

ИЗМЕРЕНИЕ ДЕБИТА ДЕГАЗАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ**А.В. Шляпин**

shlyapin@mail.ru

В.А. Трофимов

asas_2001@mail.ru

Ю.А. Филиппов

filippov.yury@gmail.com

ИПКОН РАН, Москва, Российская Федерация**Аннотация**

Рассмотрен метод измерения расхода газа (метана) в дегазационной скважине, основанный на теории течения среды в трубах. Приведены конструкция расходомера, разработанного авторами и апробированного для измерения выхода газа из дегазационной скважины в экспериментах *in situ* на пласте Болдыревский на поле шахты им. С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс», алгоритм расчета дебита газа, численное моделирование потоков газа внутри прибора в рамках общих положений механики сплошной среды. Определена степень влияния таких параметров разработанного авторами измерительного узла, как шероховатость стенок расходомера, вязкость протекающей среды, состояние кромок отверстия диафрагмы на результаты измерений дебита газа, исходящего из скважины и поступающего в дегазационную систему угледобывающего предприятия. Рассмотрена динамика изменения давления в скважине с учетом случайных колебаний, вызванных уникальностью строения дегазируемого пласта. Давление в скважине зависит от напряженно-деформированного состояния углепородного массива, напрямую связанного с развитием горных работ. Установлено соответствие расходов газа, рассчитанных по стандартному методу и полученных в результате численного моделирования, что может заменить экспериментальную калибровку расходомера

Ключевые слова

Расход (дебит) газа, метано-воздушная смесь, угольный пласт, измерительный узел, измерение давлений

Поступила 19.04.2023

Принята 29.05.2023

© Автор(ы), 2023

Введение. На практике, как правило, возникает необходимость измерения расхода природного газа, протекающего по трубопроводу. Обычно эта задача решается с использованием расходомеров, работающих на различных физических принципах [1–9]. Конструктивному исполнению та-

ких приборов уделяется немалое внимание в силу важности получения достоверных результатов измерений в повседневной практике [10–13]. Такие узлы могут подразделяться на коммерческие и узлы собственного потребления. Если коммерческие узлы измерения расхода газа требуют средств измерений очень высокого класса точности, то приборы, которые устанавливаются для измерения газа на собственные нужды шахты, имеют довольно низкий класс. В любом случае соответствующие приборы должны пройти калибровку, связанную с определением расхода газа альтернативными экспериментальными методами. Хотя теоретические соотношения, лежащие в основе всех методов, достаточно обоснованы и выверены, тем не менее конструктивные особенности и собственно исполнение приборов «в металле» могут приводить к определенным накапливаемым со временем ошибкам в измерениях.

Одним из самых распространенных методов измерения расхода среды (природного газа или жидкости) является метод переменного перепада давлений, который реализуется в соответствии с нормативными документами^{1, 2, 3}.

Принцип метода состоит в том, что в трубопроводе, по которому протекает среда, устанавливают суживающее устройство (СУ), создающее местное сужение потока. Поскольку часть потенциальной энергии потока переходит в кинетическую энергию, средняя скорость потока в суженном сечении увеличивается. В результате статическое давление в сечении становится меньше статического давления перед СУ, разность этих давлений тем больше, чем больше расход протекающей среды. Следовательно, разность давлений в сечении и перед СУ может служить мерой расхода.

¹ ГОСТ 8.563.1–97. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Диафрагмы, сопла ИСА 1932 и трубы Вентури, установленные в заполненных трубопроводах круглого сечения. Технические условия. М., ИПК Изд-во стандартов, 1998.

² ГОСТР 8.995–2020. Государственная система обеспечения единства измерений. Объемный расход и объем природного газа. Методика (метод) измерений с применением мембранных и струйных счетчиков газа. М., Стандартинформ, 2020.

³ ГОСТР 8.995–2020. Государственная система обеспечения единства измерений. Объемный расход и объем природного газа. Методика (метод) измерений с применением мембранных и струйных счетчиков газа. М., Стандартинформ, 2020.

Расход среды измеряют в режиме стационарного потока, когда все его параметры сохраняют постоянные значения хотя бы на протяжении некоторого промежутка времени. В этом случае справедливы стационарные законы гидравлики [14].

Фактический массовый расход получается меньше рассчитанного по теоретическому уравнению расхода в силу многочисленных факторов, осложняющих массоперенос среды по трубопроводу. В частности, наличие местных гидравлических сопротивлений (трубопроводной арматуры, отводов и др.) и применение шероховатых трубопроводов приводит к искажению распределения скорости потока по их сечению. В отличие от влияния местных гидравлических сопротивлений различного рода влияние шероховатости невозможно исключить конструктивным путем. Поэтому расчетную величину расхода среды корректируют с помощью поправочного коэффициента, учитывающего шероховатость внутренней поверхности расходомера. Значения поправочных коэффициентов определяются в результате экспериментов, проведенных на гидравлически гладких трубопроводах при равномерном распределении скоростей потока по сечению трубопровода.

Расчет расхода газа. С учетом всех замечаний расход газа выражается соотношениями, приведенными в соответствующих нормативных документах. На основании этих документов для практического применения разработан метод расчета дебита метана из дегазационной скважины, адаптированный к условиям шахт АО ОУК «Южкузбассуголь» [15].

Рассмотрим некоторые аспекты массопереноса газа через такой расходомер. Предположим, что расходомер представляет собой отрезок трубы, внутрь которой помещена диафрагма (рис. 1) с отверстием, разделяющая объем внутри трубы на две камеры. Одна камера со стороны входа в трубу, а из второй происходит выход газа в отводящий трубопровод. В каждой камере в стенку врезан штуцер для подключения измеряющих давление манометров.

При расчетах дебита каптируемой метановоздушной смеси все показатели приводятся к нормальным условиям. Нормальным состоянием газа для промышленных измерений считается его состояние при температуре 20 °С (293,15 К) и давлении 1,0332 кгс/см² (760 мм рт. ст.). Расходомер подобного типа использовался для измерения выхода газа из дегазационной скважины в экспериментах *in situ* на пласте Болдыревский на поле шахты им. С.М. Кирова АО «СУЭК–Кузбасс». В качестве примера параметры для скважины приведены ниже, а полученные экспериментальные данные — в табл. 1.

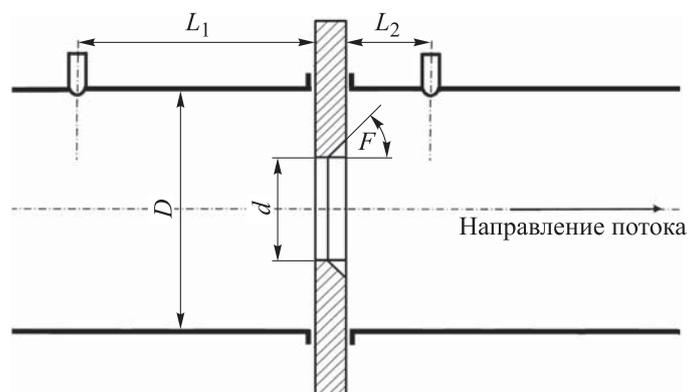


Рис. 1. Схема устройства расходомера

Параметры скважины
(из книги учета работы дегазационных скважин)

Скважина № 2 Куст 1
 Назначение скважины Дегазация выработанного пространства
 Место заложения 24-64-1 промышленный штрек

Параметры:
 угол наклона, град 1
 длина, м 650
 диаметр, мм 96
 Длина герметизации устья, м 10
 Дата начала и окончания бурения скважин 17.05.2022
 Дата отключения скважины 21.05.2022

Таблица 1

Полученные экспериментальные данные

№ п/п	Дата	Разрежение в газопроводе у скважины, мм рт. ст.	Концентрация метана, %	Перепад давления h на диафрагме, мм рт. ст.	Расход, м ³ /мин		Расстояние от забоя скважины до лавы, м
					Смеси	Метана	
1	30.05.22	742	2	0,54	0,466	0,009	–
2	06.06.22	712	5	0,79	0,555	0,028	–
3	13.06.22	715	8	1,04	0,642	0,051	–
4	20.06.22	719	9	1,29	0,718	0,065	–
5	27.06.22	721	5	1,54	0,781	0,039	–
6	04.07.22	726	2	1,79	0,840	0,017	–
7	11.07.22	729,5	1,2	2,04	0,897	0,011	–

№ п/п	Дата	Разрежение в газопроводе у скважины, мм рт. ст.	Концентрация метана, %	Перепад давления h на диафрагме, мм рт. ст.	Расход, м ³ /мин		Расстояние от забоя скважины до лавы, м
					Смеси	Метана	
7	11.07.22	729,5	1,2	2,04	0,897	0,011	–
8	18.07.22	733	0,3	2,29	0,952	0,003	–96
9	25.07.22	720	0,1	2,54	0,993	0,001	–89
10	01.08.22	707	0,1	2,79	1,031	0,001	–74
11	08.08.22	716	0,1	2,89	1,056	0,001	–45
12	15.08.22	725	0,1	2,90	1,065	0,001	–21
13	22.08.22	714,2	0,1	2,54	0,989	0,001	–18
14	29.08.22	712,2	0	1,05	0,635	0	24
15	05.09.22	710,2		1,10	0,649		75
16	08.09.22	794,3		0,49	0,458		99

Расходомер монтируется в разрыв трубопровода, в котором измеряется расход газа (рис. 2).



Рис. 2. Включение расходомера в сеть трубопроводов

Наблюдения проводились в течение 16 недель, при этом измеряли давление в подводящем дегазационном трубопроводе (скважине), перепад давления в камерах расходомера, расстояние от забоя до конца скважины и концентрацию метана в выходящей метановоздушной смеси.

Расходы метановоздушной смеси и собственно метана вычисляли в соответствии с разработанным методом. Дальнейшая интерпретация результатов измерений будет осуществляться исходя из данных, приведенных в табл. 1.

Измеряемый перепад давления h — это фактически разность давлений в скважине и отводящем трубопроводе. И то, и другое не является стационарной величиной и каждое колеблется в некоторых пределах.

Давление в скважине теоретически медленно, но плавно изменяющаяся величина, определяемая выходом газа из смеси массива, которая, в свою очередь, зависит от газодинамических параметров и напряженно-деформированного состояния. По мере выхода газа и изменения напряженно-деформированного состояния, связанного с развитием горных работ, давление в скважине постоянно меняется, определяя режим истечения и количество выходящего газа. Однако в силу случайного строения угольного пласта на это плавное изменение давления накладываются случайные незначительные колебания.

Давление в отводящем трубопроводе также в силу ряда причин колеблется. В связи с этим параметр h испытывает некоторые незначительные случайные колебания, помимо регулярного изменения (рис. 3). В течение 16 недель наблюдений параметр h сначала растет, а затем убывает, что связано со взаимным положением забоя лавы и конца скважины. Забой постепенно приближается к скважине, а затем проходит ее окончание и подрабатывает скважину, как это следует из табл. 1.

Важным определяющим параметром является давление в скважине. В рассматриваемом эксперименте (см. табл. 1) давление изменяется в пределах 707...794 мм рт. ст. при среднем значении 725 мм рт. ст. Фактически здесь не наблюдается какая-либо зависимость, в отличие от изменения параметра h . Это, видимо, свидетельствует о том, что давление в скважине и давление в отводящем трубопроводе изменяются примерно одинаковым образом, чтобы обеспечить выполнение зависимости (см. рис. 3).

Интегрирование интенсивности выхода газа (см. табл. 1) по времени в пределах каждой недели приводит к графику, приведенному на рис. 4, а по всему периоду наблюдений (16 недель) — к объему вышедшего газа за этот период, равному 128 266 м³.

Отметим, что здесь рассматривается лишь метод определения количественных закономерностей выхода газа из скважины. При этом он не ориентирован на интерпретацию результатов реального выхода газа с позиций механизма газопередачи в углепородном массиве.

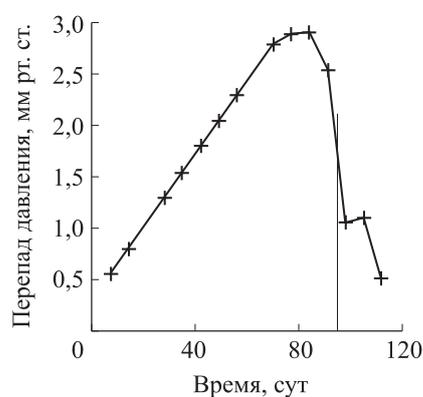


Рис. 3. Зависимость перепада давления на диафрагме расходомера от времени по мере продвижения очистных работ

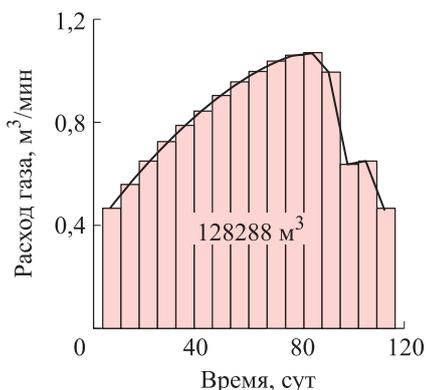


Рис. 4. Зависимость расхода газа от времени при развитии очистных работ (суммарный выход газа за весь период наблюдений)

В графическом виде данные из табл. 1 приведены на рис. 5, т. е. показана зависимость расхода газа от перепада давления на диафрагме.

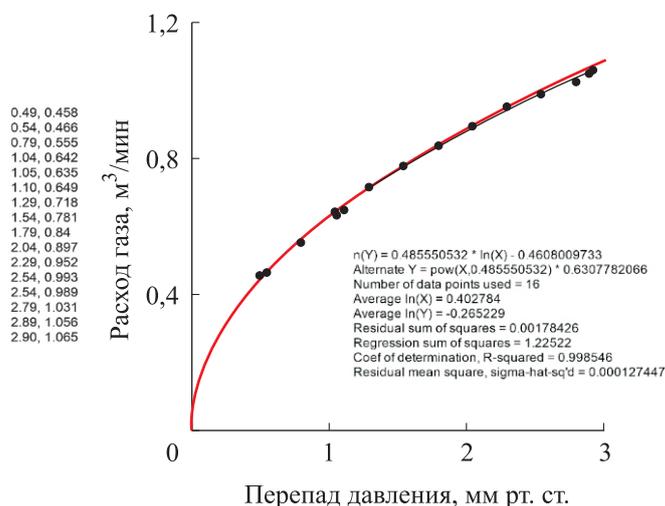


Рис. 5. Зависимость расхода газа от перепада давления на диафрагме (для скважины из табл. 1)

Эти данные хорошо аппроксимируются параболической зависимостью

$$m = A\sqrt{h}, \tag{1}$$

что и должно иметь место в соответствии с теоретическими представлениями о протекании процесса, и что было использовано при расчете дебита газа (см. табл. 1). Параметр A определяется в основном конструктивными особенностями расходомера и режимом течения газа через прибор.

В силу описанных случайных колебаний параметров потока коэффициент A в точках измерения также несколько изменяется. Однако пред-

ставление данных в виде графика (см. рис. 5) позволяет определить единственное значение коэффициента A , с большой точностью характеризующее процесс в целом.

Отметим следующее обстоятельство, связанное с приведенной квадратичной зависимостью. Подобного рода измерения проводились на многих скважинах (более двух десятков), результаты измерений демонстрируют полное соответствие результатам квадратичной зависимости (как это и следует из использованного теоретического соотношения), однако и коэффициент A для всех скважин был один и тот же, равный $\sim 0,629$. Данные для нескольких (двух) скважин, имеющих разные параметры (длину, расположение и др.), но с практически полностью совпадающими параметрами аппроксимации, приведены на рис. 6. Это свидетельствует о том, что все измерения проводились с использованием тождественных расходомеров.

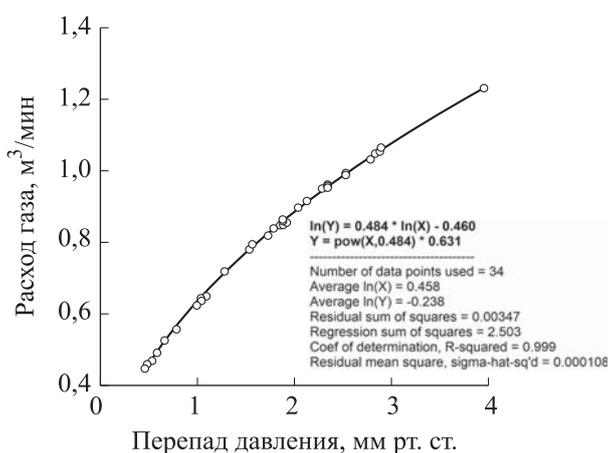


Рис. 6. Зависимость расхода газа от перепада давления на мембране для двух различных скважин

Далее рассмотрим соотношения, положенные в основу разработанного метода расчета дебита метана, и получим закономерности истечения газа при некоторых заданных параметрах расходомера, которые будут использованы при численном моделировании процессов течения газа через расходомер. Отметим, что приведенные далее соотношения основаны на закономерностях гидравлики.

В соответствии с [15] расчет количества метана и метановоздушной смеси проводится по формулам:

$$Q_M = k_g b' \alpha \varepsilon \sqrt{h}; \quad (2)$$

$$Q_{м.с} = k_g b \alpha \varepsilon \sqrt{h}; \quad (3)$$

$$b' = 0,01 b c, \quad (4)$$

где Q_m , $Q_{м.с}$ — количества каптируемых метана и метановоздушной смеси, приведенные к нормальным условиям; k_g — коэффициент диафрагмы; b' — поправочный коэффициент для определения объемного содержания метана в метановоздушной смеси; α — поправочный коэффициент, учитывающий температуру и давление метановоздушной смеси; ε — поправочный коэффициент, учитывающий изменение плотности измеряемой среды при прохождении через диафрагму; h — перепад давления на диафрагме; b — поправочный коэффициент, учитывающий плотность метановоздушной смеси в зависимости от содержания метана; c — содержание метана в метановоздушной смеси.

Коэффициенты, входящие в (2)–(4), определяются по приведенным ниже формулам или по соответствующим таблицам [15].

Коэффициент b , учитывающий плотность метановоздушной смеси, определяется как

$$b = \frac{1}{\sqrt{\rho_H}}, \quad (5)$$

где

$$\rho_H = 1,2046k_1 + 0,6681k_2 \quad (6)$$

— плотность метановоздушной смеси при нормальных условиях; k_1 , k_2

— объемное содержание воздуха и метана в смеси, доля единицы.

Плотность метановоздушной смеси в рабочем состоянии определяется по формуле

$$\rho = \rho_H \frac{P T_H}{P_H T}, \quad (7)$$

где P , P_H и T , T_H — давление и температура смеси в рабочем состоянии и нормальных условиях.

Поправочный коэффициент, учитывающий давление и температуру метановоздушной смеси:

$$\alpha = \frac{P}{T} \sqrt{\frac{T T_H}{(P - P_{в.п}) P_H}}, \quad (8)$$

где $P_{в.п}$ — возможное давление водяного пара во влажном газе.

Поправочный коэффициент ε зависит от перепада давления на диафрагме, разрежения или давления перед диафрагмой (при установке на нагнетательном трубопроводе), атмосферного давления и определяется по формулам:

$$\varepsilon = 1 - 0,4245 \frac{h}{P} \quad (9)$$

— для диафрагмы с модулем 0,64;

$$\varepsilon = 1 - 0,3431 \frac{h}{P} \quad (10)$$

— для диафрагмы с модулем 0,25;

$$\varepsilon = 1 - 0,3157 \frac{h}{P} \quad (11)$$

— для диафрагмы с модулем 0,09.

Модуль диафрагмы вычисляется как

$$m = \left(\frac{d}{D} \right)^2, \quad (12)$$

где d — диаметр отверстия в диафрагме; D — внутренний диаметр трубы расходомера (подводящая труба).

Для примера рассмотрим расчет для одного из проведенных замеров. Примем следующие значения определяющих параметров: концентрация метана 5 %; давление во входящем трубопроводе 720 мм рт. ст.; диаметр подводящей трубы 76 мм; диаметр отверстия диафрагмы 35 мм.

Согласно выражению (6), плотность метановоздушной смеси $\rho_H = 1,178 \text{ кг/м}^3$, а поправочный коэффициент $b = 0,921$. Аппроксимируя данные, приведенные в [15], для рассматриваемых условий получаем $k_g = 0,15$.

Кроме того, отметим следующие обстоятельства: измерения проводятся в нормальных условиях, что приводит к равенствам $\alpha = 1$ и $\varepsilon = 1$.

В соответствии с формулой (2) получим $Q_M = 0,138\sqrt{h}$ ($\text{м}^3/\text{мин}$, при h в мм вод. ст.), $Q_M = 0,51\sqrt{h}$ ($\text{м}^3/\text{мин}$, при h в мм рт. ст.), а также

$$Q_M = 0,01\sqrt{h} \text{ (кг/с)}. \quad (13)$$

Численное моделирование. Экспериментально полученные данные до сих пор интерпретировались в рамках законов гидравлики, которые

позволили получить значения расходов газа, используя некоторые замеченные параметры. Рассмотрим основные закономерности газодинамических процессов в расходомере, используя программный комплекс ANSYS [16–21], основанный на общих законах механики сплошной среды. Подход с общих позиций может подтвердить правомерность использования упрощенных соотношений гидравлики для оценки работоспособности расходомера, тем более что альтернативная калибровка таких приборов для нужд шахты, как правило, не проводится.

Далее приведены результаты расчета в рамках численного моделирования. В качестве примера на рис. 7 показано распределение скоростей внутри расходомера по плоскости, проходящей через осевую линию расходомера, при этом давление на входе составляет 1 атм, $h = 2$ мм рт. ст.

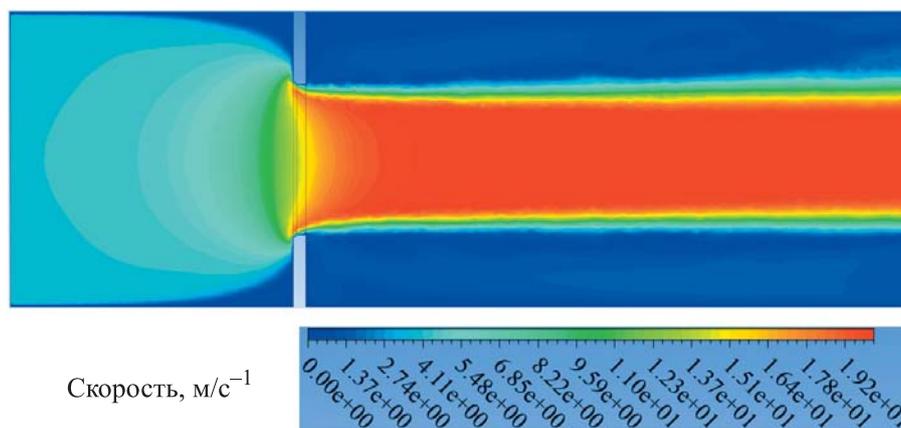


Рис. 7. Распределение скоростей внутри расходомера при стационарном режиме течения (течение слева направо)

Отметим, что при постановке задачи считалось, что на входе в расходомер (на сечении, расположенном слева) имеет место однородное распределение скорости по сечению, т. е. из скважины поступает равномерный однородный поток газа. На практике это достигается путем помещения перед расходомером прямолинейного участка трубы достаточной длины, в которой поток газа стабилизируется и формируется ламинарный режим течения.

Вследствие диафрагмы внутри расходомера вдоль его оси формируется струя газа с повышенной скоростью (см. рис. 7). В то же время в месте контакта потока газа с корпусом расходомера наблюдается нулевая скорость потока газа, т. е. задано условие прилипания потока к неподвижной поверхности. Это не обязательное условие, а самое простое,

не требующее задания каких-либо параметров взаимодействия потока и стенки. Во многом это взаимодействие зависит от качества обработки поверхности, ее шероховатости. При этом теоретическая численная модель может быть легко построена, но ее определяющие параметры могут быть получены только в результате калибровки в экспериментальных исследованиях.

Приведенные рисунки свидетельствуют о том, что за мембраной формируется поток газа со скоростью более 27 м/с, тогда как на входе скорость составляет лишь ~ 6 м/с.

Такое увеличение скорости сопровождается изменением давления в камерах расходомера. Распределение давлений в каждой камере расходомера при стационарном режиме течения приведено на рис. 8. Устанавливаются практически постоянные значения давлений при наличии небольшой переходной зоны вблизи отверстия диафрагмы.

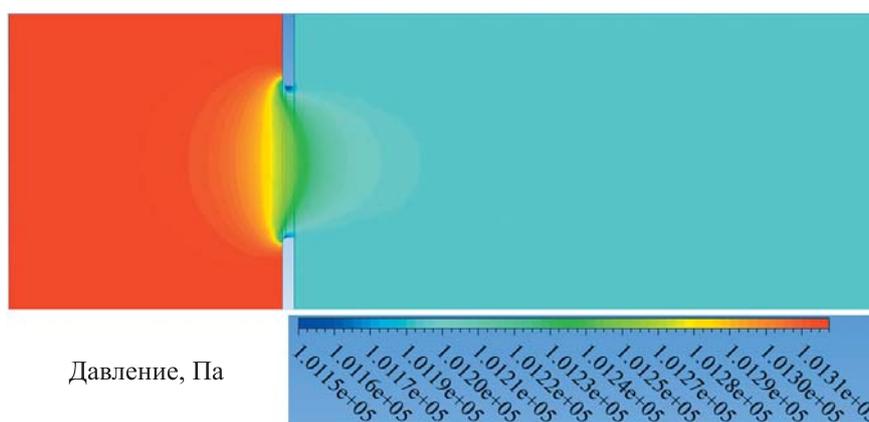


Рис. 8. Распределение давлений в каждой камере расходомера при стационарном режиме течения

Типичное распределение давлений вдоль оси расходомера приведено на рис. 9, кривые соответствуют различным условиям формирования потока газа. При этом на входе расходомера во всех случаях задавалось одно и то же давление в 1 атм, т. е. 101 300 Па (760 мм рт. ст.). Значение h принималось равным 1, 2, 3 и 10 мм рт. ст. Для каждого варианта рассчитывалось количество газа, протекающего через выходное сечение расходомера в единицу времени, результаты приведены в табл. 2.

Отметим, что количество входящего газа полностью совпадает с количеством выходящего газа, что подтверждает корректность алгоритма. Для рассмотренного примера это значение составляет 0,0137 кг/с.

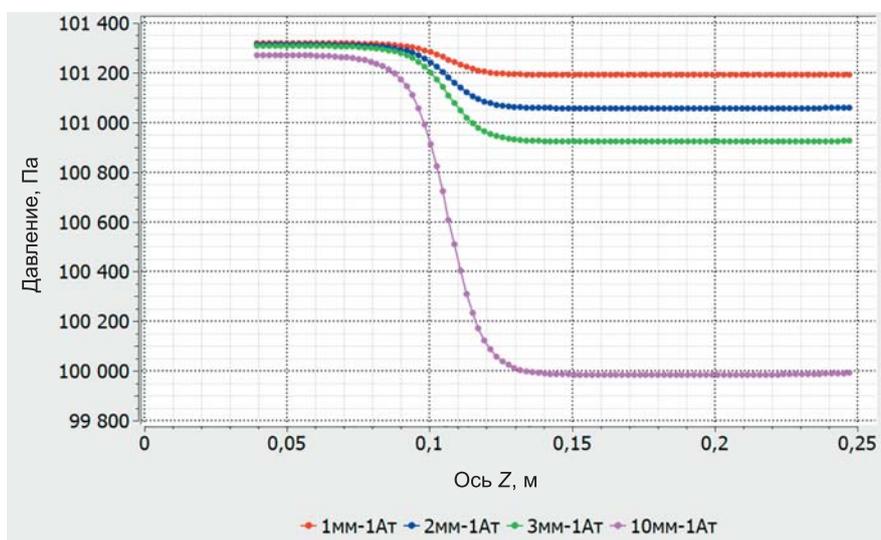


Рис. 9. Распределение давлений вдоль оси расходомера для различных перепадов давления на мембране (давление на входе расходомера 1 атм)

Таблица 2

Расчетное количество газа, протекающего через выходное сечение расходомера в единицу времени

Значения h на входе, мм рт. ст.	Массовый расход газа на выходе, кг · с ⁻¹
1	-0,00970737
2	-0,0136942
3	-0,0167895
10	-0,0304345

В целях обобщения полученных результатов расширены диапазоны изменения входящих параметров модели. Это касалось давления на входе в расходомер, т. е. давления в скважине и параметра h . Результаты соответствующих вычислений при численном моделировании потоков газа приведены на рис. 10, где аналогично рис. 9 показаны распределения давлений, но для давления на входе в 1, 1,1 и 1,2 атм при $h = 1, 2, 3, 10$ мм рт. ст. Соответствующие расходы газа приведены в табл. 3.

Отметим, что реализация упомянутых комбинаций параметров на практике сопряжена с увеличением давления в отводящем трубопроводе, поскольку разность давлений между входящим и отводящим трубопроводами должна быть равна значению параметра h .

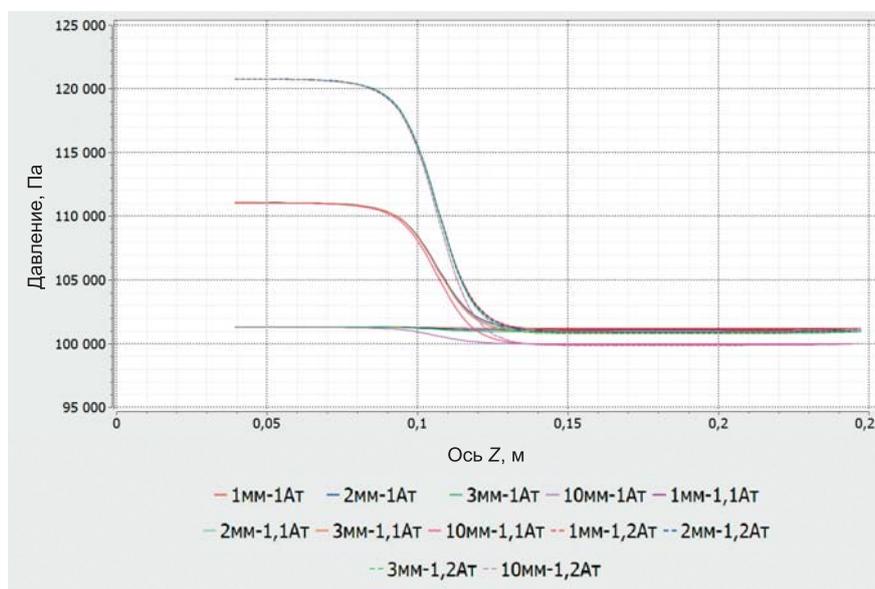


Рис. 10. Распределение давлений вдоль оси расходомера для различных перепадов давления на мембране при давлении на входе (в дегазационной скважине) 1; 1,1 и 1,2 атм

Таблица 3

Расходы газа

Значения h на входе, мм рт. ст.	Массовый расход на выходе, $\text{кг} \cdot \text{с}^{-1}$
<i>Давление газа на входе 1 атм</i>	
1	-0,00970737
2	-0,0136942
3	-0,0167895
10	-0,0304345
<i>Давление газа на входе 1,1 атм</i>	
1	-0,0843376
2	-0,0849991
3	-0,0852928
10	-0,0888682
<i>Давление газа на входе 1,2 атм</i>	
1	-0,119616
2	-0,119054
3	-0,120215
10	-0,121799

Кроме того, проведены расчеты, когда при увеличении давления на входе давление на выходе составляло по-прежнему ~ 1 атм. В этом случае значение h составляло соответственно для 0,1 атм — 76 мм рт. ст., а для 0,2 атм — 152 мм рт. ст.

Все полученные результаты приведены на обобщенном графике (рис. 11) и в табл. 3.

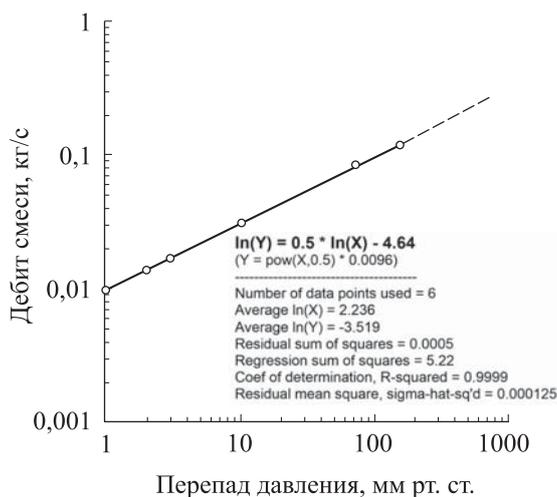


Рис. 11. Обобщенный график зависимости дебита метановоздушной смеси от перепада давления на мембране

Взаимосвязь расчетного значения дебита скважины и перепада давления на диафрагме (аналогично рис. 5), а также значения параметров из табл. 3 приведены на рис. 11.

Согласно приведенным данным, запишем зависимость дебита метановоздушной смеси от перепада давления в виде

$$Q_M = 0,0096\sqrt{h} \text{ (кг/с)}. \tag{14}$$

Сопоставляя полученный результат и результат по формуле (13), можно отметить практически полное совпадение. Факт совпадения результатов свидетельствует о справедливости и применимости двух независимых методов.

Выводы. Приведены результаты измерения дебита газа дегазационной скважины с использованием расходомера, основанного на методе переменного перепада давления. Расчетные соотношения этого метода основаны на положениях теории течения среды в трубах. Однако при этом существует множество осложняющих факторов, существенным образом влияющих на результаты измерений, в частности, шероховатость

стенок расходомера, вязкость протекающей среды, состояние кромок отверстия диафрагмы и др. Эти факторы учитываются в стандартном методе путем введения различных поправочных коэффициентов. Прямой экспериментальной калибровки, как правило, не проводится, что вызывает определенные сомнения в достоверности результатов, получаемых в конкретных условиях с помощью стандартного метода. Предпринята попытка в рамках общих положений механики сплошной среды смоделировать процессы течения среды в расходомере в простейшем случае отсутствия осложняющих обстоятельств. Это позволило сравнить результаты, полученные по стандартному методу, с результатами, полученными численным моделированием. Отмечено практически полное совпадение. Учет осложнений, связанных с вязкостью жидкости и турбулентным характером потоков, износом диафрагмы и другими факторами, легко реализуется в процессе численного моделирования, однако это не входит в круг рассматриваемых задач.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Сухарев М.Г., Иткин В.Ю., Корнилов И.А. и др. Алгоритмическое и программное обеспечение системы измерения расхода газа на КС «Портовая». *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*, 2011, № 9, с. 33–38.
- [2] Сухарев М.Г., Казак А.С., Фомина Е.В. Распределение компонентного состава газа по трубопроводам газотранспортной системы. *Территория «Нефтегаз»*, 2019, № 9, с. 70–79.
- [3] Сухарев М.Г., Косова К.О. Оперативная корректировка показаний измерительных приборов на магистральном газопроводе по замерам режимных параметров. *Территория «Нефтегаз»*, 2018, № 9, с. 14–23.
- [4] Даев Ж.А. Сравнительный анализ методов и средств измерения расхода газа. *Нефтегазовое дело*, 2010, № 1.
URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Daev/Daev_2.pdf
- [5] Фокин А.Е., Засецкий В.Г. Совершенствование системы измерения расхода пульсирующих потоков газа на газораспределительных и газоизмерительных станциях. *Актуальные проблемы современной науки*, 2007, № 1, с. 183–185.
- [6] Лебедьков С.С., Латышев Л.Н. Применение погружных вихревых расходомеров при коммерческом учете расхода газа. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 2018, № 2, с. 86–94.
DOI: <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2018-2-86-94>
- [7] Некоз К.С. Анализ методов определения расходов жидкости конструкциями переменного перепада давления. *Новые идеи в науках о Земле. Матер. XV Международ. науч.-практ. конф. Т. 4. М., МГРИ*, 2021, с. 95–97.

- [8] Биргер Г.И., Бражников Н.И. Ультразвуковые расходомеры. М., Металлургия, 1964.
- [9] Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества веществ. Кн. 1, 2. СПб., Политехника, 2002, 2004.
- [10] Латышев Л.Н., Даев Ж.А. Система измерения расхода газа, исключаящая влияние коэффициента истечения. *Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика*, 2010, № 9, с. 55–60.
- [11] Абрамов С.А., Егоров А.Н., Егоров Н.Л. и др. Как улучшить систему единства измерений расхода жидкости, газа, пара. *Законодательная и прикладная метрология*, 2007, № 6, с. 20–26.
- [12] Пистун Е.П., Лесовой Л.В. Уточнение коэффициента истечения стандартных диафрагм расходомеров переменного перепада давления. *Датчики и системы*, 2005, № 5, с. 14–16.
- [13] Кремлевский П.П., ред. Расчет и конструирование расходомеров. Л., Машиностроение, 1978.
- [14] Автушенко Н.А., Ленецкий Г.С. Математическое описание движения жидкости в трубопроводе с учетом распределенности параметров. *Вестник МГТУ*, 2006, № 2, с. 7–18.
- [15] Смирнов О.В., Мартынюк А.Р., Морланг В.В. Методика определения параметров газоздушного потока в шахтном дегазационном трубопроводе. *ГИАБ*, 2004, № 8, с. 277–279.
- [16] ANSYS modeling and meshing guide. Canonsburg, Technology Drive, 2006.
- [17] Lias M.R., Awang M., Rao T.V.V.L.N., et al. Evaluation of spur gear pair on tooth root bending stress in radial misalignment contact condition. *MATEC Web Conf.*, 2014, vol. 13, art. 04010. DOI: <https://doi.org/10.1051/mateconf/20141304010>
- [18] Елизаров Д.В., Елизаров В.В., Мерзляков С.А. Постановка задачи гидродинамического моделирования контактных устройств средствами вычислительной гидродинамики в среде Fluent Ansys. *Вестник технологического университета*, 2015, т. 18, № 22, с. 145–148.
- [19] ANSYS, Inc. theory reference. ANSYS Release 9.0. Canonsburg, Technology Drive, 2004.
- [20] ANSYS advanced analysis techniques guide. ANSYS Release 10.0. Canonsburg, Technology Drive, 2005.
- [21] Брусницин А.П., Киселев Е.В. Моделирование газодинамического процесса в программном пакете ANSYS Workbench. *ТИМ-2015*. Екатеринбург, УрФУ, 2015, с. 8–11.

Шляпин Алексей Владимирович — канд. техн. наук, заместитель директора по научной работе ИПКОН РАН (Российская Федерация, 111020, Москва, Крюковский тупик, д. 4).

Трофимов Виталий Александрович — д-р техн. наук, заведующий лабораторией 2.1 ИПКОН РАН (Российская Федерация, 111020, Москва, Крюковский тупик, д. 4).

Филиппов Юрий Алексеевич — канд. техн. наук, старший научный сотрудник лаборатории 2.1 ИПКОН РАН (Российская Федерация, 111020, Москва, Крюковский тупик, д. 4).

Просьба ссылаться на эту статью следующим образом:

Шляпин А.В., Трофимов В.А., Филиппов Ю.А. Измерение дебита дегазационной скважины. *Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Машиностроение*, 2023, № 4 (147), с. 68–87. DOI: <https://doi.org/10.18698/0236-3941-2023-4-68-87>

MEASUREMENT OF THE DEGASSING WELL FLOW RATE

A.V. Shlyapin

V.A. Trofimov

Yu.A. Filippov

shlyapin@mail.ru

asas_2001@mail.ru

filippov.yury@gmail.com

ICEMR RAS, Moscow, Russian Federation

Abstract

The paper considers a method to determine gas flow in a degassing well. It is based on the theory of medium flow in pipes, the flow meter design developed by the authors and tested in measuring gas output at a degassing well in the in situ experiments at the Boldyrevskiy formation at the S.M. Kirov mine field of the JSC “SUEK–Kuzbass”, algorithm of calculating the gas flow rate, numerical simulation of the gas flows inside the device within the framework of the continuum mechanics general principles. Influence degree of the measuring unit parameters developed by the authors was determined, including the flow meter walls roughness, the flowing medium viscosity and the state of the diaphragm hole edges, on results of measuring the gas flow rate outcoming from the well and entering the degassing system of the coal mining enterprise. Pressure alteration dynamics in the well were considered taking into account random fluctuations caused by the unique degassed formation structure. Pressure in the well depends, among other things, on the stress-strain state of the carbon rock mass directly connected with development of the mining operations. Correspondence of the gas flow rates was determined, they were calculated using standard methods and obtained as a

Keywords

Gas flow, methane-air mixture, coal layer, metering unit, pressure measurement

result of numerical simulation was established, which could replace experimental calibration of the flow meter

Received 19.04.2023

Accepted 29.05.2023

© Author(s), 2023

REFERENCES

- [1] Sukharev M.G., Itkin V.Yu., Kornilov I.A., et al. Algorithm and software developed for gas consumption metering of “Portovaya” compressor station. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz v neftyanoy promyshlennosti* [Automation, Telemekhanization and Communication in Oil Industry], 2011, no. 9, pp. 33–38 (in Russ.).
- [2] Sukharev M.G., Kazak A.S., Fomina E.V. Distribution Component composition of gas through the pipelines of the gas transmission system. *Territoriya “Neftegaz”* [Oil and Gas Territory], 2019, no. 9, pp. 70–79 (in Russ.).
- [3] Sukharev M.G., Kosova K.O. Component-wise gas distribution to gas-transport network pipelines. *Territoriya “Neftegaz”* [Oil and Gas Territory], 2018, no. 9, pp. 14–23 (in Russ.).
- [4] Daev Zh.A. Benchmark analysis of methods and instruments of gas flow measurement. *Neftegazovoe delo* [Oil and Gas Business], 2010, no. 1 (in Russ.). Available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Daev/Daev_2.pdf
- [5] Fokin A.E., Zasetkiy V.G. Improvement of pulsating gas flow measurement system at gas distribution and gas metering stations. *Aktualnye problemy sovremennoy nauki*, 2007, no. 1, pp. 183–185 (in Russ.).
- [6] Lebedkov S.S., Latyshev L.N. Submersible vortex flowmeters application for commercial account of gas consumption. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov* [Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products], 2018, no. 2, pp. 86–94 (in Russ.). DOI: <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2018-2-86-94>
- [7] Nekozi K.S. [Analysis of methods for determining liquid flow rates by variable differential pressure designs]. *Novye idei v naukach o Zemle. Mater. XV Mezhdunar. nauch.-prakt. konf. T. 4* [New Ideas in Earth Sciences. Proc. XV Int. Sc.-Pract. Conf. Vol. 4]. Moscow, MGRI, 2021, pp. 95–97 (in Russ.).
- [8] Birger G.I., Brazhnikov N.I. *Ultrazvukovye raskhodomery* [Ultrasonic Flowmeters]. Moscow, Metallurgiya Publ., 1964.
- [9] Kremlevskiy P.P. *Raskhodomery i schetchiki kolichestva veshchestv. Kn. 1, 2* [Flowmeters and counters of quantity of substances. Vol. 1, 2]. St. Petersburg, Politehnika Publ., 2002, 2004.
- [10] Latyshev L.N., Daev Zh.A. Flow measurement system of gas excepting influence of rate of expiration. *Pribory i sistemy. Upravlenie, kontrol, diagnostika* [Instruments and Systems: Monitoring, Control and Diagnostics], 2010, no. 9, pp. 55–60 (in Russ.).
- [11] Abramov S.A., Egorov A.N., Egorov N.L., et al. How to improve the system of uniformity of liquid, gas, steam flow measurements. *Zakonodatelnaya i prikladnaya metrologiya* [Legal and Applied Metrology], 2007, no. 6, pp. 20–26 (in Russ.).

- [12] Pistun E.P., Lesovoy L.V. Efflux coefficient adjustment for standard orifice plates of variable differential flowmeters. *Datchiki i sistemy* [Sensors & Systems], 2005, no. 5, pp. 14–16 (in Russ.).
- [13] Kremlevskiy P.P., ed. Raschet i konstruirovaniye raskhodomerov [Calculation and Design of Flowmeters]. Leningrad, Mashinostroenie Publ., 1978.
- [14] Avtushenko N.A., Lenevskiy G.S. Mathematical description of movement of water in systems of the main pipelines, as distributed parameter system. *Vestnik MGTU* [Vestnik of MSTU], 2006, no. 2, pp. 7–18 (in Russ.).
- [15] Smirnov O.B., Martynyuk A.R., Morlang V.V. Methodology for determination of gas-air flow parameters in a mine degassing pipeline. *GIAB* [Mining Informational and Analytical Bulletin], 2004, no. 8, pp. 277–279 (in Russ.).
- [16] ANSYS modeling and meshing guide. Canonsburg, Technology Drive, 2006.
- [17] Lias M.R., Awang M., Rao T.V.V.L.N., et al. Evaluation of spur gear pair on tooth root bending stress in radial misalignment contact condition. *MATEC Web Conf.*, 2014, vol. 13, art. 04010. DOI: <https://doi.org/10.1051/mateconf/20141304010>
- [18] Elizarov D.V., Elizarov V.V., Merzlyakov S.A. Problem formulation of hydrodynamic modeling of contact devices by means of computational fluid dynamics in Fluent Ansys environment. *Vestnik tekhnologicheskogo universiteta*, 2015, vol. 18, no. 22, pp. 145–148 (in Russ.).
- [19] ANSYS, Inc. theory reference. ANSYS release 9.0. Canonsburg, Technology Drive, 2004.
- [20] ANSYS advanced analysis techniques guide. ANSYS release 10.0. Canonsburg, Technology Drive, 2005.
- [21] Brusnitsin A.P., Kiselev E.V. [Modeling of gas-dynamic process in ANSYS Workbench software package]. *TIM-2015*. Ekaterinburg, UrFU, 2015, pp. 8–11 (in Russ.).

Shlyapin A.V. — Cand. Sc. (Eng.), Deputy Director for Scientific Research, ICEMR RAS (Kryukovskiy tupik 4, Moscow, 111020 Russian Federation).

Trofimov V.A. — Dr. Sc. (Eng.), Head of Laboratory 2.1, ICEMR RAS (Kryukovskiy tupik 4, Moscow, 111020 Russian Federation).

Filippov Yu.A. — Cand. Sc. (Eng.), Senior Researcher, Laboratory 2.1, ICEMR RAS (Kryukovskiy tupik 4, Moscow, 111020 Russian Federation).

Please cite this article in English as:

Shlyapin A.V., Trofimov V.A., Filippov Yu.A. Measurement of the degassing well flow rate. *Herald of the Bauman Moscow State Technical University, Series Mechanical Engineering*, 2023, no. 4 (147), pp. 68–87 (in Russ.).
DOI: <https://doi.org/10.18698/0236-3941-2023-4-68-87>