

ИССЛЕДОВАНИЕ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ КОРРОЗИОННОГО ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

А.Н. Гурбанов

НИПИнефтегаз, Азербайджан, Аз. 1123, г. Баку, тел. (99412) 3735393,
e-mail: q a b d u l a g a @ m a i l . r u

Процес видобутку, збору, підготовки і транспортування вуглеводневих газів, що включає питання підняття продукції пласта на поверхню, постачання продукції в пункти сепарації і очищення, заснований на переміщенні сумішей природних і попутних газів, пластової води і механічних частинок на велику відстань. Результати досліджень показують, що переважна частина руйнувань транспортуючих газу трубопроводів пов'язана з механічним їх пошкодженням або мають корозійний характер.

Основними факторами корозійного руйнування в трубопроводах є зміна гідродинамічного режиму перекачування, корозійна активність і неякісне очищення транспортованого газу.

Для захисту газопроводів від руйнування створено методіку вибору гідродинамічного режиму таким чином, щоб швидкість руху газу забезпечила транспортування механічних частинок газовим потоком. За цією методикою можна розрахувати регулятори тиску з урахуванням реальних умов для всіх можливих значень падіння тиску в регуляторі.

Для підвищення точності розрахунків запропонований поправочний коефіцієнт залежно від температури газу і молекулярного ваги.

Ключові слова: вуглеводні, корозія, регулятор тиску, пошкодження, методика, трубопроводи.

Процесс добычи, сбора, подготовки и транспортировки углеводородных газов, включающий вопросы поднятия продукции пласта на поверхность, доставки продукции в пункты сепарации и очистки основан на перемещении смесей природных и попутных газов, пластовой воды и механических частиц на большое расстояние. Результаты исследований показывают, что подавляющая часть разрушений транспортируемых данных газы трубопроводов связана с механическим их повреждением или носят коррозионный характер.

Основными факторами коррозионного разрушения в трубопроводах является изменение гидродинамического режима перекачивания, коррозионная активность и некачественная очистка транспортируемого газа.

Для защиты газопроводов от разрушения создана методика выбора гидродинамического режима таким образом, чтобы скорость движения газа обеспечила транспортировку механических частиц газовым потоком. С помощью этой методики можно рассчитать регуляторы давления с учетом реальных условий для всех возможных значений падения давления в регуляторе.

Для повышения точности расчетов предложен поправочный коэффициент в зависимости от температуры газа и молекулярного веса.

Ключевые слова: углеводороды, коррозия, регулятор давления, повреждение, методика, трубопроводи.

The process of production, collection and transportation of hydrocarbon gases, including issues of formation outcrop, delivery of products to separation and cleaning points is based on transportation of natural and associated gas mixture, stratum water and mechanical particles over long distances. The research results show that the major part of failures of gas transporting pipelines is due to their mechanical damage or corrosion.

The main factors of corrosion failure in pipelines are as follows: change of hydrodynamic pumping mode, corrosion activity and inadequate cleaning of transported gas.

To protect gas pipelines from failure, a method of hydrodynamic mode selection was developed to provide dependence of mechanical particles transportation on the gas flow speed. Using this method, it is possible to calculate gas regulators with consideration of actual conditions for all possible values of pressure drop within the regulator.

To enhance the accuracy of calculations, the correction coefficient was proposed depending on has temperature and molecular weight.

Key words: hydrocarbons, corrosion, pressure regulator, damage, method, pipelines.

Введение. Процесс добычи, сбора, подготовки и транспортировки углеводородных газов, включающий вопросы поднятия продукции пласта на поверхность земли, транспортировки продукции в пункты сепарации и очистки, а также внутрипромысловой транспортировки, основан на перемещении смесей природных и попутных газов, пластовой воды и механических частиц. При этом к промышленным проблемам можно отнести выход из строя отдельных

устройств, технологических трубопроводов, следствием которых является потеря ценного сырья, загрязнение окружающей среды и расход дополнительных финансовых ресурсов на устранение последствий возникших аварий. Как показывает анализ, подавляющую часть разрушения трубопроводов, транспортирующих данные газы, составляют разрушения с характером повреждения или коррозии. Так, разрушение трубопровода происходит по его

нижней поверхности, где через непродолжительное время образуется трещина, разрушающая стенки трубы. Согласно результатам исследований по оценке коррозионной активности не содержащие сероводорода углеродные смеси считаются средами с низкой коррозионной активностью. Так, скорость коррозии в указанных смесях стальных труб не очень велика и составляет 0,1 мм/год.

Пластовые воды, обладающие высоким уровнем минерализации, в таких же статических условиях обладают умеренной коррозионной активностью. Как правило, скорость коррозии стальных конструкций, по которым перекачивают минерализованные пластовые воды, не превышает 0,3 мм/год. Относительно большая скорость коррозии наблюдается при низкоскоростной транспортировке водно-нефтяных и эмульсий с низкой обводненностью. Скорость коррозионного процесса в таких условиях достигает 3-5 мм/год, поэтому трубопроводы могут выйти из строя в течении 1-2 лет. При наличии механических примесей в газе данный процесс еще больше ускоряется. В случае транспортировки газа при больших скоростях смеси стальные трубопроводы становятся более устойчивыми к коррозии.

Выделение нерешенных ранее частей общей проблемы. Согласно имеющимся фактам существует значительная корреляционная зависимость между скоростью коррозии и режимами движения смеси в трубопроводах [1,2,3]. Разрушение интенсивнее в первых подъемных участках трубопроводов, что объясняется накоплением на них твердых механических частиц, и их периодическое вертикальное перемещение по направлению потока смеси. Статистика разрушения оборудования в сети сбора нефти и отдельных трубопроводов, входящих в данную сеть показывает, что объемы разлива нефти в окружающую среду и объемы ремонтно-изоляционных работ достаточно высоки.

Основным фактором коррозионного разрушения в трубопроводах является изменение гидродинамического режима для таких пото-

ков. К другим определяющим причинам можно отнести общую коррозионную активность и некачественную очистку транспортируемого газа. Эти процессы, происходящие, в первую очередь, из-за внутренних факторов, требуют учета гидравлических свойств смешанных потоков, в том числе потоков с механическими примесями. На этапе обустройства месторождений прежде всего необходимо учитывать расчетные значения уменьшенного диаметра линий сбора нефти и газа, чтобы можно было обеспечить оптимальный уровень скорости движения нефтяных, газовых и водных смесей в трубопроводах.

Основной материал исследования

Сила трения механической частицы о внутреннюю поверхность при движении ее по трубопроводу определяется следующей зависимостью [4, 5]:

$$F = (\rho_{м.ч.} - \rho_{г.}) g \varphi \pi d^3/6, \quad (1)$$

где d - диаметр механической частицы;

$\rho_{м.ч.}$ и $\rho_{г.}$ - соответственно плотность механических частиц и газа;

φ - коэффициент трения между частицей и металлом.

Скорость перемещения механической частицы может быть определена с использованием закона распределения скорости по поперечному сечению трубопровода:

$$v = u \left[1 - \left(\frac{2r}{D} \right)^2 \right], \quad (2)$$

где u можно рассматривать как среднюю скорость потока газа.

r - расстояние между осью потока и осью механической частицы (рис. 1).

Учитывая, что $r = \frac{D-d}{2}$, получим:

$$v = \frac{ud \left(2 - \frac{d}{D} \right)}{D}. \quad (3)$$

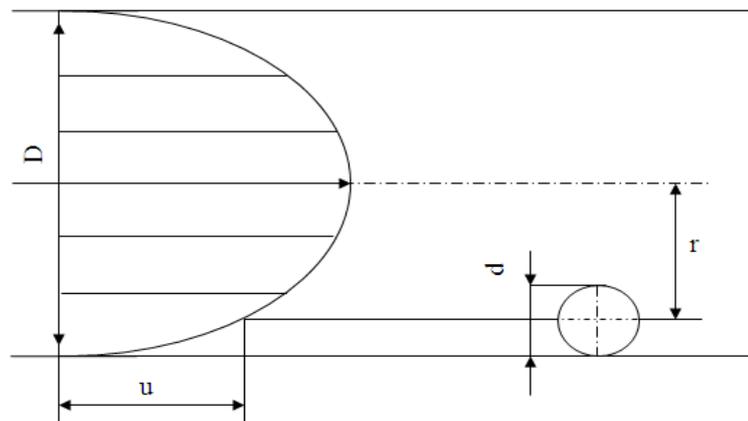


Рисунок 1 – Скорость механической частицы в газовом потоке

Таблица 1 – Зависимость силы трения механических частиц от размера частиц при различных скоростях потока в промысловых газосборных линиях

Средний диаметр механических частей, мм	Доля в общем объеме	Мощность трения (при различных скоростях), $N, 10^{-11}Vt$							
		5,0 м/с		10,0 м/с		15,0 м/с		20,0 м/с	
		Мощность	Долевое отношение	Мощность	Долевое отношение	Мощность	Долевое отношение	Мощность	Долевое отношение
2,00	0,01	294100,00	0,71	588141,00	0,71	882120,00	0,71	1176280,00	0,71
1,40	0,02	93160,00	0,22	186325,00	0,22	279488,00	0,22	372651,00	0,22
1,00	0,03	18430,00	0,04	36851,20	0,04	55276,80	0,04	73702,30	0,04
0,40	0,04	1153,00	0,00	2306,08	0,00	3459,12	0,00	4612,16	0,00
0,20	0,24	149,50	0,00	299,01	0,00	448,51	0,00	598,02	0,00
0,20	0,15	29,54	0,00	59,08	0,00	88,61	0,00	118,17	0,00
0,10	0,14	1,85	0,00	3,69	0,00	5,53	0,00	7,38	0,00
0,07	0,03	0,76	0,00	1,51	0,00	2,25	0,00	3,02	0,00
0,05	0,02	0,24	0,00	0,48	0,00	0,71	0,00	0,95	0,00
0,04	0,05	0,05	0,00	0,09	0,00	0,13	0,00	0,18	0,00
0,02	0,07	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00
0,01	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			1,00		1,00		1,00		1,00

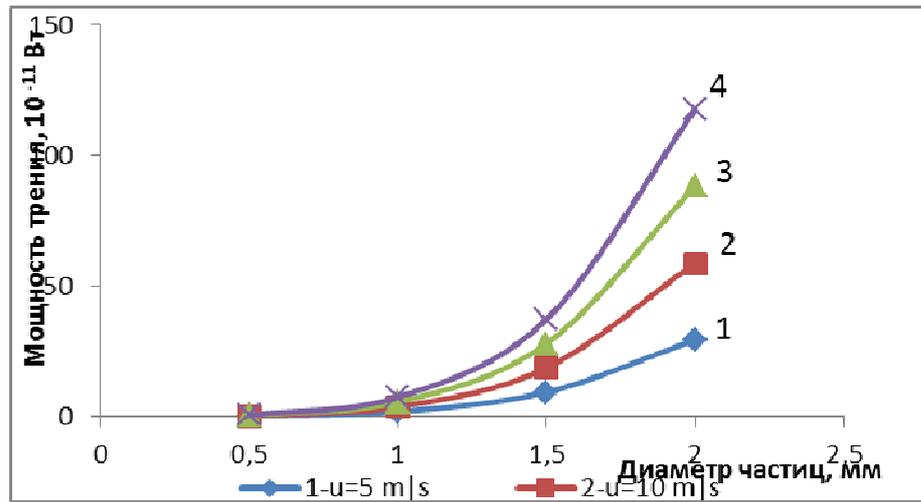


Рисунок 2 – Зависимость силы трения механических частиц от размера частиц при различных скоростях потока в промышленных газосборных линиях

Учитывая формулы (1) и (3) силу трения можно описать выражением

$$N = F v = 5,144 (\rho_{m.h.} - \rho_g) \varphi u (2 - d/D) d^4 / D. \quad (4)$$

Из последнего выражения следует, что сила коррозионного воздействия на трубопровод в большей степени зависит от диаметра механических частиц.

Ниже рассмотрены процессы коррозии нефтепромысловых технологических газопроводов на примере месторождений Азербайджана с учетом динамики перекачивания различных смесей.

Принимая во внимание то, что механические смеси, поступающие из пласта, в основном представляют собой песок, а также если принять относительное распределение отдельных фракций по их размерам и влиянию на трубы условно (как показано в таблице 1), то силу разрушающего влияния на трубопровод можно рассчитывать по выражению (4). Расчеты проводились по следующим исходным данным:

$$D = 200 \text{ мм} = 0,2 \text{ м}; \rho_{m.h.} = 1500 \text{ кг/м}^3; \rho_g = 3 \text{ кг/м}^3; \\ v = 5; 10; 15; 20 \text{ м/с.}$$

Результаты расчетов приведены в табл. 1 и на рис. 2. Как видно из таблицы и иллюстрации, почти 100% силы трения приходится на фракции – механические частицы с размером $d > 0,5 \text{ мм}$. Интересно, что подавляющее большинство разрушительного эффекта (95%) создает фракции наибольшего диаметра (1-2 мм). Другой вывод состоит в том, несмотря на то, что фракции 0,1-0,3 мм составляют менее половины (56%) от общего объема механических смесей, их доля в общей силе трения ничтожно мала. Следовательно, скорость коррозии-повреждения увеличивается пропорционально силе трения механических частиц внутри газопровода, поэтому увеличение больше зависит от количества механических частиц, а не от их размера.

Как видно, для защиты газопровода от воздействия твердых механических частиц важно,

чтобы эти частицы отлипали от нижней стенки трубы и попали в ядро потока, перемещаясь вместе с ним. Для этого статический градиент давления (dP/dr) должен быть больше удельного давления механических частиц и газа.

$$dP/dr > (\rho_{m.h.} - \rho_g) g. \quad (5)$$

Из приведенных выше расчетов можно определить, при каком значении скорости потока будет удовлетворяться условие (5), так как при значении диаметров механических частиц $d < 0,5 \text{ мм}$ можно не учитывать влияние повреждения. Так, можно принять, что толщина оставшегося слоя на нижней поверхности трубопровода при $\alpha = 0,995$ составит $0,005 D$. Остальные механические частицы будут двигаться в газовом потоке. Таким образом, неподвижный слой на дне не приведет к коррозионному повреждению стенки трубы.

С учетом вышеизложенного, значение скорости потока, когда трубопровод подвергается коррозии-повреждению, определяется следующим выражением:

$$v = A \sqrt{\left(1 - \frac{\rho_g}{\rho_{m.h.}}\right)} \cdot D,$$

где $A = 7,86$ - коэффициент, $\sqrt{m/s}$.

Как видно из последнего выражения, скорость перемещения частиц в газовом потоке будет различной и будет зависеть от отношения плотностей фаз и диаметра трубопровода. На основе полученного выражения при $\alpha = 0,995$ для газопроводов с различным диаметром были определены скорости, при которых механические частицы будут унесены. Расчеты выполнены при разных значениях параметра $\rho_g / \rho_{m.h.}$, полученные результаты приведены в таблице 2. На рис. 3 представлен график, отражающий изменение скорости транспортировки механических частиц газовым потоком в газопроводах в зависимости от диаметра трубопровода.

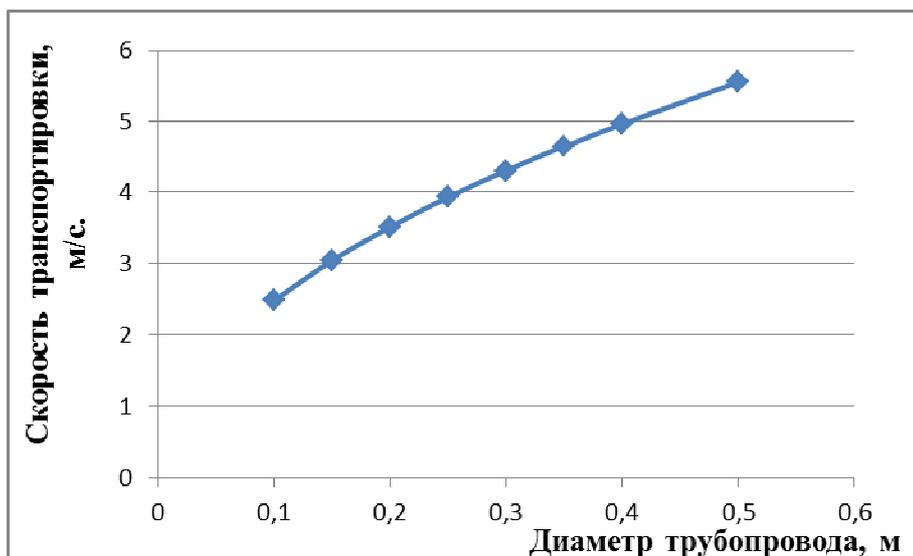


Рисунок 3 – Залежність швидкості транспортування механічних частинок потоком газу в газопроводі від діаметра трубопроводу

Таблиця 2 – Швидкість транспортування механічних частинок потоком для технологічних газопроводів з різними діаметрами (d = 1,0 мм)

Діаметр газопроводу, D, м	Розрахункові швидкості, v, м/с
0,10	2,48
0,15	3,04
0,20	3,51
0,25	3,93
0,30	4,30
0,35	4,65
0,40	4,97
0,50	5,56

Як видно з рисунка, при збільшенні діаметра трубопроводу збільшується і значення швидкості, необхідної для транспортування газовим потоком механічних частинок з розміром більше 1,0мм в діаметрі.

Використання регуляторів тиску при транспортуванні газоконденсатів і їх розрахунок грають важливу роль в подоланні труднощів в системі транспортування. Регулятори тиску встановлюються в шлейфах кожної скважини для підтримки потрібного тиску в відповідності з режимом магістральних газопроводів, незалежно від регулювання тиску газу, добиваюмого на газоконденсатних родовищах, і від зміни його кількості. Діаметр умовного переходу регуляторів змінюється в межах від 8 до 32 мм.

Згідно з існуючими методиками розрахунок регуляторних пристроїв проводиться в відповідності з устьєвим тиском скважини, призначення лінійних тисків не враховується. А це створює певні труднощі в регулюванні режиму роботи скважин і магістральних газопроводів. Метою розрахунок пропускної спроможності регуляторів тиску явля-

ється визначення падіння тиску в них і діаметра при максимальних значеннях проходять газу.

Якщо прийняти, що потік газу виникає без тертя і адиабатически, то швидкість газу, що проходить через регулятор, визначається по наступній формулі [6, 7]:

$$V_2 = \sqrt{2 \frac{\alpha P_1}{(\alpha - 1) \rho_1} \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(\alpha - 1)/\alpha} \right]}, \quad (6)$$

де P_1 і P_2 - абсолютні тиски газу до і після штуцера, МПа;

ρ_1 - густина газу, кг/м³;

α - індикатор адиабати.

Індикатор адиабати – це відношення теплоємності при постійному тиску до теплоємності при постійному об'ємі. Це залежить від показателя температури і молекулярної маси вуглеводородів в газоподібному стані. На практиці прийнято $\alpha = 1,25$. Індекс «1» стосується до параметрів газу до регулятора, а індекс «2» – після регулятора.

При адиабатическому зміні газу

$$\rho_1 = \rho_2 \left(\frac{P_1}{P_2} \right)^{1/\alpha}$$

Масовий витіток газу:

$$q_{qk} = q_q \rho_2 = \frac{d_{st}^2 \cdot \pi}{4} V_2 \rho_2$$

В стандартних умовах витіток газу складає:

$$q_q = \frac{q_{q.k.}}{\rho_{st}}$$

де ρ_{st} - густина газу в стандартних умовах, кг/м³.

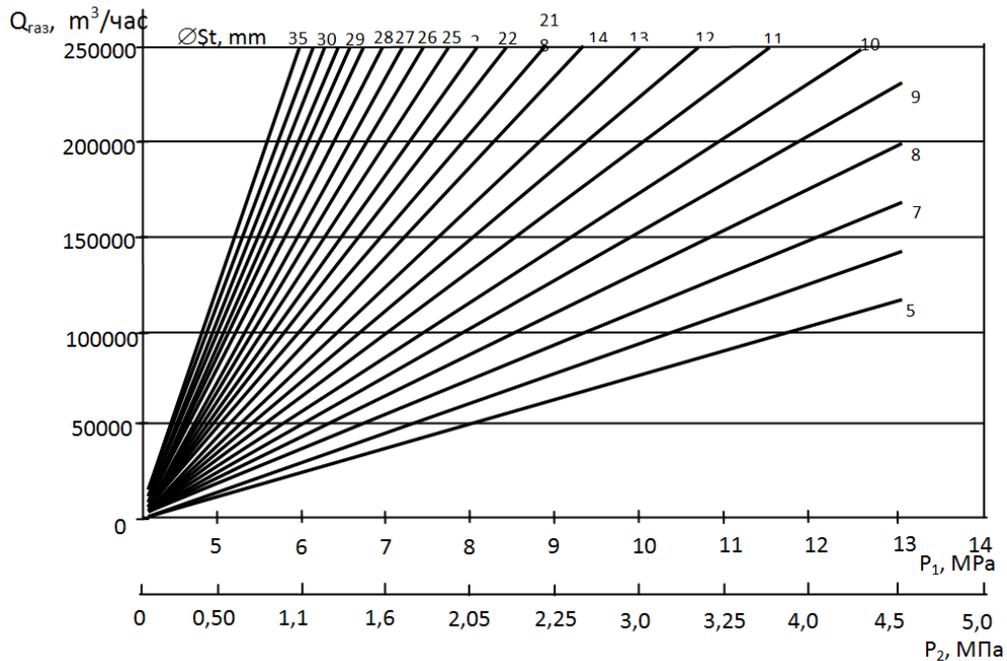


Рисунок 4 – Номограмма для определения диаметра регулятора давления

В соответствии с уравнением состояния газа

$$\rho_1 = \frac{P_1 M}{RT_1}; \quad \rho_{st} = \frac{P_{st} M}{RT_{st}},$$

где $P_{st} = 0,1$ МПа;

M - молярная масса газа;

R - универсальная газовая постоянная;

$T_{st} = 293$ К;

Если учтем эти уравнения в выражении (6), получим следующее выражение для расчета количества газа, проходящего через регулятор давления в стандартных условиях:

$$q_g = \sqrt{2R} \frac{\pi}{4} d_{st}^2 P_1 \frac{T_{st}}{P_{st}} \alpha \sqrt{\frac{1}{MT_1} \frac{\alpha}{\alpha-1}} \times \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{2\alpha} - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(\alpha+1)\alpha} \right], \quad (7)$$

где α – коэффициент расхода, является безразмерной величиной, характеризует неравномерное распределение скорости и изменяется в пределах 0,65-0,85 в зависимости от конструкции регулятора давления и независимо от типа транспортируемого продукта. В системе ЕС

$$\sqrt{2R} \frac{\pi}{4} = 101,3.$$

При применении формулы (6) и (7) в критическом значении отношения давлений $\left(\frac{P_2}{P_1} \right)$ скорость потока достигает скорости звука. При таком значении отношении давлений количество газа и скорость потока получают максимальные значения.

$$\left(\frac{P_2}{P_1} \right) kr = \left(\frac{2}{\alpha+1} \right)^{\alpha/(\alpha-1)}. \quad (8)$$

Для определения диаметра регулятора давления, выражение (7) запишем следующим образом:

$$d_{st} = \sqrt{\frac{q_g P_{st}}{T_{st}}} \frac{\sqrt{MT_1}}{101,3 P_1 Z \alpha}. \quad (9)$$

Степень сжатия газа Z определяется согласно следующего выражения:

$$Z = \sqrt{\frac{\alpha}{\alpha-1}} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{2\alpha} - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(\alpha+1)/\alpha} \right]. \quad (10)$$

Расчеты с использованием формул (6-10) выполняются таким образом. Сначала с помощью выражения (8) рассчитывается отношение давлений. Если отношение давлений $\left(\frac{P_2}{P_1} \right)$ ниже расчетного, то в указанном уравнении от-

ношения $\left(\frac{P_2}{P_1} \right)$ нужно заменить критическим значением этих давлений. Если заданное отношение давлений превышает расчетное значение, то указанную формулу можно использовать без ограничений. Регулятор давления был рассчитан по вышеуказанной методике. Расчет проводился для условий изменения давления газа и устьевого давления в широком диапазоне, а также для двух характерных значений линейного давления – для значений максимум 5,5 МПа и минимум 2,0 МПа. Результаты расчетов приведены в таблицах 3 и 4. Согласно данным таблицы 3 и 4 построена номограмма для определения диаметра регулятора давления (рис. 4).

Таблиця 3 – Расчетные значения объема газа, проходящего через регуляторы давления с различным диаметром при линейном давлении газа $P_2 = 5,5$ МПа, тыс.м³/сут.

P ₁ МПа	P ₂ /P ₁	d _{ст} , мм											
		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
10	0,52	113,4	141,2	169,9	202,4	238,6	276,7	317,7	361,5	408,1	457,6	509,8	564,0
9,2	0,53	111,1	138,3	162,4	198,2	233,7	271,1	311,2	354,1	399,8	448,2	499,4	553,3
9,4	0,54	108,6	135,4	163,8	193,9	228,6	265,3	304,5	346,5	391,1	438,6	488,7	541,5
9,6	0,55	105,1	132,2	158,9	189,3	223,2	258,0	297,2	338,2	381,8	427,1	476,0	528,5
9,2	0,56	102,5	129,0	155,1	184,8	217,0	251,9	290,2	330,2	372,8	417,0	465,7	513,1
9	0,57	96,8	125,9	153,3	180,2	212,6	246,5	283,1	322,1	363,6	407,6	454,2	503,3
8,8	0,58	94,9	122,2	146,8	173,9	206,3	239,2	274,7	312,6	352,0	395,7	440,8	488,5
8,6	0,59	94,2	118,8	142,8	170,1	200,7	232,8	267,3	304,1	343,3	384,0	429,0	475,2
8,4	0,60	91,0	114,8	137,9	164,3	193,1	224,1	258,3	293,8	331,8	371,0	414,4	459,2
8,2	0,61	85,2	111,4	133,8	159,4	188,1	216,3	256,5	285,1	321,8	360,8	402,1	445,5
8	0,62	81,2	107,1	128,6	153,3	180,1	208,9	240,0	274,1	309,5	346,0	385,7	428,4
7,8	0,63	83,1	102,7	123,2	146,8	172,5	201,1	230,8	262,7	296,6	332,4	370,5	410,5
7,6	0,64	79,4	98,0	117,6	140,1	165,4	191,1	220,5	250,8	283,2	317,5	353,8	391,1

Продолжение таблицы 3

P ₁ МПа	P ₂ /P ₁	d _{ст} , мм											
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
10	0,55	622,8	683,8	747,1	813,5	882,8	954,1	1020	1106	1187	1271	1356	1446
9,8	0,56	610,1	669,8	731,8	796,8	864,7	935,2	1000	1084	1163	1244	1328	1416
9,6	0,57	597,1	655,3	716,2	779,8	846,2	915,3	986,1	1151	1138	1218	1300	1386
9,4	0,59	582,7	639,5	679,1	761,1	825,8	893,2	962,4	1035	1111	1188	1270	1352
9,2	0,60	568,0	624,4	682,4	743,1	806,2	872,1	940,5	1111	1084	1161	1240	1321
9	0,61	554,0	608,1	665,7	724,8	786,5	850,7	917,4	986,6	1057	1132	1210	1288
8,8	0,63	537,7	591,1	646,1	703,5	763,3	825,6	890,4	957,5	1026	1098	1173	1251
8,6	0,64	523,1	575,1	628,5	684,4	742,6	803,2	866,2	931,6	999,3	1070	1141	1216
8,4	0,65	305,4	555,7	607,4	661,3	717,6	775,3	836,1	900,2	965,7	1032	1103	1175
8,2	0,67	491,2	539,1	589,2	641,5	696,1	752,0	811,1	873,3	936,8	1002	1075	1141
8	0,69	472,3	518,4	566,6	616,0	669,4	724,1	780,8	839,8	900,8	964,1	1030	1096
7,8	0,71	452,6	496,8	542,1	591,2	641,5	693,0	748,3	804,7	863,3	924,0	986,5	1051
7,6	0,73	432,2	474,3	518,4	564,5	612,5	662,5	714,5	768,4	824,3	882,2	942,0	1003

Таблиця 4 – Расчетные значения объема газа, проходящего через регуляторы давления с различным диаметром при линейном давлении газа $P_2 = 2,0$ МПа, тыс.м³/сут.

P ₁ МПа	P ₂ /P ₁	d _{ст} , мм											
		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
8,2	0,267	93,7	115,6	140,1	166,7	195,7	227,0	260,5	296,5	334,7	375,3	418,1	463,3
8	0,274	91,4	113,0	136,6	162,6	191,0	221,4	254,2	289,3	328,6	366,1	407,9	452,0
7,8	0,281	89,1	110,1	133,2	158,6	186,1	215,8	247,8	282,1	318,4	356,9	397,7	440,7
7,6	0,288	86,8	107,2	129,8	154,5	181,3	210,4	241,4	274,8	310,3	347,8	387,5	429,4
7,4	0,298	84,6	104,3	126,4	150,4	176,6	204,8	235,1	267,6	302,1	338,6	377,3	418,1
7,2	0,304	82,3	101,2	123,1	146,4	171,8	199,2	228,7	260,4	293,9	329,5	367,1	406,8
7	0,313	80,1	98,6	119,5	142,3	167,1	193,7	222,4	253,1	285,8	320,4	356,9	395,5
6,8	0,322	77,7	96,0	116,1	138,1	162,2	188,2	216,1	245,9	277,6	311,2	346,8	384,2
6,6	0,332	75,4	93,2	112,7	134,1	157,5	182,6	209,7	238,7	269,4	302,1	336,5	372,9
6,4	0,343	73,1	90,4	109,3	130,1	152,7	177,1	203,3	231,4	261,3	292,9	326,4	361,6
6,2	0,354	70,8	87,6	106,0	126,1	148,0	171,6	197,0	224,2	253,1	283,7	316,1	350,3
6	0,365	68,6	84,8	102,5	122,0	143,1	166,1	190,8	217,0	244,9	274,6	305,9	339,0
5,8	0,378	66,3	81,9	99,1	118,0	138,4	160,5	184,2	209,7	236,8	265,4	295,8	327,7
5,6	0,392	64,1	79,1	95,6	113,8	133,6	155,0	178,0	202,5	228,6	256,3	285,5	316,4
5,4	0,408	61,7	76,3	92,2	109,7	128,8	149,4	171,6	195,3	220,4	247,1	275,4	305,1
2,4	0,916	15,8	19,6	23,71	28,21	33,11	38,41	44,09	50,2	56,64	63,5	70,7	78,4

Продолжение таблицы 4

P ₁ МПа	P ₂ /P ₁	d _{ст} , мм											
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
8,2	0,26	510,7	560,5	612,6	667,2	723,9	783,0	844,3	908,1	974,1	1043	1113	1185
8	0,26	498,2	546,8	597,7	650,8	706,2	763,9	823,7	885,7	950,4	1017	1086	1156
7,8	0,27	485,8	533,2	582,7	634,5	688,5	744,8	803,1	863,2	926,6	991,6	1059	112,7
7,6	0,28	473,3	519,5	567,8	618,2	670,8	725,7	782,5	841,5	902,8	966,2	1032	1098
7,4	0,28	461,0	505,8	552,8	602,1	653,2	706,6	762,0	819,4	879,1	940,8	1005	1070
7,2	0,29	448,4	492,1	538,0	585,7	635,5	687,5	741,3	797,2	855,3	915,5	977,4	1041
7	0,30	436,0	478,5	523,1	569,4	618,0	668,4	720,7	775,1	831,6	889,9	950,2	1011
6,8	0,31	423,5	464,8	508,1	553,2	600,2	649,3	700,1	753,0	807,8	864,5	923,1	983,6
6,6	0,32	411,0	451,1	493,1	537,0	582,6	630,2	679,5	730,8	784,0	839,0	895,9	954,5
6,4	0,33	398,6	437,4	478,1	520,6	565,0	611,1	659,0	708,8	760,3	813,6	868,7	925,6
6,2	0,34	386,1	423,8	463,3	504,3	547,3	592,0	638,3	686,5	736,5	788,2	841,6	896,7
6	0,36	373,7	410,1	448,2	488,1	529,6	572,9	617,7	664,4	712,8	762,8	814,4	867,8
5,8	0,37	361,2	396,4	433,3	471,8	512,0	553,8	597,1	642,1	689,0	737,3	787,3	838,8
5,6	0,38	348,7	382,8	418,4	455,5	494,3	534,7	576,5	620,1	665,6	711,9	760,1	810,0
5,4	0,40	336,3	369,1	403,4	439,2	476,6	515,6	556,0	598,0	641,5	686,5	733,0	781,0
5,2	0,41	323,8	355,4	388,4	423,1	459,1	496,5	535,3	575,8	617,7	661,1	705,9	752,2

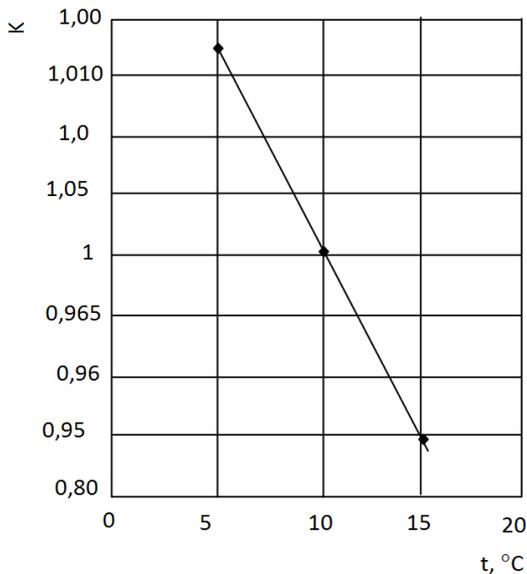


Рисунок 5 – Поправочный коэффициент на количество газа в зависимости от температуры

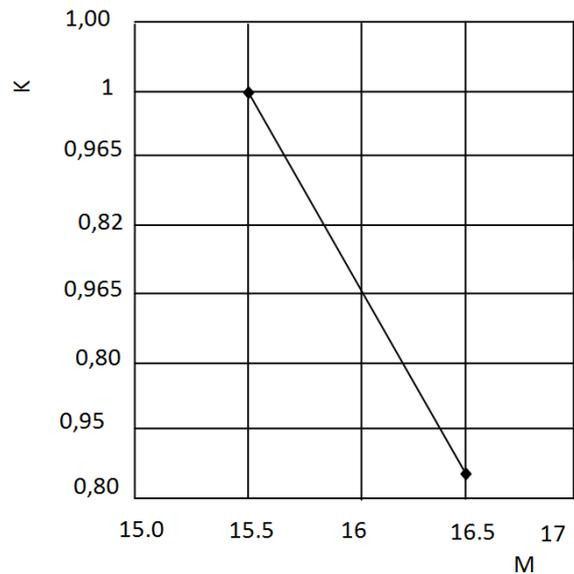


Рисунок 6 – Поправочный коэффициент на количество газа в зависимости от молекулярного веса

Данная методика может быть использована для расчета всех возможных значений падения давления в регуляторе давления с учетом реальных условий. Как известно, в период эксплуатации месторождения молекулярный вес газа и его температура могут изменяться. Поэтому для повышения точности расчетов введен поправочный коэффициент в зависимости от температуры газа и его молекулярного веса. Определение данных коэффициентов показаны на рисунках 5 и 6 соответственно.

Выводы

Результаты исследования показали, что движение механических частиц в начале трубопроводов, вызывающих наибольшее их разрушение при сборе и транспортировке природных газов, для предотвращения местных коррозионных разрушений в трубопроводе, способствует значительному снижению скорости коррозии.

Одним из методов защиты газопроводов от разрушения является также выбор гидродинамического режима таким образом, чтобы скорость движения газа обеспечила транспортировку механических частиц газовым потоком.

С помощью этой методики можно рассчитать регуляторы давления с учетом реальных условий для всех возможных значений падения давления в регуляторе.

Для повышения точности расчетов предложен поправочный коэффициент в зависимости от температуры газа и молекулярного веса.

Для оценки эффективности транспортировки, распределения, использования природных и попутных газов и функционирования контрольно-измерительной системы необходимо вести баланс объемов газа.

Литература

- 1 Акимов Г. В. Основы учения о коррозии и защите металлов. – М: Гос.ИНТИ, 1976.
- 2 Бабенко А. П. Гидравлическая крупность-основная характеристика при расчете отстойников / Бабенко А. П., Стрелец И. В. // Строительство уникальных зданий и сооружений. – 2013. – № 6.
- 3 Кривошеев Б. Ф., Бородулин А. И., Лезгин Н. Е. и др. Коррозия и защита трубопроводов, скважин, промышленного и газоперерабатывающего оборудования. – 1977. – №1. – С. 12-15.
- 4 Манжосов В.К. Теоретическая механика. Часть II. Динамика аналитическая механика / Манжосов В.К., Новикова О.Д., Новиков А.А. – Ульяновск. Государственный технический университет ГТУ, 2011. – 194 с.
- 5 Пустовит Б. В. Механика движения жидкостей в трубах. – М: Недра. 1980. – 160 с.
- 6 <http://www.dobi.orglib/1390/256.htm>
- 7 Ələkbərov Y. Z., Quliyev A. S. Ştuser separator sistemində təbii qazın faza vəziyyətinin riyazi təsviri. ANT. 2011. № 8. Səh. 52-55.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
20.09.18*

*Рекомендована до друку
професором **Кондратом О.Р.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук **Салімовим М.**
(НІПНафтогаз, м. Баку, Азербайджан)*