Sloan, E. D. Jr. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates / E. D. Sloan Jr. – Direct text // Nature. – 2003. – Vol. 426, Issue 6964. – P. 353–363.
13. Мусакаев, Н. Г. Превентивные методы борьбы с гидратообразованием в трубопроводах / Н. Г. Мусакаев, Р. Р. Уразов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2006. – № 1 (55). – С. 50–56.
14. Ahmed, T. Advanced reservoir engineering / T. Ahmed, P. D. McKinney. – DOI 10.1016/B978-0-7506-7733-2.X5000-X. – Direct text. – USA : Gulf Professional Publishing, 2005. – 407 p.
15. Шагапов, В. Ш. Динамика образования и разложения гидратов в системах добычи, транспортировки и хранения газа / В. Ш. Шагапов, Н. Г. Мусакаев. – Москва : Наука, 2016. – 240 с. – Текст : непосредственный.
16. Experimental study and modeling of the kinetics of gas hydrate formation for acetylene, ethylene, propane and propylene in the presence and absence of SDS / H. Hashemi, S. Babaee, K. Tumba [et al.]. – DOI 10.1080/10916466.2018.1531024. – Direct text // Petroleum Science and Technology. – 2019. – Vol. 37, Issue 5. – P. 506–512.
17. Колчин, А. В. Совершенствование технологии применения метанола в системах добычи и магистральном транспорте газа : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ; специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Колчин Александр Владимирович ; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2019. – 148 с. – Текст : непосредственный.

18. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа / Э. А. Бондарев, В. И. Васильев, А. Ф. Воеводин [и др.]. – Новосибирск : Наука, 1988. – 270 с. – Текст : непосредственный.
19. Бык, С. Ш. Газовые гидраты / С. Ш. Бык, Ю. Ф. Макогон, В. И. Фомина ; под ред. С. Ш. Быка. – Москва : Химия, 1980. – 296 с. – Текст : непосредственный.
20. Латонов, В. В. Расчет коэффициента сжимаемости природного газа / В. В. Латонов, Г. Р. Гуревич. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 1969. – № 2. – С. 7–9.

References

1. Istomin, V. A., & Yakushev, V. S. (1992). *Gazovye gidraty v prirodnykh usloviyakh*. Moscow, Nedra Publ., 235 p. (In Russian).
2. Istomin, V. A. & Kvon, V. G. (2004). *Preduprezhdenie i likvidatsiya gazovykh gidratov v sistemakh dobychi gaz*. Moscow, Gazprom Publ., 506 p. (In Russian).
3. Sloan, E. D. Jr & Koh, C. A. (2007). *Clathrate Hydrates of Natural Gases*. USA, CRC Press Publ., 752 p. (In Russian). DOI: 10.1201/9781420008494
4. Makogon, Yu. F. (1985). *Gazovye gidraty, preduprezhdenie ikh obrazovaniya i ispol'zovanie*, Moscow, Nedra Publ., 232 p. (In Russian).
5. Gritsenko, A. I., Istomin, V. A., Kulkov, A. N. & Suleymanov, R. S. (1999). *Gathering and conditioning of gas on the northern gas fields of Russia*. Moscow, Nedra Publ., 473 p. (In Russian).
6. Bondarev, E. A., Rozhin, I. I. & Argunova, K. K. (2014). Modeling the formation of hydrates in gas wells in their thermal interaction with rocks. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, (87(4)). – pp. 900-907. (In Russian).
7. Ješić, M., Martinović, B., Stančić, S., Crnogorac, M., & Danilović, D. (2023). Mitigating hydrate formation in onshore gas wells: A case study on optimization techniques and prevention. *Podzemni radovi*, (43), pp. 43-70. (In English). DOI: 10.5937/podrad2343043J
8. Farhadian, A., Shadloo, A., Zhao, X., Pavelyev, R. S., Peyvandi, K., Qiu, Z., & Varfolomeev, M. A. (2023). Challenges and advantages of using environmentally friendly kinetic gas hydrate inhibitors for flow assurance application: A comprehensive review. *Fuel*, (336), pp. 127055. (In English). DOI: 10.1016/j.fuel.2022.127055
9. Nigmatulin, R. I. (1987). *Dinamika mnogofaznyh sred. Chast' 1*. Moscow, Nauka Publ., 464 p. (In Russian).
10. Pei Pei, J., Wang, Z., Zhang, J., Zhang, B., Ma, N., & Sun, B. (2023). Prediction model and risk analysis of hydrate deposition and blockage in reduced-diameter pipelines. *Fuel*, (337), pp. 127071. (In English). DOI: 10.1016/j.fuel.2022.127071
11. Bondarev, E. A., Rozhin, I. I., & Argunova, K. K. (2017). A new algorithm of mass flow rate determination in gas production and transportation systems via pressure measurement. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 58, (5(345)). pp. 853-861. (In English).
12. Sloan, E. D. Jr (2003). Fundamental principles and applications of natural gas hydrates. *Nature*, 426(6964), pp. 353-359. (In English).
13. Musakaev, N. G. & Urazov, R. R. (2006). Methods to prevent hydrate formation in pipelines. *Oil and Gas Studies*, (1(55)), pp. 50-56. (In Russian).

14. Ahmed, T. & McKinney, P. D. (2005). Advanced reservoir engineering. USA, Gulf Professional Publishing, 407 p. (In English). DOI:10.1016/B978-0-7506-7733-2.X5000-X
15. Shagapov, V. Sh., & Musakaev, N. G. (2016). Dinamika obrazovaniya i razlozheniya gidratov v sistemakh dobychi, transportirovki i khraneniya gaza. Moscow, Nauka Publ., 240 p. (In Russian).
16. Hashemi, H., Babae, S., Tumba, K., Mohammadi, A. H., Naidoo, P., & Ramjugernath, D. (2019). Experimental study and modeling of the kinetics of gas hydrate formation for acetylene, ethylene, propane and propylene in the presence and absence of SDS. Petroleum Science and Technology, 37(5), pp. 506-512. (In English). DOI: 10.1080/10916466.2018.1531024
17. Kolchin, A. V. (2019). Sovershenstvovanie tekhnologii primeneniya metanola v sistemakh dobychi i magistral'nom transporte gaza. Diss. ... kand. techn. nauk. Ufa, 148 p. (In Russian).
18. Bondarev, E. A., Vasil'ev, V. I., Voevodin, A. F., Pavlov, N. N., Shadrina, A. P. (1988). Termogidrodinamika sistem dobychi i transporta gaza. Novosibirsk, Nauka Publ., 270 p. (In Russian)
19. Byk, S. Sh., Makogon, Yu. F., & Fomina, V. I. (1980). Gazovye gidraty. Moscow, Himiya Publ., 296 p. (In Russian).
20. Latonov, V. V., & Gurevich, G. R. (1969). Raschet koefitsienta szhimae-mosti prirodnogo gaza. Gas Industry, (2), pp. 7-9. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Мусакаев Наиль Габсалямович, доктор физико-математических наук, профессор, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН; профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Гальчанский Михаил Павлович, магистрант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень galchanskiyy_mihail@rambler.ru

Nail G. Musakaev, Doctor of Physics and Mathematics, Professor, Chief Researcher, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of SB RAS; Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Mihail P. Galchanskii, Master's Student, Industrial University of Tyumen, galchanskiyy_mihail@rambler.ru

Статья поступила в редакцию 13.02.2024; одобрена после рецензирования 26.02.2024; принята к публикации 05.03.2024.

The article was submitted 13.02.2024; approved after reviewing 26.02.2024; accepted for publication 05.03.2024.