

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОВЫХ ФАКТОРОВ И КОЛИЧЕСТВА ИЗВЛЕКАЕМОГО ПОПУТНОГО ГАЗА ПО ПЛОЩАДКАМ СЕПАРАЦИИ

## ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Необходимость проведения работ по определению газовых факторов по нефтяным месторождениям добывающих компаний продиктована возрастающим вниманием к проблемам повышения уровня использования попутного газа, экологического контроля за выбросами в атмосферу, сокращения величины технологических и прочих потерь, усилением контроля за разработкой месторождений, своевременного обнаружения и исключения негативных явлений, как то прорыв газа газовых шапок, внутрислоевого разгазирование и тому подобных.

Целью описываемой работы является определение объемов газа, выделяющегося на ступенях сепарации нефти нефтесборных пунктов, сжигаемого в факелах и используемого на собственные нужды; определение газового фактора нефти по площадкам сепарации и по месторождениям в целом.

Объектами исследования являются системы добычи, сбора, сепарации и подготовки нефти, транспорта газа нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений.

Работа включает в себя промысловые измерения на площадках сепарации и подготовки нефти месторождений. В ходе выполнения работы предусматривается отбор проб для последующего анализа компонентного состава попутнодобываемого газа и его основных физико-химических характеристик.

Для определения остаточного газосодержания в нефти производится отбор проб нефти по каждому объекту подготовки.

Результаты анализа компонентного состава и физико-химических свойств газа, такие как процентное содержание ценных сырьевых компонентов, плотность, теплоемкость, удельная теплота сгорания, наряду с определением его количества, необходимы для оценки потребительских свойств газа для последующего выбора вариантов его переработки или иного использования.

Расход газа на собственные нужды (печи ПТБ, котельные и т.д.) определяется набором соответствующего технического оборудования, по паспортным данным газопотребляющих устройств с учетом фактического режима работы.

Промысловый газовый фактор по площадке сепарации и в целом по месторождению рассчитывается как отношение суммарной величины расходов газа по ступеням сепарации к количеству добытой нефти за рассматриваемый период времени.

Выбор точек врезок для монтажа измерительных средств производится с учетом технологических схем, состава технологического оборудования нефтепромысловых объектов, конфигурации газопроводов.

Методические основы проводимых измерений изложены в следующих нормативных документах (ГОСТах и РД):

- ГОСТ 8.361-79 «Расход жидкости и газа. Методика выполнения измерений по скорости в одной точке сечения трубы»;
- РД-39-108-91 «Методические указания по определению величины технологических потерь нефтяного газа при его добыче, сборе, подготовке и межпромысловом транспортировании»;
- РД-39-0147035-225-88 «Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр»;
- ГОСТ 17.2.4.06-90 «Охрана природы, атмосфера. Методы определения скорости и расхода газопылевых потоков, отходящих от стационарных источников загрязнения».

На основе этих ГОСТов и методических указаний определение расхода газа в напорных газопроводах подачи газа от пунктов сепарации нефти внешнему потребителю (компрессорной станции или газоперерабатывающему заводу) производится в точках, специально оборудованных полнопроходными задвижками (диаметр прохода 100 мм), через которые в газопровод вводится пневмометрическая напорная трубка Пито высокого давления, а перепад давлений замеряется с помощью дифференциального манометра класса точности 1,0.

На низконапорных факельных линиях определение расхода газа выполняется посредством напорных трубок Пито низкого давления, вводимых в поток газа через специально оснащенные для этого отверстия. Вторичным прибором является дифференциальный манометр при давлении в трубе более чем 0,2 ати, или микроманометр класса точности 1.0.

### ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ К ТОЧКАМ ВРЕЗКИ В НАПОРНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ ДЛЯ ЗАМЕРА РАСХОДА ГАЗА

Согласно ГОСТ 17.2.4.06-90 измерительное сечение выбирается на прямом участке газопровода на достаточном расстоянии от мест, где изменяется направление потока газа (колена, отводы) или площадь поперечного сечения газопровода (задвижки, дросселирующие устройства и т.д.).

Длина прямолинейного участка газопровода должна составлять не менее 10 эквивалентных диаметров до и после точки врезки.

На газопровод, работающий под избыточным давлением более 1,5 ати, приваривается патрубок высотой 150-200 мм с фланцем, на который устанавливается задвижка Ду 80-100 и далее "холодной врезкой" сверлится отверстие  $\varnothing 65-80$  мм для прохода измерительного прибора. (Рис 1).

На газопровод, работающий под избыточным давлением менее 1,5 ати, сверху трубы приваривается "бобышка" высотой не более 18 мм с внутренней резьбой 3/4" тр. (трубная), а затем сверлится отверстие  $\varnothing 12-20$  мм (Рис 2), на бобышку устанавливается заглушка.

При факельной линии  $\varnothing 700$  мм врезку желательно сделать ближе к сепаратору, где диаметр трубопровода меньше, возможно даже на вертикальном доступном участке.

Наличие задвижек, отводов, тройников и т.п. на измерительном участке не допускается.

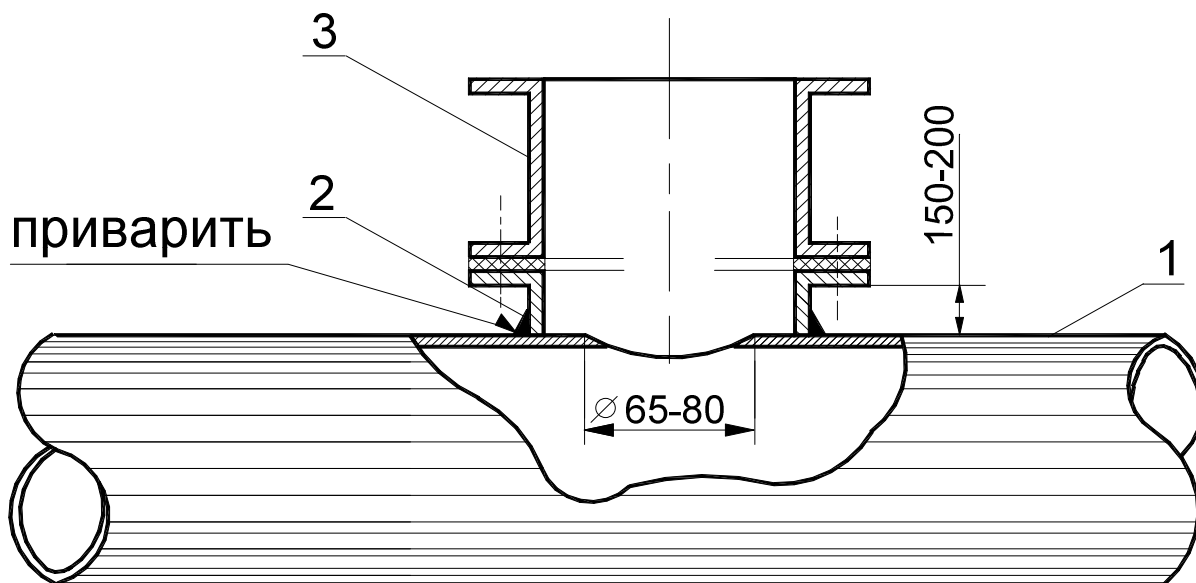


Рис. 1

1-газопровод; 2-патрубок  $du=80-100$  мм; 3-задвижка  $du=80-100$  мм.

К газопроводу 1 приварить фланец 2 и установить задвижку 3, затем в газопроводе “холодной врезкой” просверлить отверстие  $\varnothing 65-80$  мм.

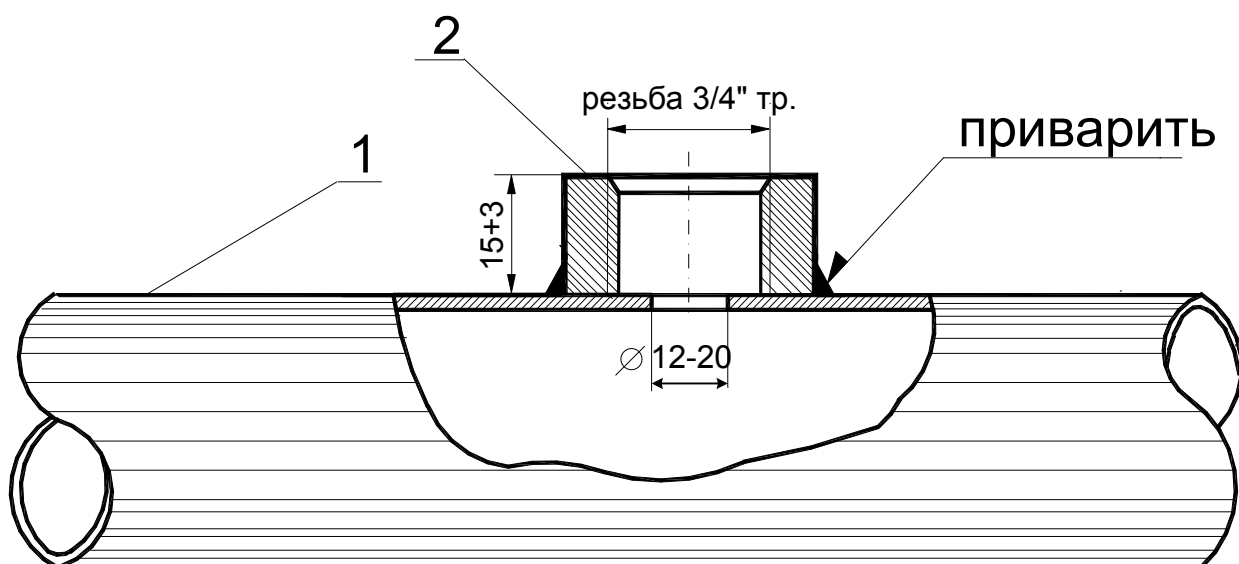


Рис. 2

1-газопровод; 2-бобышка (внутренняя резьба 3/4").

## ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ИЗМЕРЕНИЙ РАСХОДА ГАЗА

При выполнении работ по определению газовых факторов применяются следующие приборы и материалы:

- ✓ напорные трубки Пито, изготовленные по ГОСТ 8.361-79;
- ✓ манометр избыточного давления класса точности 1.0;
- ✓ термометр стеклянный технический по ГОСТ 2823 класса точности 1.0;
- ✓ микроманометр типа ММН-240 (5) - 1.0 по ГОСТ 11161 класса точности 1.0;
- ✓ высокоточный анемометр АПР-2;
- ✓ барометр класса точности не ниже 1.0;
- ✓ штангенциркуль по ГОСТ 166;
- ✓ рулетка металлическая по ГОСТ 7502;
- ✓ трубки медицинские резиновые типа 1 по ГОСТ 3399;
- ✓ дифференциальный манометр цифровой марки ДМЦ-010;
- ✓ дифференциальный манометр типа ДТ по ГОСТ 11161 класса точности 1.0;
- ✓ толщиномер ультразвуковой А1207;
- ✓ многофункциональный прибор testo 445.

В качестве первичного средства измерения применяются **напорные пневмометрические трубки Пито** производства ЗАО Научно-производственное объединение "ЭКО-ИНТЕХ", г. Москва. Трубка Пито (трубка полного напора) предназначена для измерений скорости потока и определения объемного расхода жидкости и газа в одной точке поперечного сечения цилиндрических труб.



Трубка Пито применяется при определении скорости и объемного расхода газа в трубопроводах в комплекте с цифровыми дифференциальными манометрами типа ДМ 5007-3151, ДМЦ-01О или микроманометром типа ММН-240 (5)-1.

### Технические характеристики напорной Трубки Пито

Коэффициент преобразования динамического (скоростного) давления трубки, Кт	0,95... 1,05		
Относительная погрешность определения коэффициента трубки, %	не более $\pm 3$		
Температура контролируемой среды, $^{\circ}\text{C}$	0... 400		
Скорость пылегазового потока, преобразуемая трубкой, м/с	4... 30		
Габаритные размеры напорных трубок Пито исполнений "А", "В" и "С"			
Исполнение	"А"	"В"	"С"
Длина, м	0,5	1,0	1,5
Наружный диаметр, мм, не более	8,0	10,0	10,0
Масса, кг	0,3	0,5	0,8

Напорные трубки Пито изготовлены согласно ГОСТ 8.361-79 "Расход жидкости и газа. Методика выполнения измерений по скорости в одной точке сечения трубы". Фирма "ЭКО-ИНТЕХ" имеет СЕРТИФИКАТ Госстандарта России на изготовление и испытание напорных трубок Пито. СЕРТИФИКАТ зарегистрирован в Государственном реестре Российской Федерации.

### Дифференциальный цифровой манометр ДМЦ-01О



Прибор ДМЦ-01О предназначен для измерения давления, разрежения и разности давлений, а также для определения скорости и объемного расхода газовых потоков с помощью напорных Пито по ГОСТ 17.2.4.06-90; ГОСТ 8.361-79.

Применяется для измерения скорости и определения расхода газа, замеров поступления вредных веществ, контроля вентиляции производственных помещений, технологического контроля газопылевых потоков, а также в аэродинамических исследованиях.

Значения измеренной величины отображаются на большом жидкокристаллическом дисплее.

Встроенный микропроцессор обеспечивает автоматическую установку нуля.

Технические характеристики ДМЦ-01О	
Диапазон измерения перепада давления, мм вод. ст. (кПа)	0... 1000 (0... 10.0)
Предел основной допускаемой абсолютной погрешности, не более	$\pm(1+0,005dP)$ Па или $\pm(0,1+0,005dP)$ мм.вод.ст.
Разрешение, мм.вод.ст. (Па)	0,1(1)
Номинальное напряжение питания, В	$9\pm 0,5$
Потребляемая мощность, ВА, не более	0,3
Температура окружающей среды, °С	0... +40
Масса, кг, не более	1
Габаритные размеры, мм, не более	180x110x40

№ 15594-06 в Государственном реестре средств измерений РФ Сертифицирован также в Республике Беларусь, в Украине и Республики Казахстан

### Многофункциональный прибор testo 445

testo 445 измеряет температуру, относительную влажность, точку росы, абсолютную влажность, степень влажности, энтальпию, все типы скорости, объемный расход, давление. Данные могут сохраняться по месту и времени замера, а затем анализироваться на ПК или распечатываться на принтере Testo.



Автоматическое усреднение при расчете объемного расхода

Память до 99 мест замеров

Внутренний регистратор данных (3, 000 измерительных блоков)

Одновременное измерение до шести параметров

Память	3000 ЖКИ, 4 строки
Температура хранения	-20 ... +70 °C
Рабочая температура	0 ... +50 °C
Тип батарейки	Батарейка/ перезаряжаемая батарейка
Срок службы батарейки	9 В батарейка
Вес	45 часов
Габариты	255 г. 215 x 68 x 47 мм ABS
<b>Тип зонда Датчик влажности, емкостной</b>	
Диапазон измерений	0 ... +100 % отн.влажн.
Разрешение	0.1 % отн.влажн. (0 ... +100 % отн.влажн.)
<b>Тип зонда Зонд с датчиком измерения давления (1)</b>	
Погрешность	±0.1% от изм. знач.
Разрешение	0.001 гПа (Sonde 0638 1345) 0.001 гПа (Sonde 0638 1445) 0.01 гПа (Sonde 0638 1545) 1 гПа (Sonde 0638 1645)
<b>Тип зонда Термо</b>	
Диапазон измерений	0 ... +20 м/с
Разрешение	0.01 м/с (0 ... +10 м/с) 0.1 м/с (+10.1 ... +20 м/с)
<b>Тип зонда Крыльчатка</b>	
Диапазон измерений	0 ... +60 м/с
Разрешение	0.01 м/с (0 ... +60 м/с)



### **Высокоточный анемометр АПР-2**

Анемометр АПР-2 предназначен для определения скорости воздушного потока при метеорологических измерениях расхода газа на суше и море, в трубопроводах, шахтах и рудниках всех категорий, а также в системах промышленной вентиляции. Анемометр АПР-2 внесен в Государственные реестры средств измерений России (№ 16790-97), реестр средств измерений военного назначения (RU.C.28.018.B № 3070/1) и в справочник «Отечественные средства измерения опасных производственных факторов на рабочих местах» (издатель - Всероссийский Центр охраны труда).



#### **Достоинства анемометра АПР-2**

- ✓ Наличие показаний секундомера на дисплее во время замера;
- ✓ Самотестирование анемометра на достоверность проводимых замеров;
- ✓ Цифровая индикация результата замера с точностью до второго знака после запятой;
- ✓ Определение направления движения воздушного потока;
- ✓ Сигнализация на дисплее о разряде источника питания и недостоверности замеров;
- ✓ Осуществление измерений в выработках большого сечения, труднодоступных местах и системах промышленной вентиляции при выдвинутой из корпуса прибора телескопической штанге;
- ✓ Возможность установки дополнительного удлинителя штанги длиной 3 м;
- ✓ Надёжная защита измерительного преобразователя, убранный в корпус прибора вместе с телескопической штангой, в нерабочем состоянии;
- ✓ Съёмный первичный преобразователь (головка с крыльчаткой), поставляемый дополнительно, позволяет производить его замену самостоятельно.

**Техническая характеристика анемометра АПР-2**

Диапазон измерений, м/с	0,1 - 20
Порог чувствительности, м/с	0,05
Источник питания	4 элемента типа А316
Продолжительность непрерывной работы без замены элементов питания, ч	750
Степень защиты от воздействия внешней среды	IP 54
Уровень защиты (по Европейским нормам EN 50014/50020)	PO Ia (Ex ia ITI)
Определение средней скорости за интервал времени, с	от 1 до 999
Наработка на отказ, ч	12000
Габаритные размеры, мм	310x70x55
Масса, кг	0,6
Длина телескопической штанги, мм	200
Гарантия, мес.	12

**Допустимая и фактическая погрешность анемометров АПР-2 по итогам поверки**

Погрешность, %	Диапазон скорости, м/с						Погрешность, %	
	0,1-1	1-2	2-5	5-10	10-15	15-20	$\Delta V_{\text{ср}}$	от $V_{\text{max}}$
$\Delta V_{\text{ф}}$	2,82	2,26	3,04	3,70	2,20	1,45	2,58	1,53
$\Delta V_{\text{д}}$	26	12	8	6,4	5,84	5,60	10,64	5,50
Кратность	9,22	5,31	2,63	1,73	2,65	3,86	4,12	3,59

В диапазоне скоростей от 0,1 до 1,0 м/с, где допустимая погрешность ( $\Delta V_d$ ) наиболее велика и допускается отклонение  $\pm 26\%$ , фактическая её величина ( $\Delta V_f$ ) в среднем не превышает 2,82 %, что в 9,22 раза меньше допустимой величины. В диапазоне скоростей от 15 до 20 м/с фактическая погрешность составляет в среднем 1,45 %, т.е. в 3,86 раза меньше допустимой величины. В диапазоне скоростей от 0,1 до 20 м/с погрешность измерения не превышает 2,58 %, что в 4,12 раза меньше допустимого отклонения. Погрешность при измерении максимальной скорости 20 м/с составляет 1,53 % при допустимом значении 5,5 %.

### Измерительный преобразователь Т-1



Разработан и успешно прошёл промышленные испытания, работающий в комплекте с анемометром АПР-2, измерительный преобразователь типа Т-1 (диаметр 17 мм, длина 300 мм) для измерения скорости в диапазоне от 0,4 до 60 м/с в дегазационных трубопроводах, а также и во многих других случаях.

### Толщиномер А1207



Предназначен для измерения толщины стенок металлических и пластиковых труб, котлов, сосудов, обшивок с шероховатостью поверхностей до Rz160 и радиусом кривизны от 10 мм.



А1207 применяется в химической, пищевой, нефтегазовой промышленности, в судостроении и судоремонте, тепловой энергетике, на трубопрокатных, машиностроительных и транспортных предприятиях, в хозяйстве и др.

#### Особенности толщиномера

- встроенный отдельно-совмещенный преобразователь на 10 МГц;
- 4 предустановленные скорости ультразвука с возможностью их изменения;
- низкая стоимость;
- возможность работы на сильном морозе (до -30 °С);
- простота и удобство использования;
- малые габариты и масса;
- экономичность;
- наличие V-коррекции;
- полный цифровой тракт;
- встроенный аккумулятор;
- возможность замены пользователем встроенного УЗ преобразователя;
- разъем для внешнего источника питания и заряда аккумулятора.



Технические характеристики	
Диапазоны измеряемых толщин (по стали)	от 0,7 до 35 мм
Погрешность измерений	± 0,5% от измеряемой толщины
Диапазон настроек скорости ультразвука	от 1000 до 9000 м/с
Время работы без подзарядки аккумулятора	24 ч
Диаметр рабочей поверхности преобразователя	6 мм
Диапазон рабочих температур	от -30 до +60°С
Габаритные размеры электронного блока	140 x 25 x 14 мм
Масса	55 г

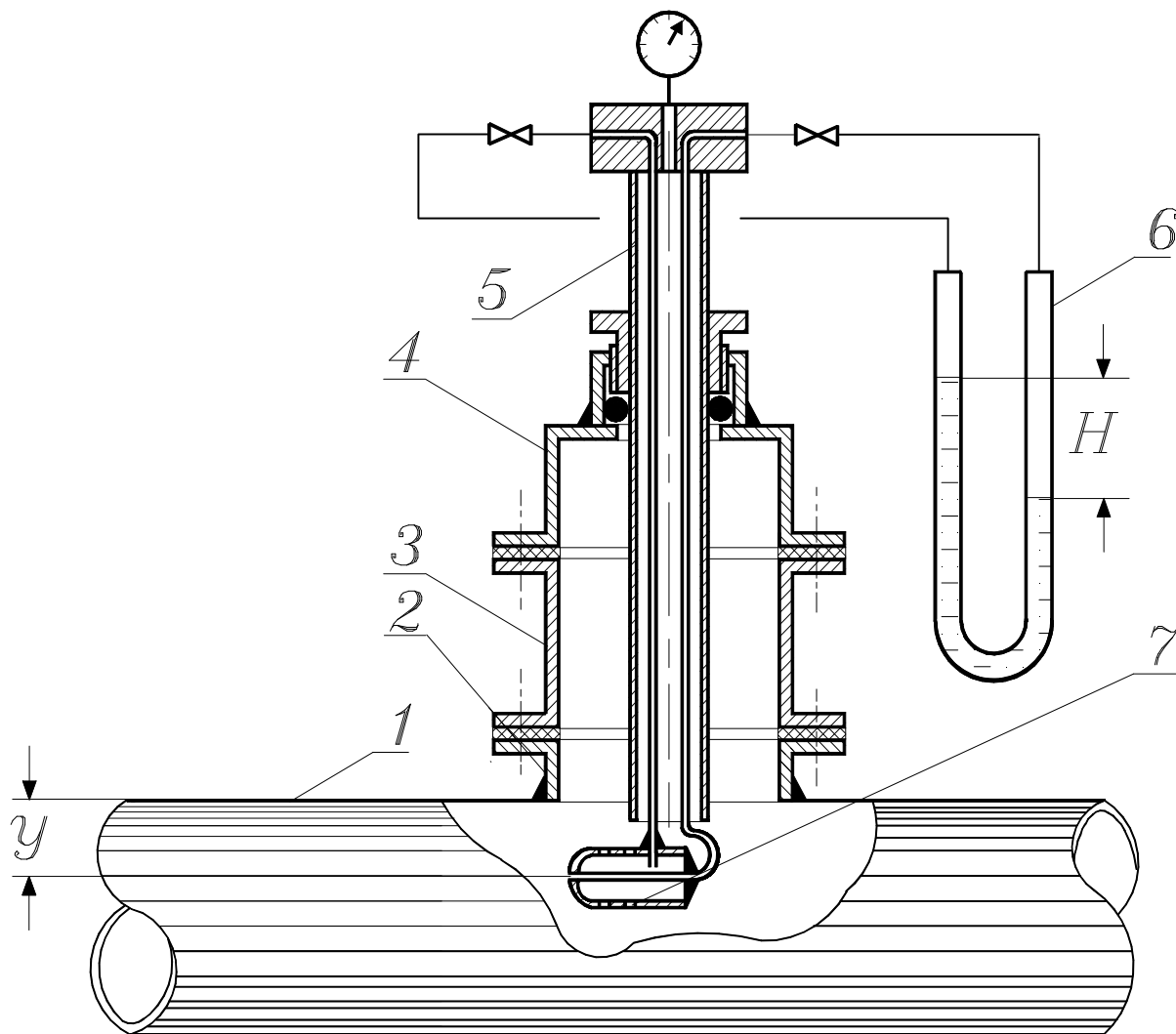
А1207 применяется для определения толщины стенки трубопроводов, необходимой для вычисления внутреннего диаметра напорных газопроводов и факельных линий.

### МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА ГАЗА В ГАЗОПРОВОДАХ

Расход газа, в напорном газопроводе, находящимся под избыточным давлением, более 1,5 ати, замеряется напорной трубкой, вводимой в газопровод согласно измерительной схеме (рис. 3). Вторичным прибором служит дифференциальный манометр типа ДМ5007-3151 или U-образный дифференциальный манометр.



## Схема замера расхода газа в напорном газопроводе



1-газопровод; 2-патрубок  $d_y=100$  мм; 3-задвижка  $d_y=100$  мм;  
4-подсоединительный узел с сальником; 5-зонд;  
6-дифференциальный манометр,  
7-трубка Пито.

$y$ - глубина ввода трубки;  $H$ - перепад давления.

Рис. 3



Расход газа, когда избыточное давление газа в трубопроводе менее 1,5 ати, замеряется трубкой, вводимой в линию согласно измерительной схеме (рис. 4). Вторичным прибором здесь может служить дифференциальный манометр типа ДМЦ-010 или микроманометр типа ММН-240 класса точности 1.0.

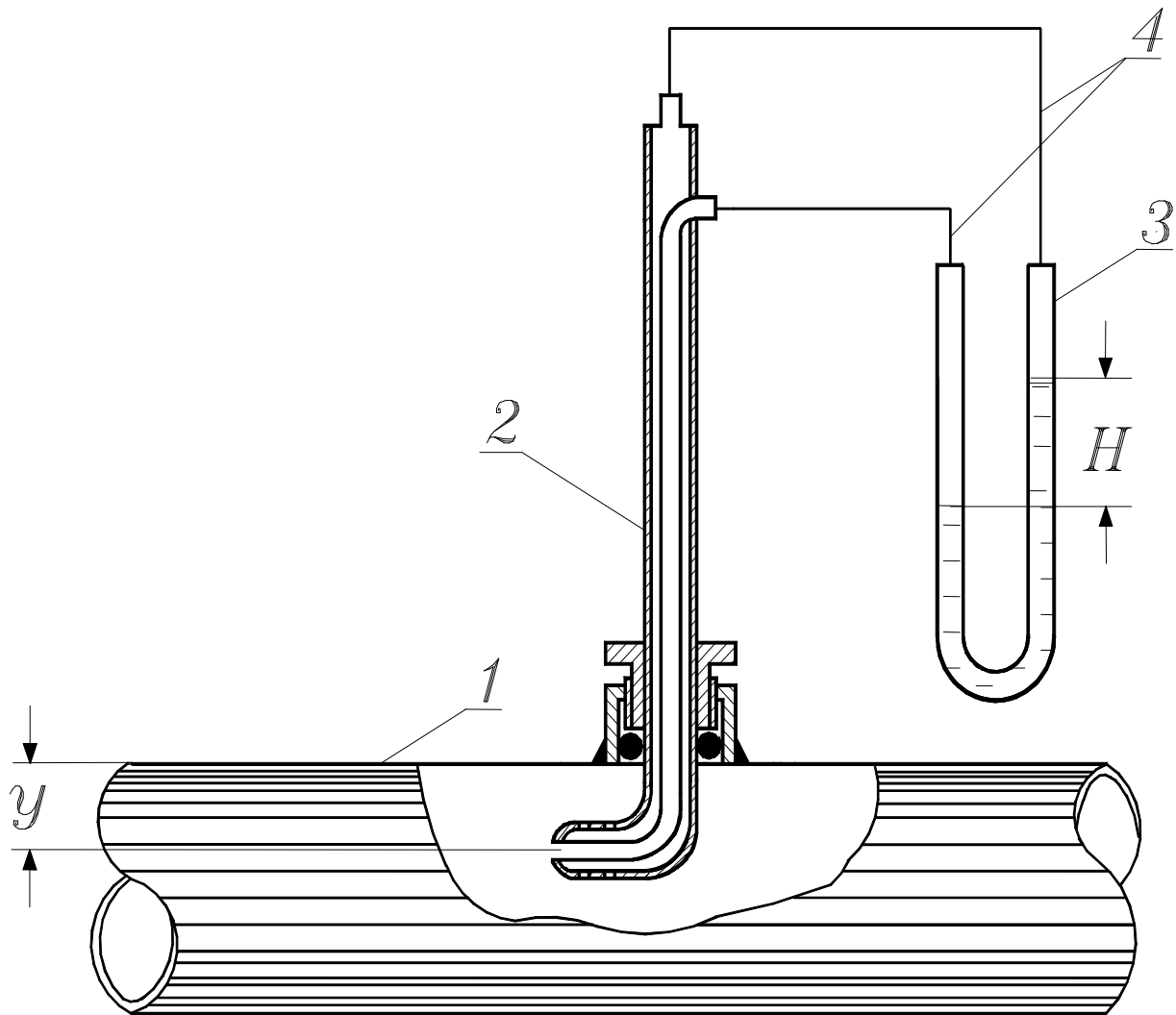
Метод измерения расхода газа по скорости потока в одной точке поперечного сечения основан на закономерностях течения газа в трубах, согласно которым скорость потока в определенной точке сечения трубы пропорциональна средней скорости в данном сечении.

При определении расхода напорной трубкой Пито необходимо измерить скорость в одной определенной точке поперечного сечения трубы.

Напорная трубка вводится в газопровод на глубину «у», где скорость потока равна средней скорости.

При измерении расхода газа в газопроводах относительно небольшого диаметра ( $d_{\text{вн.}} < 200$  мм) рекомендуется производить установку трубки по центру, т.е. на расстояние от стенки равном R.

## Схема замера расхода газа в факельной линии



1-газопровод; 2-напорная трубка; 3-дифманометр; 4-шланги.  
y-глубина ввода трубки; H-перепад давления.

Рис. 4



### ОТБОР ПРОБ ГАЗА В НАПОРНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ И ФАКЕЛЬНЫХ ЛИНИЯХ. ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА ГАЗА

При проведении замеров расходов газа в каждой точке замера проводится отбор проб газа для последующего лабораторного анализа в соответствии с ГОСТ 31370-2008. «Газ природный. Руководство по отбору проб».

Отбор проб газа осуществляется в контейнер с двумя вентилями, емкостью 500-1000 мл с помощью резиновой трубки и сосуда со специально приготовленным насыщенным солевым раствором. Чистый контейнер полностью наполняется солевым раствором и подсоединяется к газопроводу. Затем входной и выходной вентили плавно открываются таким образом, чтобы солевой раствор вытеснялся входящим в контейнер газом, а давления в контейнере и трубопроводе были равными.

После этого выходной и входной вентили закрываются, контейнер отсоединяется от газопровода.



Определение компонентного состава попутного газа производится хроматографическим методом на приборах HP 5890 Series II и Varian 3900 CP, с применением следующих ГОСТов и методик:

- ГОСТ 31371.1-2008 «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности»;
- МВИ 11-02-2003 «Определение молярной доли индивидуальных углеводородов C1-C8, азота, диоксида углерода в пробах газа, полученного при стационарном разгазировании пластовой нефти, и попутнодобываемого газа хроматографическим методом» (свидетельство об аттестации No. 021-224/Т-2003 от 23.09.2003);
- GPA 2886 Extended «Separating and Reporting Hydrogen Sulfide, Inert Gases & C1-C14 Hydrocarbons»;
- ГОСТ Р 50802-95 «Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов» - адаптированная для анализа сероводорода, метил- и этилмеркаптанов в газовой фазе методика с использованием пульсирующего пламенно-фотометрического детектора (PFPD) на базе хроматографа VARIAN 3800CP от 100ppb (выше 0,1 мг/м<sup>3</sup>).

Разделение углеводородных компонентов  $C_3 - C_8$  в пробах проводится методом газожидкостной хроматографии с использованием капиллярной колонки HP-1 (*Methyl silicone*) с последующей регистрацией пламенно-ионизационным детектором, согласно ГОСТ 23781 – 87 (метод Б).

Неуглеводородные компоненты (углекислый газ, азот, кислород), а также легкие углеводороды метан и этан определяются газо-адсорбционным методом на приборе HP 5890 Series II (фирмы HEWLETT PACKARD, США) с детектором по теплопроводности, согласно ГОСТ 23781 – 87 (метод А).

Связь «отклик детектора – содержание компонента» находится путем исследования стандартных газовых смесей известного состава в тех же условиях, в которых анализировались представленные пробы газа.

Предел обнаружения при переходе от широко распространенных хроматографов типа CHROM или ЛХМ к приборам HP 5890 фирмы HEWLETT PACKARD возрастает на два порядка, что позволяет достоверно определить содержание тяжелой части газа (гексаны, гептаны, октаны).

Величина плотности газа, полученная при математической обработке результатов хроматографического анализа, используется при расчете расхода газа, измеренного по скорости потока.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОВЫХ ФАКТОРОВ НА ОСНОВАНИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ЗАМЕРОВ РАСХОДА ГАЗА И ЛАБОРАТОРНЫХ АНАЛИЗОВ ГАЗА

Расход газа при нормальных условиях определяется по формуле, содержащей следующие необходимые данные для вычисления:

$K_r$  - градуировочный коэффициент напорной трубки;

$K_w$  - отношение средней скорости потока в данном сечении к скорости потока в точке измерения (для глубины установки напорной трубки  $y = (0,242 + 0,013) \times r$ ,  $K_w = 1$ );

$d$  - внутренний диаметр газопровода, м;

$T_0$  - нормальная температура, 20°C;

$T_g$  - температура газа, °C;

$P_0$  - нормальное давление;

$\rho_g$  - плотность газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta P$  - перепад давления напорной трубки, мм. вод. ст.;

$P_{ст}$  - абсолютное статическое давление газа в точке измерения, ати;

$g$  - ускорение свободного падения.

В качестве примера ниже приведена таблица с расчетом количества газа и газового фактора по площадкам сепарации и в целом для гипотетического месторождения.

**Результаты определения значений количества газа и газовых факторов по площадкам сепарации**

Дата замера	Объект	Поток	Диаметр, м	Давление, ати	Температура, °С	Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	ΔР, мм вод.ст.	Расход газа, м <sup>3</sup> /сут	Добыча нефти, т/сут	Газовый фактор по площадке, м <sup>3</sup> /т
<b>Месторождение</b>										
	ДНС	ФВД	0,315	1,5	10	0,981	5,52	109 428	2 536	<b>80</b>
		ФНД	0,315	0,018	18	1,258	12,63	92 935		
	ДНС	ГПЗ	0,303	4,2	15	0,856	3,00	113 916	1 532	<b>74</b>
	УПСВ	ФВД	0,315	1,2	30,2	0,963	25,61	216 271	3 249	<b>67</b>
	ЦПС	ФНД	0,303	0,032	21	1,157	0,23	12 122	5 482	<b>2</b>
<b>Итого по месторождению</b>								<b>532 550</b>	<b>7 317</b>	<b>73</b>

**ПРИМЕРЫ КОМПОНЕНТНЫХ СОСТАВОВ ПОПУТНОГО ГАЗА (СТАНДАРТНЫЙ АНАЛИЗ)**

<b>КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗА</b>		
Месторождение		
Место отбора	Первая ступень сепарации	
Условия отбора		
Дата отбора		
Дата анализа		
<b>Наименование компонента</b>	<b>Содержание,</b>	
	<b>масс %</b>	<b>мольн %</b>
Диоксид углерода	0,254	0,136
Азот	0,010	0,008
.....		
Метан	51,655	76,023
Этан	10,831	8,503
Пропан	11,422	6,116
Изо-бутан	6,596	2,679
Н-бутан	7,329	2,977
Пентаны, в том числе	6,938	2,272
Изо-	3,761	1,231
Цикло-	0,197	0,066
Норм.	2,979	0,975
Гексаны, в том числе	3,173	0,875
Изо-	1,387	0,380
Цикло-	0,834	0,234
Норм.	0,952	0,261
Гептаны, в том числе	1,355	0,323
Изо-	0,348	0,082
Цикло-	0,751	0,180
Норм.	0,256	0,060
Октаны	0,362	0,075
Остаток	0,075	0,014
Молярная масса, кг/кмоль		23,61
Плотность, кг/м <sup>3</sup>		0,981
Содержание C <sub>3+</sub> , г/м <sup>3</sup>		365,6
Содержание C <sub>5+</sub> , г/м <sup>3</sup>		116,8
Теплота сгорания 1 м <sup>3</sup> , МДж/м <sup>3</sup> :		
- низшая		46,8
- высшая		51,4
Молярная теплоёмкость при 20 <sup>0</sup> С, Дж/моль·К		42,6

<b>КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗА</b>		
Месторождение		
Место отбора	Концевая ступень сепарации	
Условия отбора		
Дата отбора		
Дата анализа		
Наименование компонента	Содержание,	
	масс %	мольн %
Диоксид углерода	0,502	0,345
Азот	0,010	0,011
.....		
Метан	31,072	58,621
Этан	9,306	9,365
Пропан	19,325	13,265
Изо-бутан	7,528	3,920
Н-бутан	14,676	7,643
Пентаны, в том числе	10,886	4,574
Изо-	4,922	2,065
Цикло-	0,526	0,227
Норм.	5,438	2,282
Гексаны, в том числе	4,717	1,669
Изо-	1,993	0,700
Цикло-	1,314	0,473
Норм.	1,410	0,495
Гептаны, в том числе	1,589	0,485
Изо-	0,542	0,164
Цикло-	0,762	0,235
Норм.	0,286	0,086
Октаны	0,336	0,089
Остаток	0,052	0,012
Молярная масса, кг/кмоль		30,27
Плотность, кг/м <sup>3</sup>		1,258
Содержание C <sub>3+</sub> , г/м <sup>3</sup>		743,8
Содержание C <sub>5+</sub> , г/м <sup>3</sup>		221,2
Теплота сгорания 1 м <sup>3</sup> , МДж/м <sup>3</sup> :		
- низшая		58,8
- высшая		64,3
Молярная теплоёмкость при 20 <sup>0</sup> С, Дж/моль·К		50,4

## ПРИМЕРЫ КОМПОНЕНТНЫХ СОСТАВОВ ПОПУТНОГО ГАЗА (РАСШИРЕННЫЙ АНАЛИЗ)

ИССЛЕДОВАНИЕ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА ГАЗА				
		<i>According to GPA 2286 Extended</i>		
<b>Проба:</b>	Попутный нефтяной газ первой ступени сепарации			
<b>Дата отбора:</b>				
<b>Дата анализа:</b>				
НАИМЕНОВАНИЕ КОМПОНЕНТА		MW г/моль	Содержание, Масс %    Объем %	
Сероводород	Hydrogen sulfide	34,08	<0.0001	
Меркаптаны	Mercapthanes	48-62	<0.0002	
Азот	Nitrogen	28,02	0,301	0,290
Диоксид углерода	Carbon dioxide	44,01	1,749	1,074
Метан	Methane	16,04	36,011	60,662
Этан	Ethane	30,07	13,476	12,109
Пропан	Propane	44,09	27,581	16,903
Изо-бутан	Isobutane	58,12	5,081	2,362
Н-бутан	N-butane	58,12	9,536	4,433
Неопентан	Neopentane	72,14	0,022	0,008
Изопентан	Isopentane	72,14	1,791	0,671
Н-пентан	N-Pentane	72,14	2,121	0,794
2.2 Диметилбутан	2.2-Dimethylbutane	86,18	0,008	0,002
Циклопентан	Cyclopentane	70,14	0,138	0,053
2 метилпентан	2-Methylpentane	86,18	0,345	0,108
3 метилпентан	3-Methylpentane	86,18	0,175	0,055
Н-Гексан	N-Hexane	86,18	0,496	0,156
Метилциклопентан	Methylcyclopentane	84,16	0,177	0,057
2.3 Диметилпентан	2,3-Dimethylpentane	100,20	0,019	0,005
Бензол	Benzene	78,11	0,044	0,015
3.3 Диметилпентан	3.3Dimethylpentane	100,20	0,032	0,009
Циклогексан	Cyclohexane	84,16	0,095	0,030
2 Метилгексан	2-Methylhexane	100,20	0,090	0,024
2.3 Диметилпентан	2.3Dimethylpentane	100,20	0,009	0,003
3 Метилгексан	3-Methylhexane	100,20	0,073	0,020
цис1.3-Диметилциклопентан	cis1.3-Dimethylcyclopentane	98,19	0,028	0,008
транс1.3-Диметилциклопентан	trans1.3-Dimethylcyclopentane	98,19	0,020	0,005
3 Этилпентан	3-Ethylpentane	100,20	0,032	0,009
Н-гептан	N-Heptane	100,20	0,143	0,038
Метилциклогексан	Methylcyclohexane	98,19	0,076	0,021
2.2 Диметилгексан	2,2-Dimethylhexane	114,23	0,001	0,000
1.1.3-Триметилциклопентан	1,1,3-Thrimethylcyclopentane	112,20	0,023	0,005

## Продолжение

3 Этилциклопентан	Ethylcyclopentane	98,19	0,011	0,003
2.2.3-Триметилциклопентан	2,2,3-Trimethylcyclopentane	112,20	0,011	0,003
Толуол	Toluene	92,14	0,010	0,003
1.1.2-Триметилциклопентан	1.1.2Trimethylcyclopentane	112,20	0,002	0,000
2.3 Диметилгексан	2.3Dimethylhexane	114,23	0,017	0,004
2 Метилгептан	2Methylheptane	114,23	0,016	0,004
1.1.3транс3Метилциклопентан	1.1.3trans4.3Methylcyclopentane	112,20	0,013	0,003
цис1.3 Диметилциклогексан	cic1.3Dimethylcyclohexane	112,23	0,006	0,002
1цис2транс3Метилциклогексан	1cic2trans3Methylcyclopentane	112,20	0,006	0,002
цис1.4 Диметилциклогексан	1.4Dimethylcyclohexane	112,20	0,021	0,005
3 Метилгептан	3Methylheptane	114,23	0,021	0,005
2 Этилгексан	3Ethylhexane	114,23	0,006	0,002
Н-Октан	N-Octane	114,23	0,035	0,008
Нонан	Nonane	128,24	0,112	0,024
Декан	Decane	142,27	0,012	0,002
Ундекан	Undecane	156,30	0,004	0,000
Додекан	Dodecane	170,32	0,002	0,000
Тридекан	Tridecane	184,35	0,000	0,000
Тетрадекан	Tetradecane	198,38	0,000	0,000
<b>СУММА</b>	<b>SUM</b>		<b>100,000</b>	<b>100,000</b>
Молярная масса, кг/кмоль	27,02	Molar Weight	27,02	
Плотность при 20 <sup>0</sup> С, кг/м <sup>3</sup>	1,123	Density'@ 60F, Lb/Ft <sup>3</sup>	0,071	
Относительная плотность (по воздуху)	0,932	Specific Gravity@ 60F	0,947	
Содержание C <sub>2</sub> +высш. , г/м <sup>3</sup>	695,8	C <sub>2</sub> + , GPM @ 14.650 psia	10,85	
Содержание C <sub>3</sub> +высш. , г/м <sup>3</sup>	544,4	C <sub>3</sub> + ,GPM @ 14.650 psia	7,63	
Содержание C <sub>5</sub> +высш. , г/м <sup>3</sup>	70,4	IC <sub>5</sub> + ,GPM @ 14.650 psia	0,83	
Низшая теплота сгорания , МДж/м <sup>3</sup>	51,6	Real Wobbe Index (cal·10 <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	12752	
Содержание H <sub>2</sub> S , мг/м <sup>3</sup>	<0.1	H2S content, mg/cft	<0.003	
Влагосодержание, г/м <sup>3</sup>	8,8	Gas Wetness, g/cft	0,248	