

Министерство образования и науки Российской Федерации
**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессио-
нального образования**

«Российский государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина»

А.Н. Тимашев, Т.А. Беркунова

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Методические указания к выполнению лабораторных работ по дисциплинам «Технология эксплуатации газовых скважин» и «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений» для студентов специальностей: РГ, РН, РБ, МБ, МО, ГР, ГИ, ГП, ГФ

Под редакцией профессора А.И. Ермолаева

Москва 2012

Определение влагосодержания природных газов: Методические указания к проведению лабораторных работ / А.Н. Тимашев, Т.А. Беркунова М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – .

Представлены, и описаны промышленные, лабораторные и расчетные методы определения влагосодержания и точки росы природных газов. Изложена методика работы по определению влагосодержания в газоаналитической лаборатории кафедры. В основу описанных методик положен действующий ГОСТ 20060-83.

Методические указания предназначены для студентов нефтегазовых ВУЗов специальностей: РГ, РН, РБ, МБ, МО, ГР, ГИ, ГП, ГФ.

Издание подготовлено на кафедре разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений.

Печатается по решению учебно-методической комиссии факультета разработки нефтяных и газовых месторождений.

Содержание

Стр.

Введение.....	4
1. Промышленные и лабораторные методы определения влагосодержания.....	9
1.1. Конденсационный метод.....	9
1.2. Электролитический метод.....	10
1.3. Абсорбционный метод.....	13
1.4. Массовый метод.....	16
2. Контрольные вопросы.....	19
3. Литература.....	20
4. Приложение.....	21
4.1. Таблица 1.....	21
4.2. Таблица 2.....	22
4.3. Таблица 3.....	23

Введение

Природный газ газовых и газоконденсатных месторождений при пластовой температуре и давлении, наличии пластовой и связанной воды полностью насыщен парами влаги. Извлечение газа из пласта в процессе эксплуатации месторождений приводит к снижению давления и температуры на всем пути движения газа. Изменение термодинамических свойств в процессе эксплуатации ведет к выпадению из природного газа капельной влаги. Капельная влага снижает пропускную способность трубопроводов и промысловых сооружений, ведет к образованию гидратов, накоплению их и даже к полному перекрытию проходного сечения труб и арматуры, интенсифицирует процессы коррозии в присутствии агрессивных компонентов.

1. Влагосодержание W , или влажность газа – количество водяных паров, которые находятся в единице объема или массы при данных давлении и температуре (г/м^3 , кг/1000 м^3 , г/кг , $\text{см}^3/\text{м}^3$). Чаще используется в качестве единицы измерения г/м^3 или кг/1000 м^3 . При приведении объема газа к стандартным условиям ($T=293,15$ К, $P=0,1013$ МПа) влагосодержание или влажность называют абсолютными W_a .

2. Влагоемкость $W_{\text{макс}}$ – максимально возможное количество водяных паров, содержащихся в единице объема или массы газа при данных давлении и температуре.

3. Относительная влажность \bar{W} - отношение влагосодержания или влажности газа к влагоемкости при одинаковых единицах измерения. Относительная влажность выражается в процентах или долях единицы и характеризует степень насыщения газа водяным паром.

4. Точка росы t_p – температура, при которой охлажденный газ при постоянном влагосодержании становится насыщенным водяными парами и из него начинается конденсация влаги (появляются капли воды).

Абсолютная влажность $W_a^{0,6}$ в г/м^3 для газа с относительной плотности 0,6 рассчитывается по формуле

$$W_a^{0,6} = \frac{A \cdot 0,1013}{P} + B, \quad (1)$$

где A и B – коэффициенты, зависящие от температуры, определяются по таблице 1;
 P – давление, МПа; 0,1013 – нормальное атмосферное давление, МПа.

На рис. 1 дана графическая зависимость абсолютного влагосодержания $W_a^{0,6}$ от давления и температуры. Поправки на относительную плотность газа K и соленость воды K_2 представлены на рис. 2 и рис. 3.

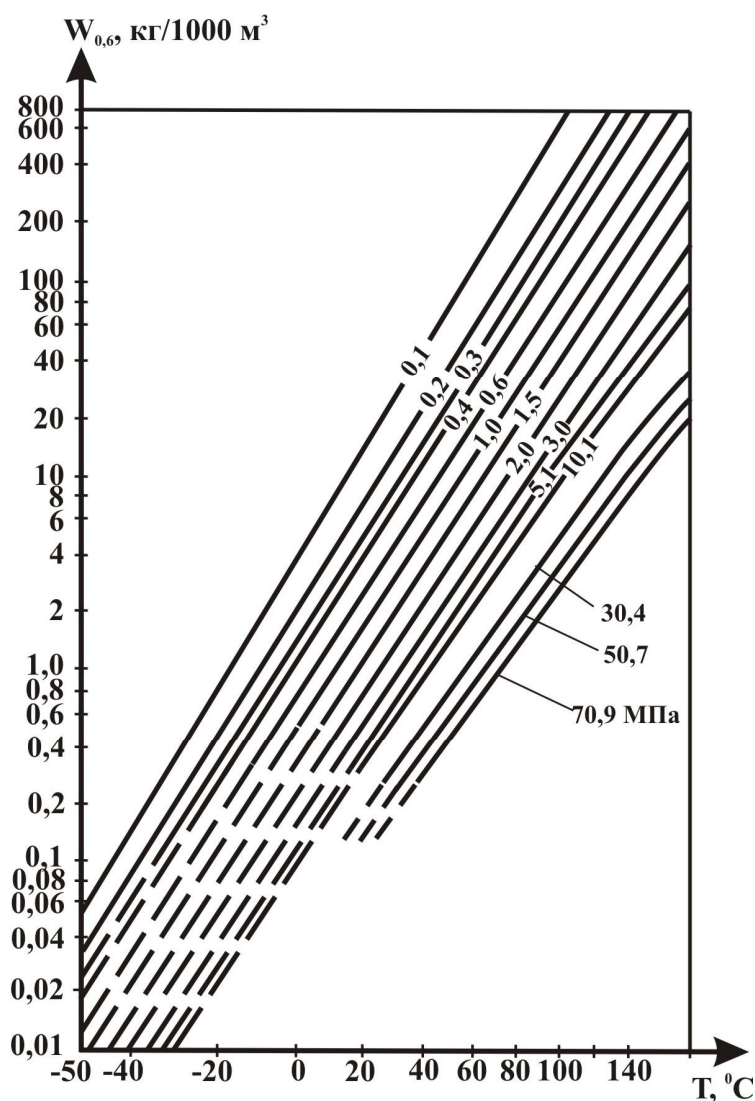


Рисунок 1 – Зависимость влагосодержания природного газа $W_{0,6}$ с относительной плотностью $\bar{\rho}=0,6$ от давления и температуры

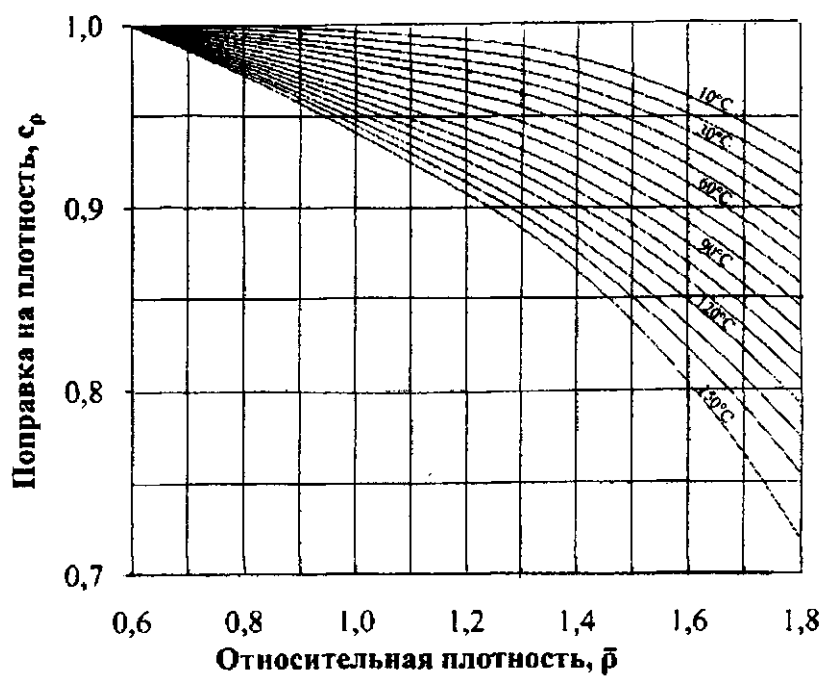


Рисунок 2 – Поправочный коэффициент к влажности на содержание солей

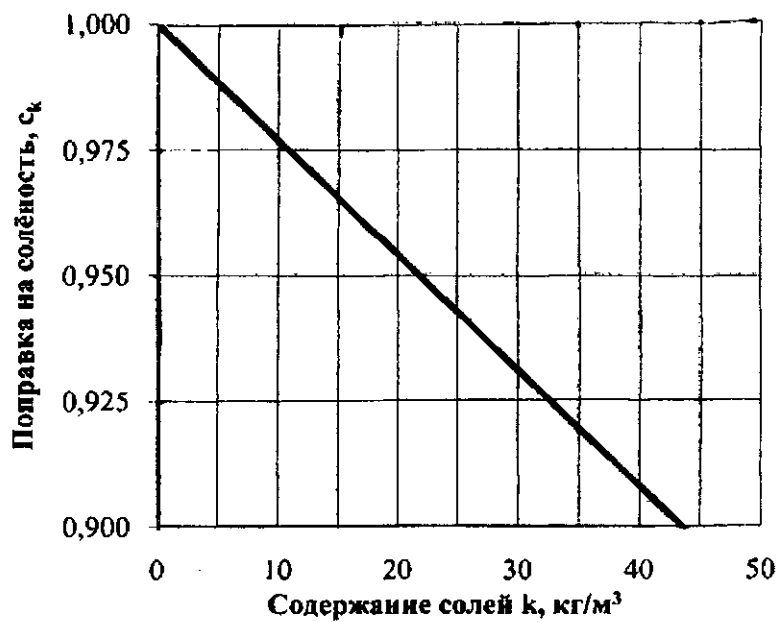
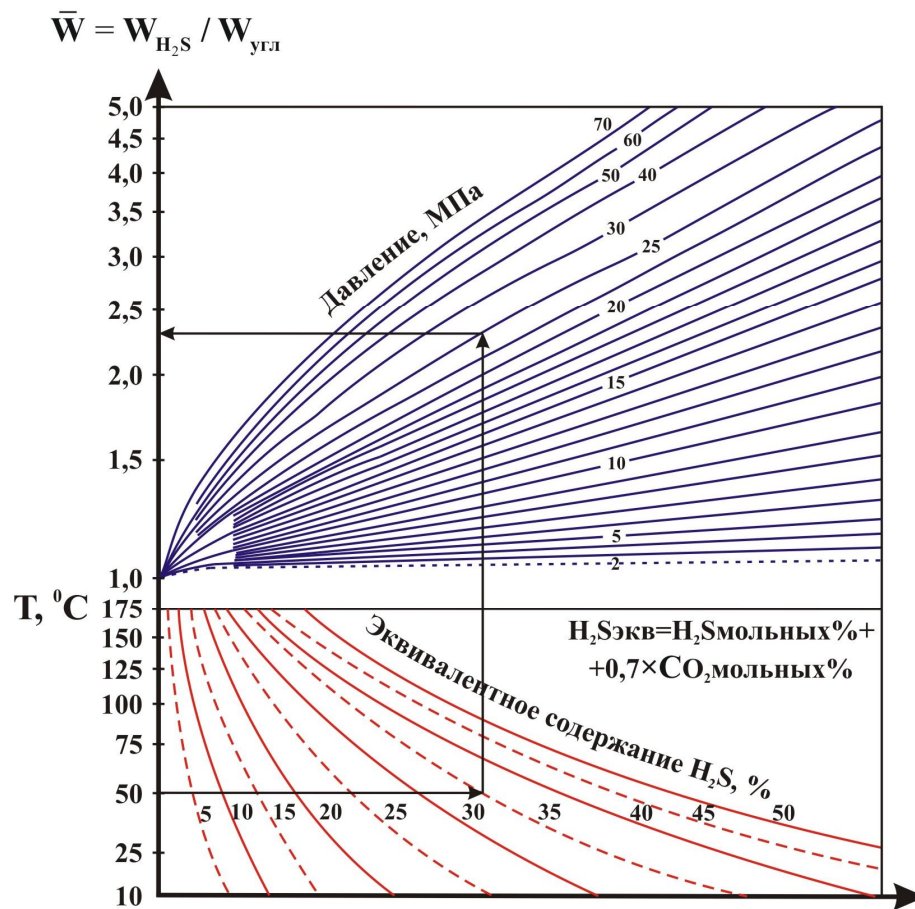


Рисунок 3 – Поправочный коэффициент к влажности на содержание солей



Присутствие в природном газе H_2S и CO_2 увеличивает абсолютное влагосодержание.

В зарубежной практике находит применение специально разработанный графический метод оценки содержания паров воды в газе.

Метод заключается в следующем.

1. По рисунку 1 определяется влагосодержание газа без учета содержания H_2S и CO_2 при заданных значениях температуры и давления.
2. Используя понятие эквивалентно мольное процентное содержание H_2S плюс 0,7 умножается на мольный процент CO_2 в исследуемом газе.

3. На рисунке 4 слева внизу находится заданная температура, от которой направляются вправо до рассчитанного эквивалентного мольного процентного содержания H_2S . При необходимости проводится интерполяция.
4. От полученной точки понимаются до верхнего графика к заданному значению давления.
5. От точки давления направляются влево к шкале пропорций, определяется значение.
6. Искомое значение влагосодержания с учетом присутствия H_2S и CO_2 получается умножением значения влагосодержания, определенного в пункте 1, на значение по шкале пропорций.

Пример: оценить влагосодержание высокосернистого газа W , содержащего $CH_4 = 30\%$ мол., $H_2S = 10\%$ мол., $CO_2 = 60\%$ мол. при $107\text{ }^\circ\text{C}$ и $8,36\text{ МПа}$.

Решение:

1. По рисунку 1 – влагосодержание газа при заданных условиях $W_0 = 14,2\text{ г/м}^3$.
2. Эквивалентное содержание $H_2S_{\text{экв}}$ равно

$$H_2S_{\text{экв}} = 10\% + 0,7 \cdot 60\% = 52\%$$

3. По диаграмме для $t = 107\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 8,36\text{ МПа}$ и эквивалентного содержания $H_2S_{\text{экв}}$ значение коэффициента по шкале пропорций получается равным приблизительно $1,25$.
4. Влагосодержание высокосернистого газа равно

$$W = W_0 \cdot 1,25 = 14,2 \cdot 1,25 = 17,75\text{ г/м}^3$$

Таблица 1 и рис. 1 дают значение абсолютной влажности для газа с относительной плотностью $0,6$, находящегося в контакте с пресной водой. Поправка на плотность K_1 и соленость воды K_2 представлены на графиках рис. 2 и 3.

Расчет абсолютного влагосодержания W_a проводится по формуле

$$W_a = W_a^{0,6} \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (2)$$

Содержание сероводорода и диоксид углерода в природном газе увеличивает абсолютное влагосодержание.

1. Промышленные и лабораторные методы определения влагосодержания

На определение влагосодержания природных газов распространяется ГОСТ 20060-83, в соответствии с которым установлено три метода определения количества водяных и точки росы влаги:

- конденсационный;
- электролитический;
- абсорбционный.

В практике проведения лабораторных работ используется также массовый метод определения влагосодержания природных газов.

1.1. Конденсационный метод

Метод заключается в измерении температурного равновесия между образованием и испарением росы на поверхности металлического зеркала, на которую направляется анализируемый газ. Зеркало охлаждается хладоагентом. Метод применяется для определения точки росы влаги в газах, не содержащих капельной жидкости и точка росы углеводородов которых не превышают точки росы влаги более чем на 5⁰С. Кроме этого, метод не может быть использован для природных газов, осушенных метанолом или другими водорастворимыми спиртами. Пробы анализируемого газа отбирают путем присоединения прибора к источнику анализируемого газа. При отборе проб газа для предотвращения конденсации паров температура в пробоотборной линии должна быть не менее чем на 3⁰С выше предполагаемой точки росы газа.

В качестве приборов для определения точки росы конденсационным методом используют гигрометры, например 8Ш 31, прибор типа ТТР, систему «Роса-1» и др.

Для проведения замеров гигрометром в измерительную камеру гигрометра направляют поток испытуемого газа со скоростью 1-3 л/мин, измеренной при атмосферном давлении при полностью открытом впускном вентиле гигрометра. При по-

мощи хладагента (диоксида, углерода, азот, пропан-бутановая смесь) снижают температуру металлического зеркала со скоростью не выше 2⁰С/мин. По мере приближения к предполагаемой температуре точки росы, скорость охлаждения снижают до 0,5⁰С/мин. Наблюдая за поверхностью зеркала, определяют температуру начала конденсации паров воды визуально по его помутнению. Затем отключают охлаждение и при нагреве зеркала в момент его прояснения определяют температуру испарения росы. Измерения температур начала конденсации и испарения росы повторяют не менее 3-х раз, при этом также определяют давление в измерительной камере гигрометра. На основании этих замеров рассчитывают средние значения температур конденсации и испарения по формулам

$$t_{к.ср} = \frac{t_{к1} + t_{к2} + t_{к3}}{3} \quad (3)$$

$$t_{у.ср} = \frac{t_{у1} + t_{у2} + t_{у3}}{3} \quad (4)$$

Если расхождение полученных значений не превышает 3⁰С, вычисляют точку росы влаги:

$$t_p = \frac{t_{к.ср} + t_{у.ср}}{3} \quad (5)$$

В формулах (1-3) $t_{к1}$, $t_{к3}$, $t_{к2}$ - температура конденсации в каждом опыте, ⁰С; $t_{у1}$, $t_{у2}$, $t_{у3}$ - температура испарения в каждом опыте, ⁰С; $t_{к.ср}$ и $t_{у.ср}$ - соответственно средние температуры конденсации и испарения, ⁰С; t_p - температура точки росы влаги, ⁰С.

Зная точку росы влаги можно по формуле (1) рассчитать значение абсолютной влажности $W_a^{0,6}$.

1.2. Электролитический метод

Метод основан на извлечении водяных паров из потока анализируемого газа адсорбентом – гидротированной пятиокисью фосфора, одновременном электролитическом разложении извлеченной влаги и измерении величины тока электролиза. Иногда этот метод называют кулонометрическим. При электролитическом разложе-

нии одного моля воды в соответствии с законом Фарадея необходимо 193000 кулонов электричества.

Этот метод так же как и конденсационный, не применяется для определения влажности природного газа. Поступающего с установок, на которых в качестве абсорбента используется метанол или другие водорастворимые спирты.

Электролитический метод рекомендуется для измерения влажности природных газов, содержание влаги в которых не более 0,2 % (об.) и содержание метанола в парах воды не превышает 10 %.

Определение содержания водяных паров производится с помощью электролитического анализатора, работающего под давлением, оснащенного регулятором расхода газа с диапазоном до 100 см³/мин расходомером и фильтром для задержания пыли.

Испытуемый газ высокого давления от места отбора пробы к анализатору подводят трубкой из нержавеющей стали. На линии отбора устанавливают обводную (байпасную) линию с патроном для осушителя (рис. 5).

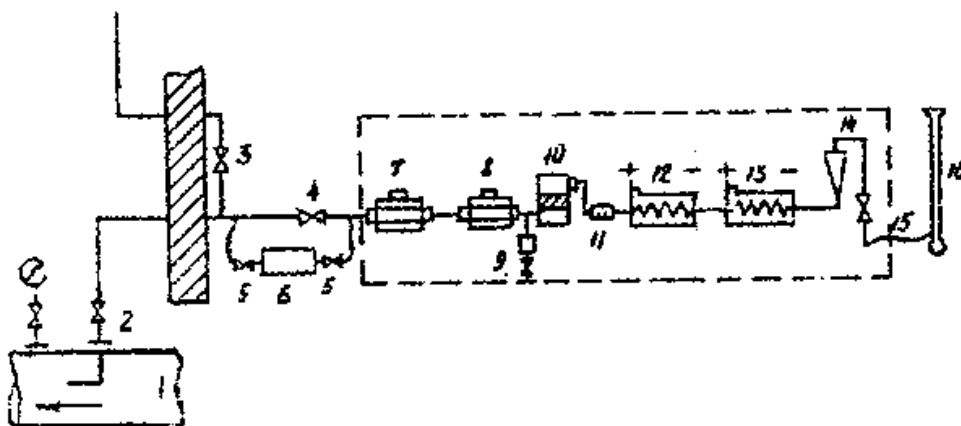


Рисунок 5 – Схема подключения кулонометрического влагомера типа КИВГИ:

- 1 – источник анализируемого газа; 2, 3, 4 – игольчатые вентили; 5 – вентили на контейнере;
- 6 – контейнер с молекулярными ситами; 7 – редуктор РВД; 8 – редуктор РСД;
- 9 – постоянный газовый дроссель для сброса газа в атмосферу; 10 – фильтр очистки газа;
- 11 – постоянный ограничительный дроссель; 12 – рабочая ячейка; 13 – контрольная ячейка;
- 14 – ротаметр; 15 – заглушка на задней стенке прибора; 16 – расходомер пленочный

Патрон заполняется адсорбентом (молекулярным ситом) предварительно осушенным.

Патрон с осушителем перед установкой в линию перед прибором промывают ацетоном, заполняют молекулярным ситом, предварительно высушенным при температуре 250-300 °С в течение 7-8 ч. На входе и выходе емкости помещают металлические сетки и слои стеклянной ваты толщиной не менее 30 мм.

Пробоотборные линии и системы анализатора проверяют на герметичность по мыльной пленке.

Газовую линию от места отбора пробы до анализатора непрерывно продувают испытуемым газом при скорости потока около 30 дм³/мин.

Анализатор продувают испытуемым газом, пропущенным через осушитель при скорости потока 50 см³/мин до установления постоянного показания измерительного или регистрирующего прибора. Скорость потока контролируют пленочным расходомером.

Проведение опыта

1. Пробоотборную линию продувают испытуемым газом, пропущенным через патрон с адсорбентом по байпасной линии при скорости потока 50 см³/мин, до установления постоянного значения показаний анализатора. Скорость потока газа контролируют по пленочному расходомеру.

2. Перекрывают байпасную линию (с осушенным газом) и в анализатор подают по пробоотборной линии испытуемый газ, расход которого должен быть в пределах от 20 до 100 см³/мин (контролируется по пленочному расходомеру).

3. Измеряют температуру испытуемого газа на выходе анализатора и температуру и давление в месте отбора газа.

4. По шкале прибора в единицах ее измеряют содержание водяных паров.

5. Не выключая анализатора, переключают потока газа на байпасную линию с осушителем и продувают анализатор до установления постоянного значения показаний прибора.

Обработка результатов

1. Содержания водяных паров в газ (W) определяют по показаниям анализатора.
2. Температуру точки росы влаги определяют по табл. 2 приложения.

На электродолитическом принципе работают влагомеры типа КИВГИ и «Байкал». В ряде случаев приборы отградуированы в единицах объемной влажности – ppm (частей на миллион частей), при этом 1 ppm означает, что на 10^6 молекул анализируемой влагонасыщенной газовой смеси приходится одна молекула паров воды. Одна ppm равна 0,0001% по объему или соответствует влажности $0,748 \cdot 10^{-3}$ г/м³ при $T=293$ К и $P=0,1013$ МПа. Определив по показаниям прибора влажность в единицах ppm, рассчитывают абсолютную влажность г/м³, умножая показания на $0,748 \cdot 10^{-3}$.

1.3. Абсорбционный метод

Метод основан на поглощении водяных паров безводным диэтиленгликолем и последующем определении связанной диэтиленгликолем воды методом газоадсорбционной хроматографии или титрованием раствором Карла Фишера (по СТ СЭВ 1489-79).

Метод применяется для определения водяных паров при их содержании в газе более 0,01 г/м³ (что составляет – 32 °С при давлении около 6,5 МПа).

Основным элементом установки является абсорбционный сосуд из нержавеющей стали на давление 10 МПа. Схема установки для определения влагосодержания абсорбционным методом представлена на рис. 6.

Пробоотборную линию (перед входом газа 1) в течение 10 мин продувают исследуемым газом, сбрасывая его в атмосферу. В абсорбционный сосуд 3 через верхнее отверстие вводят 100 г диэтиленгликоля. Затем через подсоединенную пробоотборную линию запускают газ, медленно открывая входной запорный вентиль 5. Давление в абсорбционном сосуде плавно доводят до рабочего давления при закрытом выходном вентиле 8. После достижения рабочего давления записывают показания газового счетчика 9, открывают выходной вентиль 8 так, чтобы расход газа не превышал 2 л/мин.

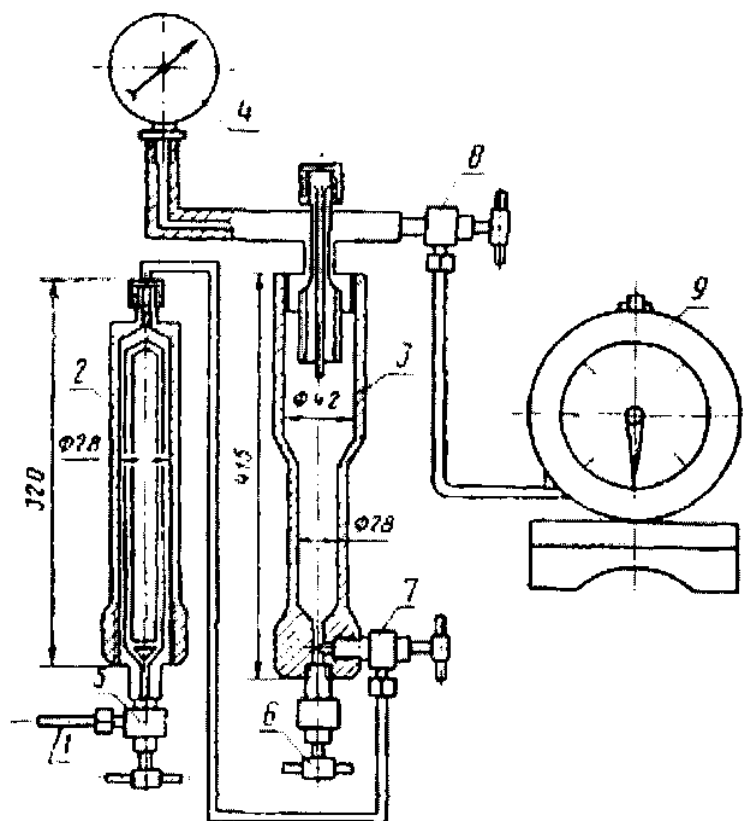


Рисунок 6 – Схема прибора для определения влагосодержания абсорбционным методом
 1 – вход газа; 2 – фильтр-патрон; 3 – абсорбционный сосуд; 4 – манометр; 5, 6, 7, 8 – запорные вентили; 9 – газовый счетчик

Количество пропускаемого газа через абсорбционный сосуд должно быть таким, чтобы привес воды в диэтиленгликоле был не меньше 0, 25 %. По окончании опыта закрывают входной вентиль 5, и оставшейся в установке газ выпускают до прекращения работы газового счетчика. Записывают показания счетчика, барометрическое давление, среднюю температуру газа в газовом счетчике, рабочее давление.

Насыщенный порами влаги раствор диэтиленгликоля выдерживают в абсорбционном сосуде в течение 10÷15 минут, и сливают в сухую и чистую колбу с притертой пробкой, изолировав от атмосферы.

Определение содержания воды в диэтиленгликоле после абсорбции газа проводят методом титрования раствором Карла Фишера (по СТ СЭВ 1489-79) или методом газoadсорбционной хроматографии.

Массовую долю воды W в исходном диэтиленгликоле и диэтиленгликоле после абсорбции, определенную хроматографическим методом, в процентах вычисляют по формуле

$$W = \frac{S \cdot W_1}{S_1}, \quad (6)$$

где S – площадь пика воды в соответствующем диэтиленгликоле, мм^2 ;

W_1 – массовая доля воды в эталонном растворе диэтиленгликоля, %;

S_1 – площадь пика воды в эталонном растворе диэтиленгликоля, мм^2 .

Массовую долю воды W_2 , абсорбированной из исследуемого газа, в процентах вычисляют по формуле

$$W_2 = W - W_0, \quad (7)$$

где W_0 – массовая доля воды в исходном диэтиленгликоле, %

W – массовая доля воды в диэтиленгликоле после абсорбции, %.

Средняя концентрация воды W_3 в диэтиленгликоле во время абсорбции в процентах определяют по формуле

$$W_3 = \frac{W_2}{2} + W_0 \quad (8)$$

Концентрацию водяных паров, уходящих с газом W_4 после абсорбции диэтиленгликоля, находят на основании среднего содержания воды W_3 в диэтиленгликоле и температуры газа во время абсорбции по таблице.....

Массовую концентрацию водяных паров в исследуемом газе W_5 в $\text{г}/\text{м}^3$ при стандартных условиях 20°C и давлении $101,325 \text{ кПа}$

$$W_5 = \frac{W_4 \frac{V_1 \cdot P_0}{P} + W_2 \cdot m_1 \cdot 10}{V_2^{20}}, \quad (9)$$

где W_4 – концентрация водяных паров, уходящих с газом после абсорбции диэтиленгликолем, $\text{г}/\text{м}^3$;

V_1 – объем исследуемого газа, замеренный газовым счетчиком, дм^3 ;

P – абсолютное давление в абсорбционном сосуде, кПа;

W_2 – массовая доля воды, абсорбированной из газа, %;

m_1 – масса диэтиленгликоля, взятая на абсорбцию в абсорбционный сосуд, г;

V_2^{20} – объем исследуемого газа в дм^3 , замеренный газовым счетчиком и пересчитанный на стандартные условия $20\text{ }^\circ\text{C}$ и давление $101,325\text{ кПа}$ по формуле

$$V_2^{20} = \frac{293(P_6 + P_z - P_w)}{(273 + t) \cdot 101,325} \cdot V_1, \quad (10)$$

где P_6 – барометрическое давление, МПа;

P_z – давление газа в газовом счетчике, кПа;

P_w – давление насыщенного водяного пара при температуре t , кПа (при применении камерных – сухих счетчиков $P_w = 0$);

t – температура газа в газовом счетчике, $^\circ\text{C}$.

За результат определения принимают среднее арифметическое результатов двух измерений, допускаемые расхождения которых не должны превышать $\pm 10\%$ относительных при содержании водяных паров от $0,025$ до $0,2\text{ г/м}^3$ ($20\text{ }^\circ\text{C}$, $101,325\text{ кПа}$) и $\pm 0,02\text{ г/м}^3$ при содержании водяных паров более $0,2\text{ г/м}^3$.

1.4. Массовый метод

Определение содержания паров воды в газе по этому методу производится пропуском определенного через слой твердого сорбента с последовательным определением массы сорбента до и после опыта. Влагосодержание рассчитывается как отношение разности масс сорбента после опыта к объему пропущенного через сорбент газа, приведенному к стандартным условиям.

Массовый метод не дает точных результатов в случае, если в газе присутствуют сероводород, диоксид углерода и другие компоненты, сорбируемые твердым поглотителем.

В газоналатической лаборатории РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина массовый метод используется для определения абсолютной влажности сетевого газа с предварительным насыщением его влагой в барботажном сосуде, так как сетевой га-

за почти не содержит влаги и компонентов, которые могли бы сорбироваться вместе с ней. Массовый метод не включен в действующий ГОСТ 20060-83.

Для определения испытания собирается установка, показанная на рис. 7. Она состоит из барботажного сосуда 1, заполненного водой, двух U-образных стеклянных трубок 2, заполненных обезвоженным хлористым кальцием. Первая из них является рабочей, вторая – контрольной; газового счетчика ГСБ-400 для определения расхода газа.

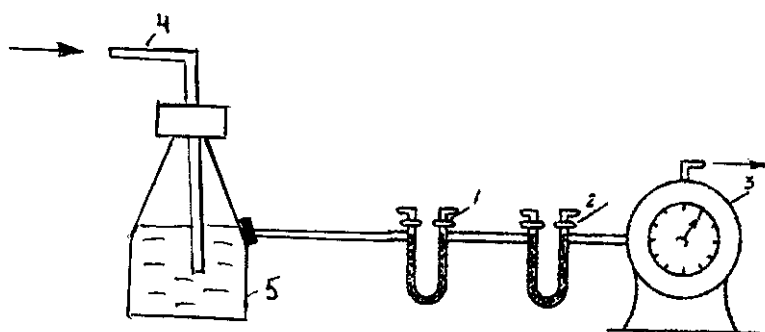


Рисунок 7 – Схема определения влагосодержания газа массовым методом

1 – рабочая трубка; 2 – контрольная трубка; 3 – газовый счетчик;
4 – пробирочная трубка; 5 – барботажный сосуд

Контрольная трубка служит для проверки полноты поглощения влаги в рабочей трубке. Если после опыта в контрольной трубке обнаружится привес, то это означает или повышение рекомендованной величины расхода газа и проскок влаги в контрольную трубку или некачественную подготовку адсорбента до опыта.

Рекомендуется сорбент регенерировать, то есть осушать до опыта в течение 6 часов при температуре 200°C в сушильном шкафу. Контролировать давление газа в процессе опыта нет необходимости, так как избыточное давление в газовой сети мало (примерно на 10 % выше атмосферного).

Проведение опыта

1. Взвешивают на аналитических весах рабочую и контрольную трубки, предварительно отметив их знаками *P* и *K*. Трубки должны быть заполнены осушенным хлористым кальцием белого или сероватого цвета. Точность измерения $\pm 0,0002$ г.

2. Собирают схему согласно рис. 6 и проверяют герметичность соединений.

3. Записывают показания счетчика ГСБ-400; открывают кран газовой сети, включают секундомер и проверяют расход газа, который должен быть не более 10 л/ч. Для этого рассчитывают цену деления счетчика и определяют по секундомеру время, за которое стрелка счетчика пройдет 5 делений. Умножив число делений на цену деления, и поделив произведение на время, определим расход газа. Всего за время опыта через трубки должно пройти от 10 до 100 л газа. В целях сокращения времени опыта обычно пропускают до 10 литров. Во время опыта конец резинового шланга, идущего от счетчика, должен быть выведен через окно за пределы помещения.

4. Закрывают кран газовой сети, снимают с него резиновый шланг и продувают через него воздух в количестве 0,5-1 л для освобождения системы от газа. По разности показания счетчика определяют объем газа и V .

5. Разбирают схему и взвешивают трубки на весах с точностью $\pm 0,0002$ г. Результат опыта считают успешным, если вес контрольной трубки не изменился.

6. Замерив температуру t_p и барометрическое давление P_6 (мм рт.ст.) в условиях проведения опыта, пересчитывают объем газа на стандартные условия V_0 по формуле

$$V_0 = V \frac{293 \cdot P_6}{(273 + t_p) \cdot 760}, \text{ м}^3 \quad (11)$$

7. Рассчитывают значение

$$W_0^{0,6} = \frac{G_{p1} - G_{p2}}{V_0} \quad (12)$$

8. Записывают результаты опыта в нижеследующую таблицу

Условия опыта		Объем газа		Масса трубки до опыта, г		Масса трубки после опыта, г		Абсолютное вла-госодержание
$t_p, ^\circ\text{C}$	$P_6,$ мм рт.ст.	$V, \text{ м}^3$	$V_0, \text{ м}^3$	раб.	контр.	G_{p2}	G_{k2}	
				G_{p1}	G_{k1}			
								$W_0^{0,6}$

9. Определяют $W_a^{0,6}$ по графику рис. 1 при $P=1$ кгс/см² (0,1013 кПа) и температуре опыта. Сравнивают результаты. Опытное значение должно быть несколько меньше величины, определенной по графику из-за неполного насыщения сетевого газа в процессе его пробулькивания (барботажа) через слой воды в барботажном сосуде. График рис. 1 дает величину абсолютного влагосодержания в точке насыщения, то есть влагоемкость газа при данных температуре и давлении.

Контрольные вопросы

1. Понятие влагосодержания газа, абсолютная влажность.
2. Относительная влажность.
3. Точка росы по влаге.
4. Размерность влагосодержания.
5. Конденсационный метод определения точки росы по влаге.
6. Влияние относительной плотности газа (мол. массы) на влагосодержание.
7. Влияние содержания H_2S и CO_2 на влагосодержание газа, способ учета.
8. Кулонометрический способ определения влагосодержания.
9. Абсорбционный способ определения влагосодержания.
10. Способы определения воды в абсорбенте.
11. Массовый метод определения содержания паров в газе.
12. С какой целью ограничивается расход газа при массовом методе определения влагосодержания?
13. Для чего необходима контрольная трубка при массовом методе определения влагосодержания?
14. Для чего необходимы замеры барометрического давления и температуры проведения опытов при массовом методе определения влагосодержания?

Литература

1. Журов Ю.А., Петров В.Н., Тимашев А.Н. Определение содержания водяных паров в природных газах: МУ к проведению лабораторных работ. – М.: МИНГ, 1991, – 16 с.
2. ГОСТ 20060-83. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги.
3. Жданова Н.В., Халиф А.Л. Осушка углеводородных газов. – М.: Химия, 1984. – 192 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблицы для расчета концентрации водяных паров и точки росы влаги

Таблица 1 – Значения коэффициентов *A* и *B* для природных газов
средней плотности 0,7 кг/м³

Температура точки росы, °С	A	B	Температура точки росы, °С	A	B
-40	0,1451	0,00347	+2	5,400	0,04610
-38	0,1780	0,00402	+4	6,225	0,05150
-36	0,2189	0,00465	+6	7,150	0,05710
-34	0,2670	0,00538	+8	8,200	0,06300
-32	0,3235	0,00623	+10	9,390	0,06960
-30	0,3910	0,00710	+12	10,72	0,07670
-28	0,4715	0,00806	+14	12,39	0,08550
-26	0,5660	0,00921	+16	13,94	0,09300
-24	0,6775	0,01043	+18	15,75	0,1020
-22	0,8090	0,01168	+20	17,87	0,1120
-20	0,9600	0,01310	+22	20,15	0,1227
-18	1,1440	0,01510	+24	22,80	0,1343
-16	1,350	0,01705	+26	25,50	0,1463
-14	1,590	0,01927	+28	28,70	0,1595
-12	1,868	0,02155	+30	32,30	0,1710
-10	2,188	0,02290	+32	36,10	0,1895
-8	2,550	0,02710	+34	40,50	0,2070
-6	2,990	0,03035	+36	45,20	0,2240
-4	3,480	0,03380	+38	50,80	0,2425
-2	4,030	0,03770	+40	56,25	0,2630
0	4,670	0,04180			

Таблица 2 – Определение температуры точки росы влаги

Давление, кПа	Температура точки росы влаги, °С, для концентрации водяных паров в г/м ³ при давлении 101,325 кПа и температуре соответственно 20 и 0 °С																		
	0,0075	0,0112	0,0150	0,0187	0,0225	0,030	0,0375	0,0449	0,0599	0,0749	0,112	0,150	0,187	0,225	0,300	0,375	0,449	0,399	0,749
	0,0080	0,0121	0,0161	0,0201	0,0241	0,0322	0,0402	0,0482	0,0643	0,0804	0,161	0,161	0,201	0,241	0,322	0,402	0,482	0,643	0,804
98	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–40,0	–38,0	–36,0	–33,0	–30,5	–28,5	–25,0	–23,0
490	–	–	–	–	–	–	–39,0	–37,0	–34,0	–31,5	–27,0	–24,0	–21,5	–19,0	–15,5	–13,5	–10,5	–7,0	–4,0
981	–	–	–	–39,5	–38,0	–35,5	–33,0	–30,5	–27,5	25,0	–20,0	–16,5	–13,5	–12,0	–7,0	–4,0	–2,0	+1,5	+5,0
1471	–	–	–39,0	–36,5	–34,5	–31,0	–29,0	–27,0	–23,5	–21,0	–15,5	–12,0	–9,0	–6,5	–2,5	+0,5	+3,5	+7,5	+11,0
1961	–	–40,0	–36,5	–34,0	–32,0	–28,5	–26,5	–24,0	–20,5	–18,0	–12,5	–8,5	–5,5	–3,5	+1,0	+4,5	+7,0	+11,0	+15,0
2452	–	–38,0	–35,0	–32,0	–30,0	–27,0	–24,0	–22,0	–18,0	–15,0	–10,0	–6,0	–3,0	–0,5	+4,0	+7,5	+10,0	+14,5	+18,5
2942	–	–37,0	–33,5	–31,0	–28,5	–25,5	–22,5	–20,5	–16,5	–13,5	–8,0	–4,0	–1,0	+1,5	+6,0	+9,5	+12,0	+17,0	+21,0
3432	–	–36,0	–32,5	–30,0	–27,5	–24,0	–21,0	–19,0	–15,5	–12,0	–6,5	–2,5	+1,0	+3,5	+8,0	+11,5	+14,0	+19,0	+23,0
3923	–40,0	–35,0	–31,5	–29,0	–26,5	–23,0	–20,0	–18,0	–14,5	–11,0	–5,0	–1,0	+2,5	+5,0	+9,5	+13,5	+16,0	+21,0	+25,0
4413	–39,0	–34,0	–30,5	–28,0	–25,5	–22,0	–19,0	–17,0	–13,5	–10,0	–4,0	+0,5	+4,0	+6,5	+11,0	+15,0	18,0	+23,0	+27,0
4903	–38,5	–33,5	–30,0	–27,0	–24,5	–21,0	–18,0	–16,0	–12,5	–9,0	–3,0	+1,5	+5,0	+8,0	+12,5	+16,5	+19,5	+24,5	+28,5
5394	–38,0	–33,0	–29,5	–26,5	–24,0	–20,0	–17,0	–15,0	–11,5	–8,0	–2,0	+2,5	+6,0	+9,0	+13,5	+17,5	+20,5	+25,5	+30,0
5884	–37,5	–32,5	–29,0	–26,0	–23,5	–19,5	–16,5	–14,0	–10,5	–7,0	–1,0	+3,5	+7,0	+1,0	+14,5	+18,5	+21,5	+26,5	+31,0
6374	–37,0	–32,0	–28,5	–25,5	–23,0	–19,0	–16,0	–13,5	–9,5	–6,0	0	+4,5	+8,0	+11,0	+15,5	+19,5	+22,5	+27,5	+32,0
6865	–36,5	–31,5	–28,0	–25,0	–22,5	–18,5	–15,6	–13,0	–9,0	–5,5	+0,5	+5,0	+9,0	+12,0	+16,5	+20,5	+23,5	+28,5	+33,0
7355	–36,0	–31,0	–27,5	–24,5	–22,0	–18,0	–15,0	–12,5	–8,5	–5,0	+1,0	+5,5	+9,5	+12,5	+17,5	+21,5	+24,5	+29,5	+34,0
7845	–36,0	–31,0	–27,0	–24,0	–21,5	–17,5	–14,5	–12,0	–8,0	–4,5	+1,5	+6,0	+10,0	+13,0	+18,0	22,0	+25,5	+30,5	+35,0

Таблица 3 – Концентрация водяных паров, уходящих с газом

Среднее содержание воды в диэтиленгликоле, W_3 , %	Содержание водяных паров W_4 , г/м ³ , уходящих с газом при температуре °С				
	10	15	20	25	30
0,10	0,03	0,04	0,05	0,07	0,10
0,15	0,05	0,07	0,09	0,12	0,18
0,20	0,07	0,10	0,13	0,18	0,26
0,25	0,10	0,14	0,18	0,24	0,35
0,30	0,12	0,17	0,22	0,29	0,41
0,35	0,14	0,20	0,27	0,36	0,51
0,40	0,16	0,23	0,30	0,40	0,57
0,45	0,18	0,26	0,34	0,45	0,64
0,50	0,20	0,29	0,39	0,51	0,72
0,55	0,22	0,32	0,43	0,56	0,80
0,60	0,24	0,35	0,48	0,62	0,87
0,65	0,27	0,38	0,52	0,67	0,95
0,70	0,29	0,41	0,56	0,73	1,03
0,75	0,31	0,44	0,60	0,78	1,10
0,80	0,33	0,47	0,64	0,84	1,18
0,85	0,35	0,50	0,69	0,89	1,26
0,90	0,37	0,53	0,73	0,95	1,33
0,95	0,39	0,56	0,77	1,00	1,40
1,00	0,42	0,59	0,82	1,06	1,47
1,10	0,46	0,65	0,91	1,18	1,64
1,20	0,51	0,71	0,99	1,28	1,78
1,30	0,55	0,76	1,07	1,38	1,92
1,40	0,59	0,81	1,14	1,48	2,06
1,50	0,63	0,85	1,21	1,58	2,20
1,60	0,66	0,89	1,28	1,67	2,35
1,70	0,70	0,94	1,36	1,77	2,49
1,80	0,73	0,98	1,43	1,86	2,63
1,90	0,77	1,03	1,50	1,95	2,76
2,00	0,80	1,07	1,57	2,04	2,90
2,10	0,83	1,11	1,64	2,13	3,03
2,20	0,86	1,15	1,71	2,22	3,16
2,30	0,89	1,19	1,78	2,31	3,29
2,40	0,92	1,24	1,85	2,39	3,42
2,50	0,95	1,28	1,93	2,48	3,54