

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ  
ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
«НЕФТЕКУМСКИЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ  
КОЛЛЕДЖ»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
по выполнению практических работ**

**ПМ.04 Выполнение работ по профессии 15832 Оператор по  
исследованию скважин**

**МДК 04.01 Технология исследования нефтяных и газовых скважин**

Специальность 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений

**2023 г.**

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Практическая работа № 1	
Расчет объемного коэффициента нефти. Расчет плотности газонасыщенной нефти	4
Практическая работа № 2	
Определение промыслового газового фактора	7
Практическая работа № 3	
Расчет физических свойств пластовой воды	12
Практическая работа № 4	
Изучение принципа действия и устройства «МИКОН-101»	13
Практическая работа № 5	
Определение наличия дефектов и причин неисправности исследовательского и вспомогательного оборудования	19
Практическая работа № 6	
Устранение неисправностей трубопроводной арматуры (ТПА), сальниковых уплотнений	21
Практическая работа № 7	
Определение параметров пласта скважин при установившемся режиме	27
Практическая работа № 8,9	
Определение параметров пласта при неустановившемся режиме	
Построение индикаторной кривой восстановления забойного давления	29
Практическая работа № 10	
Обработка эхограмм. определение уровня жидкости в скважине	32
Практическая работа № 11	
Определение суточного дебита скважины	34
Практическая работа № 12	
Построение индикаторных кривых и определение забойного давления фонтанной скважины	36
Практическая работа № 13	
Обработка результатов исследования фонтанной скважины	38
Практическая работа № 14	
Исследование газлифтной скважины методом установившихся отборов	40
Практическая работа № 15	
Определение уровня загазованности воздуха с помощью газоанализатора	42
Литература	53/

## Введение

Методические указания по выполнению практических работ по междисциплинарному курсу «Технология исследования нефтяных и газовых скважин» предназначен для преподавателей и студентов специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Программой МДК 04.01 «Технология исследования нефтяных и газовых скважин» предусматривается проведение практических занятий расчетного характера в объеме 36 часов, по следующим темам: физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды; исследовательское оборудование, приборы, аппаратура; основы гидродинамических методов исследования скважин; способы измерения дебитов нефти, воды и газа; особенности гидродинамического исследования скважин при различных способах эксплуатации; требования охраны труда, промышленной, пожарной и экологической безопасности.

Основной целью практических работ является углубление и закрепление знаний, полученных на теоретических занятиях по технологии исследования скважин.

В результате проведения практических занятий студент должен уметь обрабатывать результаты исследования скважин; определять соотношение нефти, газа и воды в пласте; определять коэффициент продуктивности пласта.

## Практическая работа № 1

### Расчет объемного коэффициента нефти. Расчет плотности газонасыщенной нефти

#### Цель работы:

Определить объемный коэффициент нефти при различных термобарических условиях, необходимый для подсчета запасов нефти.

По результатам пробной эксплуатации скважины были получены следующие данные: пластовое давление  $p_{пл}$ ; пластовая температура  $T_{пл}$ ; плотность нефти в нормальных условиях  $\rho_n$ ; газовый фактор  $G_o$ . Весь газ растворен в нефти.

Требуется определить давление насыщения нефти газом, объемный коэффициент, плотность и усадку нефти в пластовых условиях.

Давление насыщения можно найти приближенно по номограмме М. Стендинга (рис. 1.1). Для этого из точки, соответствующей газовому фактору  $G_o$ , что в левой части номограммы, проводим горизонталь вправо до пересечения с наклонной прямой, выражающей плотность газа  $\rho_g$ . Полученную точку проецируем вниз до пересечения с прямой, соответствующей плотности нефти  $\rho_n$ . Далее проводим горизонталь вправо до пересечения с линией пластовой температуры  $T_{пл}$  и, опускаясь по вертикали вниз, находим в пересечении с осью давлений давление насыщения нефти газом  $P_{нас}$ .

Для приближенного определения объемного коэффициента нефти в пластовых условиях воспользуемся другой номограммой Стендинга (рис. 1.2). В левой части номограммы находим значение газового фактора  $G_o$ . Из этой точки проводим горизонталь вправо до пересечения с линией, соответствующей плотности газа  $\rho_g$ . Затем проецируем эту точку вниз до линии плотности нефти  $\rho_n$ . Далее проводим горизонталь вправо до линии пластовой температуры  $T_{пл}$ , после чего проводим вертикаль до пересечения с линией пластового давления  $P_{пл}$ , а по горизонтали вправо находим значение объемного коэффициента нефти  $b_n$ .

Для нахождения плотности нефти в пластовых условиях (с учетом растворенного газа) предварительно определим плотность растворенного в нефти газа:

Таким образом, плотность насыщенной газом нефти при атмосферных условиях равна  $\rho_n + G_o$ , а плотность насыщенной газом нефти в пластовых условиях будет равна отношению плотности насыщенной газом нефти при атмосферных условиях к объемному коэффициенту нефти..

Усадка нефти на поверхности происходит вследствие выделения из неё растворенного газа (дегазации) и снижения температуры. Усадка нефти определяется из соотношения

3. Плотность растворенного в нефти газа

$$G_2 = b_H \cdot \rho_2, \text{ кг/м}^3$$

4. Плотность нефти в атмосферных условиях

$$\rho_{H \text{ атм}} = \rho_H + G_2, \text{ кг/м}^3$$

5. Плотность нефти в пластовых условиях

$$\rho_{H \text{ пл}} = \frac{\rho_{H \text{ атм}}}{b_H}, \text{ кг/м}^3$$

6. Усадка нефти

$$\beta_{yc} = (b_H - 1) / b_H.$$

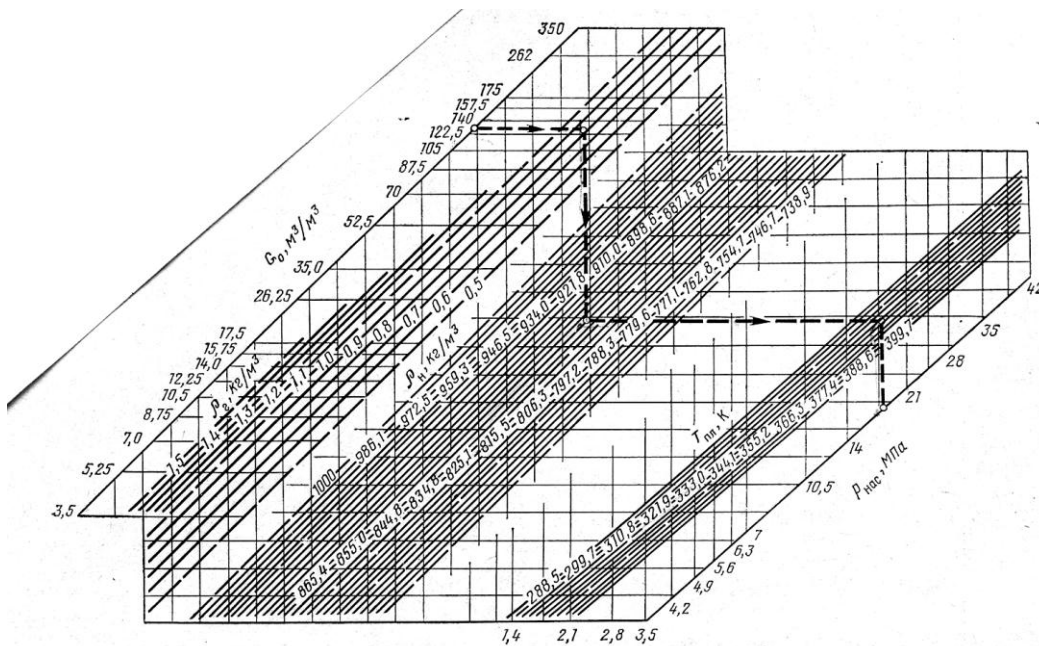


Рис. 1.1 – Номограмма для определения давления насыщения

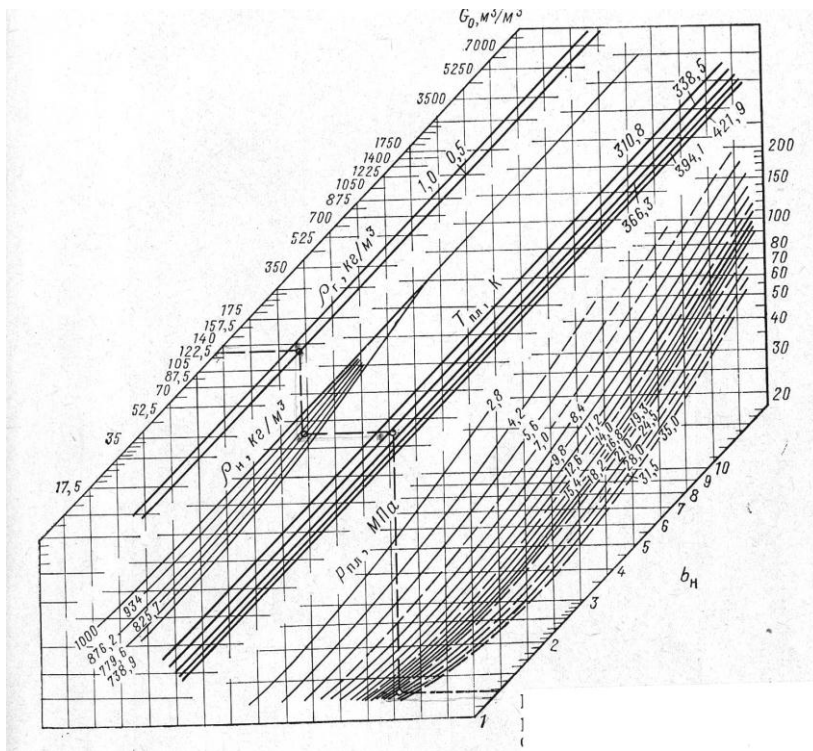


Рис. 1.2 – Номограмма для определения объемного коэффициента нефти.

Для расчета предлагаются следующие данные по вариантам:

Вариант	$\rho_{пл}$ , МПа	$T_{пл}$ , К	$\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	$\rho_r$ , кг/м <sup>3</sup>	$G_o$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
1 (11, 21)	20.4	338	852	0.8	127
2 (12, 22)	15.4	310	850	0.5	138
3 (13, 23)	28.0	321	820	0.6	70
4 (14, 24)	12.6	316	860	0.8	130
5 (15, 25)	14.0	326	840	0.7	120
6 (16)	15.4	332	854	0.6	123
7 (17)	21.0	340	836	0.7	125
8 (18)	19.3	335	845	0.7	122
9 (19)	16.6	315	828	0.6	110
10 (20)	30.0	370	820	0.5	104

## Практическая работа № 2

### Определение промыслового газового фактора

**Цель работы:** определение газового фактора и физикохимических характеристик пластовых флюидов по отдельным добывающим скважинам.

#### Теоретический материал

*Промысловым газовым фактором* ГФ называется количество добытого газа в  $\text{м}^3$ , приходящееся на  $1 \text{ м}^3$  (т) дегазированной нефти. Он определяется по данным о добыче нефти и попутного газа за определенный отрезок времени.

Различают начальный газовый фактор, обычно определяемый по данным за первый месяц работы скважины, текущий газовый фактор, определяемый по данным за любой промежуточный отрезок времени, и средний газовый фактор, определяемый за период с начала разработки до какой-либо даты. Величина промыслового газового фактора зависит как от газосодержания нефти, так и от условий разработки залежи.

Постоянное значение газового фактора нефти может приниматься для залежей, разрабатываемых при пластовом давлении выше давления насыщения.

Проведение промысловых измерений газового фактора необходимо в случае отсутствия результатов исследований глубинных проб или в случае широкой разбежки имеющихся результатов исследований, не позволяющих с определенной степенью уверенности выбрать достоверные значения.

На поздних стадиях разработки нефтяных залежей, при отсутствии возможности отбора глубинных проб из скважин, эксплуатируемых механизированным способом, с высокой степенью обводненности продукции, а также на залежах, разрабатываемых с пластовым давлением ниже давления насыщения, промысловый замер является единственным методом, позволяющим оперативно оценивать динамику изменения значений газового фактора.

В настоящее время сложились два основных направления исследования состава и свойств продукции скважин. Первым направлением следует считать традиционные методы комплексного исследования глубинных проб пластовой нефти. В этом случае глубинные пробы необходимо отбирать из новых, вновь вводимых в эксплуатацию скважин, в зоне которых не произошло существенных изменений фазового состояния, состава и свойств пластового флюида.

Результаты исследования глубинных проб могут быть использованы как для подсчета запасов, так и для изучения изменчивости параметров пластовых нефтей по площади и разрезу залежей. Однако качественный отбор глубинных проб становится проблематичным (или даже невозможным) при прогрессирующей обводненности скважин, прорыве в призабойную зону

свободного газа газовых шапок или при переводе скважин на механизированные способы добычи.

Второе направление предусматривает использование устьевых пробоотборных устройств, позволяющих направлять поток или отбирать часть потока газожидкостной смеси в сепаратор, где происходит разгазирование этой смеси, с последующим определением объемов газовой и жидкой фаз. В процессе измерений отбираются пробы газа и жидкости для последующего хроматографического анализа, а также для рекомбинации пластовой смеси и ее исследования с использованием специальной аппаратуры высокого давления. С помощью дополнительного оборудования может быть реализован вариант совместного отбора газожидкостной смеси в герметичный стальной контейнер для последующего анализа по стандартной схеме исследования глубинных проб (ОСТ).

Этот метод может быть применен для исследования состава и свойств продукции скважин при существовании двухфазного потока на забое, а также в случае повышенной обводненности продукции или при механизированных способах эксплуатации, когда отбор глубинных проб технически невозможен. Один из вариантов такой методики, основанный на представительном отборе части потока с использованием переносного малогабаритного сепаратора в комплекте с газовым счетчиком, использован при промысловом обследовании скважин нефтегазодобывающего предприятия. В отчете приводятся результаты промысловых и лабораторных исследований отдельных скважин, полученные при промысловых замерах и при исследовании рекомбинированных проб для определения газосодержания и газового фактора продукции скважин при различных параметрах разгазирования, физико-химических характеристик флюидов в условиях пласта и на поверхности, компонентных составов нефти и нефтяного газа.

Результаты исследования проб могут быть использованы для контроля за разработкой месторождения, корректировки запасов, получения информации по изменению параметров пластовых нефтей по площади и разрезу залежи.

Для отбора пробы производится монтаж поршневой пробоотборной установки на устье скважины. Установка имеет вал, внутри которого расположены все узлы и трубный корпус, на который смонтирован упорный узел и сальник. Ходовой вал, на конце которого установлена насадка с манжетой, погружается внутрь скважиной фонтанной арматуры. Пробоотборник устанавливается на лубрикаторную задвижку, не требует монтажа дополнительного оборудования или какой-либо специальной подготовки скважины к исследованиям.

Манжета опускается в тройник ниже бокового отвода продукции скважины в выкидную линию, уплотняясь по внутреннему диаметру тройника. Вся жидкость проходит через насадку и регулируемый штуцер, и дальше выходит через боковой отвод выше манжеты в сборную линию. Через канал, имеющийся в штуцере, производится отбор части потока жидкости. Для получения представительной обеспечивается необходимый перепад



давления на штуцере. Буферное и линейное давление контролируется манометрами. Замеряемая газожидкостная смесь отводится в сепаратор, где разгазируется при атмосферных условиях. При этом газ, выделившийся при сепарации, проходит через счётчик. После завершения отбора пробы жидкость отстаивается в сепараторе, фиксируются показания счётчика газа и уровень набранной жидкости в сепараторе.

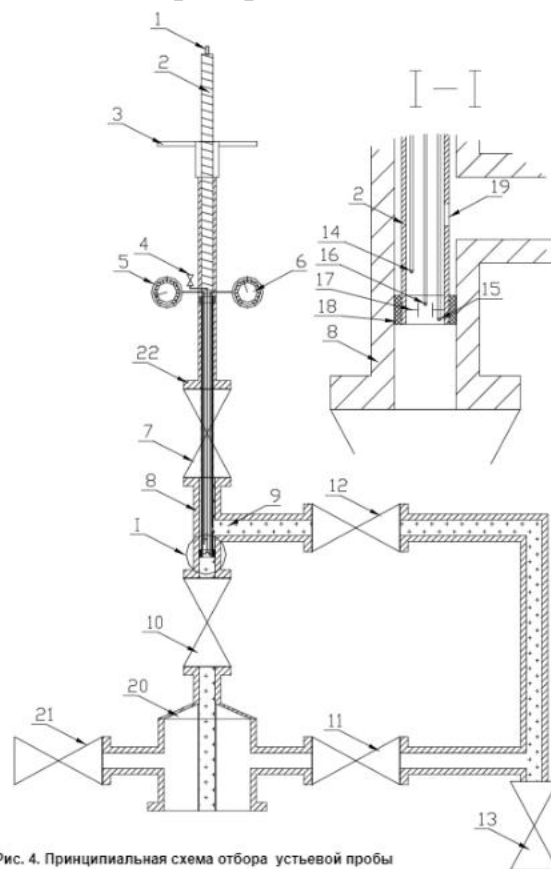


Рис. 4. Принципиальная схема отбора устьевого пробы

- |                                      |                                     |
|--------------------------------------|-------------------------------------|
| 1. регулятор сечения штуцера         | 12. линейная задвижка               |
| 2. вал с полировкой и ходовым винтом | 13. осушная задвижка                |
| 3. вороток с упорным узлом           | 14. канал отвода линейного давления |
| 4. вентиль для отбора пробы          | 15. канал отвода буферного давления |
| 5. манометр линейного давления       | 16. канал отбора пробы              |
| 6. манометр буферного давления       | 17. штуцер регулируемый             |
| 7. лубрикативная задвижка            | 18. манжета уплотнительная          |

Рисунок 2.1 – Принципиальная схема отбора устьевого пробы

Обводнённость отобранной жидкости предварительно оценивается по шкале в сепараторе после разделения жидкости на воду и нефть. Точное определение обводненности продукции исследуемой скважины производится в лабораторных условиях. При сепарации для последующего лабораторного анализа и расчета свойств пластового флюида производится отбор пробы газа, выделившегося в сепараторе и газа затруба. Проба дегазированной нефти отбирается из сепаратора. Для последующих расчётов регистрируются условия сепарации и режим работы скважины (температура газа и жидкости, буферное давление, время отбора пробы и т.д.). Учёт количества газа, идущего по затрубному пространству в сборную линию, производится по изменению давления в затрубном пространстве и уровня жидкости в течение времени путём "отжима" динамического уровня, производимого после отбора пробы с учётом конструкции скважины. Замер уровня жидкости производится уровнемером "СУДОС". Принципиальная схема отбора

устевой пробы продукции нефтяной добывающей скважины приведена на рисунке 4. Все работы производятся без остановки скважины.

### Практическая часть

1. Изучить теоретический материал
2. Ответить на контрольные вопросы
3. Произвести расчет газового фактора, используя промысловые данные согласно своему варианту.

Таблица 1 - Промысловые данные

Вариант	Дебит, т/сутки			
	жидкости	нефти	воды	газа
1 (21)	68	33	35	3400
2 (22)	64	44	20	4600
3 (23)	47	45	2	4540
4 (24)	75	30	45	3200
5 (25)	46	39	7	4100
6	58	21	37	2800
7	51	24	27	2900
8	61	24	37	2700
9	53	37	16	4200
10	59	24	36	2900
11	45	23	22	2600
12	59	50	9	5300
13	63	23	40	2750
14	48	42	6	4600
15	50	39	11	4100

16	48	40	9	4300
17	51	44	7	4650
18	60	46	10	5000
19	56	49	12	5200
20	49	37	8	4000

Газовый фактор нефти, рассчитываем по формуле:

$$ГФ = \frac{Q_g}{(Q_{ж} - Q_{в})}$$

где ГФ – газовый фактор, м<sup>3</sup>/т;

Q<sub>г</sub> – дебит газа, м<sup>3</sup>/сут;

Q<sub>ж</sub> – дебит жидкости, т/сут;

Q<sub>в</sub> – дебит воды, т/сут.

#### **Контрольные вопросы:**

1. Что такое промысловый газовый фактор?
2. Виды газового фактора и в чем отличие?
3. Для каких залежей принимается постоянное значение газового фактора?
4. Какие два основных направления сложились для исследования состава и свойств продукции скважин?
5. Для чего необходимо определять газовый фактор?
6. Коротко опишите процесс отбора пробы.

## Практическая работа № 3

### Расчет физических свойств пластовой воды

#### Исходные данные:

пластовое давление  $p_{пл} = \text{МПа}$ ;

пластовая температура  $T_{пл} = \text{К}$

давление насыщения воды газом  $p_{нас} = \text{МПа}$

концентрация растворенных солей  $C' = \text{г/л}$

#### Исходные данные по вариантам

Вар.	1(11,21)	2(12,21)	3(13,23)	4(14,24)	5(15,25)	6(16)	7(17)	8(18)	9(19)	10(20)
$p_{пл}$ МПа	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
$T_{пл}$ , К	300	305	310	315	320	325	330	335	340	345
$p_{нас}$ , МПа	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	4,8	5,8
$C'$ , г/л	200	204	208	212	216	220	224	228	232	236

#### Решение.

1. Массовое содержание растворенных в воде солей

$$C = 100C' / (1000 + C'), \%$$

2. Температурный коэффициент

$$\alpha_T = 0,048 / (T - 273)^{0,2096}$$

3. Относительная газонасыщенность пластовой воды

$$\bar{\Gamma}_g = 1/10^{(\alpha_T C)}$$

4. Поправки к объемному коэффициенту

$$\alpha_g(T_{пл}) = \alpha_g(T_{см}) + 0,18 \cdot 10^{-4} (T - 273)^{0,6746}, 1/\text{К}$$

$$\alpha_g(T_{см}) = 1,8 \cdot 10^{-4}, 1/\text{К}$$

$$\Delta b(T_{пл}) = \alpha_g(T_{пл})(T - 293),$$

$$\Delta b(\bar{\Gamma}_g) = 10^{-4} [1,8829 + 0,0102(T - 273)] p_{нас} \bar{\Gamma}_g$$

$$\beta_g(T_{пл}) = \beta_g(T_{см}) + (T - 293) [3,125 \cdot 10^{-4} \cdot (T - 293) - 2,5 \cdot 10^{-2}] \cdot 10^{-4}$$

$$T_{см} = 293 \text{ К}; \beta_g(T_{см}) = 4,7 \cdot 10^{-4}, 1/\text{МПа}$$

$$\Delta b(p_{нас}) = -\beta_g(T_{пл}) p_{нас}$$

5. Объемный коэффициент

$$b_g = 1 + \Delta b(T_{пл}) + \Delta b(\bar{\Gamma}_g) + \Delta b(p_{нас})$$

## Практическая работа № 4

### Изучение принципа действия и устройства «МИКОН-101»

**Цель работы:** изучить принцип действия и устройства комплекса «Микон-101»

#### Теоретическая часть

### МИКОН-101 Комплекс (эхолот + динамограф)

#### *Назначение*

Комплекс МИКОН-101 предназначен для определения уровня жидкости и измерения величины давления в затрубном пространстве нефтяных скважин, а также для исследования (методом динамометрирования) работы скважин с глубинными штанговыми насосами с целью контроля работы насосного оборудования, получение динамограммы работы ШГН.



Рисунок 4.1 – Комплекс «МИКОН-101»

#### *Функции*

- Определение уровня.
- Снятие динамограммы, контроль работы клапанов.
- Оперативное отображение эхограммы и динамограммы на графическом экране блока регистрации.
- Автоматическая регистрация даты и времени замера.

- Сохранение замеров в энергонезависимой памяти блока регистрации.
- Просмотр сохраненных замеров.
- Перенос сохраненных замеров на ПК.

### *Устройства, входящие в состав комплекса*



#### Блок регистрации БР-21

Блок регистрации БР-21 предназначен для регистрации, обработки и хранения эхограмм и динамограмм. Имеет графический экран и клавиатуру. Питание автономное от батарей или аккумуляторов типоразмера АА. Комплектуется защитным чехлом и встроенной системой подогрева графического экрана, запасным комплектом аккумуляторов и зарядным устройством.



#### Блок регистрации БР-21Т

Особенности блока регистрации БР-21Т

- Более надежный и удобный универсальный разъем для подключения датчиков.
- Увеличенный объем памяти.
- Отсутствие выключателей.
- Более удобное и функциональное ПО.
- Увеличенное число кнопок на клавиатуре.
- Высокая скорость связи с ПК (USB).



### Устройство приема акустических сигналов УПАС-22П

Устройство приема акустических сигналов УПАС-22П предназначено для преобразования акустических сигналов в электрические, а также преобразования давления в электрический сигнал. Акустический сигнал принимается пьезоэлектрическим микрофоном, который устойчив к воздействию сероводорода.



### Устройство приема акустических сигналов УПАС-22Т

Устройство приема акустических сигналов УПАС-22Т предназначено для преобразования акустических сигналов в электрические, а также преобразования давления в электрический сигнал. В отличие от УПАС-22П пьезоэлектрический микрофон в устройстве отсутствует, что делает прибор более надежным. Рекомендуется для использования на скважинах с затрубным давлением более 0,05 МПа.



### Динамометр накладной ДН-117

Динамометр накладной ДН-117 устанавливается на нерабочую часть полированного штока ШГН скважины и предназначен для измерения относительной нагрузки на штоке, а также для определения длины перемещения штока.

Зажимной винт предназначен для задания оптимального усилия зажима.



### **Динамометр встраиваемый ДВ-118**

Динамометр встраиваемый ДВ-118 устанавливается между траверсами канатной подвески ШГН и позволяет измерять абсолютное значение нагрузки на шток. Монтаж динамометра производится с помощью домкрата, без нагрузки подвески колонны штанг. **ВНИМАНИЕ!** Перед установкой устройства необходимо остановить привод ШГН.



### **Устройство генерации акустических сигналов УГАС-25**

Устройство генерации акустических сигналов УГАС-25 предназначено для создания акустического воздействия в скважинах без давления. Устройство применяется для определения глубины до 600 м.

### ***Дополнительная комплектация***



### **Домкрат винтовой**

Домкрат винтовой предназначен для разведения траверс и установки встраиваемого динамометра ДВ-118.





## Практическая часть

1. Изучить практическое руководство программно-аппаратного комплекса МИКОН-101 (Руководство по эксплуатации МК101.00.00.0.00 РЭ) <https://www.mikon.ru/101/mk101v2-29.pdf>

2. Изучить устройство комплекса МИКОН-101.

3. Заполнить таблицу 4.1.

Таблица 4.1

Порядок операций по проведению исследования	Подготовительные действия	Порядок измерений	Заключительные действия	Меры безопасности
Включение/ Выключение				
Подготовка к регистрации уровня				
Регистрация уровня				
Регистрация динамограммы				
Печать результатов на микропринтере				
Просмотр результатов исследований				
Обработка результатов на персональном компьютере				

4. Ответить на контрольные вопросы.

4.1 Расскажите об устройстве основных элементов комплекса.

4.2 Как проводится регистрация уровня?

4.3 Как определить погрешность в измерении уровня?

4.4 Как определить погрешность в измерении давления?

4.5 Как проводится регистрация динамограммы накладным динамометром?

4.6 Как проводится регистрация динамограммы встраиваемым динамометром?

5. Вычислить динамический уровень жидкости в скважине.

Вычисление уровня производится по формуле:

$$H = (V_{\text{звука}} * T) / 2,$$

где  $V_{\text{звука}}$  – скорость звука для данного давления в затрубном пространстве исследуемой скважины, выбираемая автоматически по таблице скоростей, занесенной в БР или устанавливаемая оператором вручную;

$T$  – время от момента воздействия до прихода первого отраженного импульса.

Вычисленное значение уровня в метрах, время в миллисекундах и количество зарегистрированных отражений выводится на индикатор БР.

Таблица 4.2 – Варианты заданий

Вариант	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
$V_{\text{звука}}$ , м/с	1225	1247	1263	1285	1304	1326	1364	1392	1410	1434
$T$ , с	2,9	3,0	2,8	3,1	2,6	3,4	2,5	3,2	2,7	3,3
Вариант	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
$V_{\text{звука}}$ , м/с	1230	1257	1278	1296	1314	1342	1375	1398	1430	1446
$T$ , с	2,8	3,0	2,9	3,1	2,6	3,4	2,5	3,2	2,7	3,3

## Практическая работа № 5

### Определение наличия дефектов и причин неисправности исследовательского и вспомогательного оборудования

**Цель работы:** научиться определять наличие и причины дефектов, неисправностей исследовательского оборудования;

#### Теоретическая часть

#### 1. Неисправности и причины неисправностей в работе комплекса МИКОН-101

1.1.

Н: При включении блока регистрации нет никакой индикации на экране

П: Аккумуляторы разряжены

СУ: Необходимо установить заряженные аккумуляторы

1.2.

Н: Не происходит автозапуск регистрации эхограммы или стартовый сигнал недостаточно четкий

П: Вышел из строя микрофон

СУ: Необходимо заменить микрофон

1.3.

Н: Не горят светодиоды на динамометре

П: Обрыв или неправильная распайка кабеля

СУ: Необходимо заменить кабель или необходим ремонт динамометра

1.4.

Н: Мигание светодиодов на накладном динамометре, или слабое крепление датчика на штоке, или отсутствие изменения индикации светодиодов при затяжке винта динамометра

СУ: Необходим ремонт динамометра и/или его настройка

1.5.

Н: При нажатии F2 появляется сообщение «Остаток памяти–ERR».

П: Необходимо произвести очистку памяти через код 9-98.

СУ: Если ошибка повторяется, необходим ремонт БР

#### 2. Перечень возможных неисправностей и методы их устранения уровнемера СУДОС-мини 2.

2.1.

Н: Отсутствует индикация на индикаторном табло

П: Разряжен аккумулятор

СУ: Зарядить аккумулятор

2.2.

Н: Сильное отставание даты и времени от текущего

П: Очень глубокий разряд аккумулятора при хранении уровнемера на складе без подзарядки аккумулятора

СУ: Зарядить аккумулятор, скачать информацию в компьютер, очистить память прибора, установить текущую дату и время

2.3.

Н: Небольшое отставание времени от текущего

П: Пропадание питания часов во время замены аккумулятора

СУ: Очистить память прибора, установить текущую дату и время

2.4.

Н: Уровнемер не реагирует на кнопки, на индикаторе одна и та же надпись в течение длительного времени

П: “Зависание” программы контроллера из-за непредусмотренных ситуаций, например в программе определения уровня

СУ: Перезапустить прибор одновременным нажатием кнопок УРОВЕНЬ и РЕЖИМ

2.5.

Н: Потеря эхограмм при обмене данными с компьютером

П: Частично повреждена долговременная память

СУ: Отправить прибор в ремонт

Н: (Неисправность)

П: (Причина)

СУ: (Способ устранения)

## Практическая часть

### 1. Заполнить таблицу 5.1

Таблица 5.1

Вид неисправности	Возможная причина	Способ устранения
<b>МИКОН-101</b>		
1		
...		
5		
<b>СУДОС-мини 2</b>		
1		
...		
5		
<b>Динамограф «СИДДОС-мини 2»</b>		
1		
...		
5		

### 2. Определить неисправность прибора для исследования скважины

## Практическая работа № 6

### Устранение неисправностей трубопроводной арматуры (ТПА), сальниковых уплотнений

**Цель работы:** научиться устранять неисправности ТПА и сальниковых уплотнений.

#### Теоретическая часть

Неисправную арматуру осматривают, определяя возможность ремонта на месте. Если это невозможно, производят частичный или полный демонтаж. При отсутствии новой арматуры на место демонтированной устанавливают раздвижную вставку, что позволяет не прерывать подачу воды потребителям.

Раздвижная вставка состоит из фланцев с резьбовыми патрубками, муфты и контргайки. Но чаще вместо снятой задвижки ставят «катушку», состоящую из двух фланцев с вваренным между ними отрезком трубы по длине задвижки.

При ремонте задвижек устраняют утечку воды через сальниковое уплотнение (сальник), трещины или дефекты в корпусе, неплотное перекрытие потока воды (арматура «не держит»), утечку в местах соединения с трубопроводами.

Утечку через сальниковое уплотнение устраняют подтягиванием крышки сальника. Если не удастся устранить течь подтягиванием крышки, следует заменить сальниковую набивку. Для того чтобы исключить утечку воды во время ремонта, трубопровод перекрывают.

Сальниковую набивку можно заменить, не перекрывая трубопровод. В этом случае во время ремонта на шпindel задвижки (под крышку корпуса) следует установить кольцо из листовой резины толщиной 12—15 мм. Для замены сальникового уплотнения шпindel поднимают вверх до упора. При этом резиновое кольцо прижимается к крышке корпуса, герметизируя тем самым зазор между шпинделем и крышкой, и поступление воды в сальниковое уплотнение из трубопровода прекращается. Затем отворачивают болты с гайками, поднимают крышку сальника и удаляют старую набивку.

Очистив шпindel и корпус от старой набивки, грязи, ржавчины, закладывают новую сальниковую набивку. Если неизвестен материал, который был использован для уплотнения, то его выбирают в зависимости от температуры воды, проходящей через арматуру. При температуре воды не более 60° С применяют сальниковую хлопчатобумажную набивку: ХБП и ХБТС; при более высокой температуре — асбестовый материал или фторопластовый жгут. Сальниковую набивку промышленность выпускает в виде шнура.

Зазор между корпусом и шпинделем должен быть заполнен сальниковой набивкой настолько, чтобы в процессе эксплуатации крышку сальника можно было два-три раза подтянуть.

Вместо хлопчатобумажной набивки в сальниковом уплотнении может быть использована разрезная резиновая втулка. В этом случае при уплотнении набивки не следует сильно сжимать втулку крышкой, так как это увеличит трение шпинделя о втулку и ускорит ее изнашивание.

Неплотное перекрытие потока воды в задвижках образуется из-за повреждения уплотнительных поверхностей, изнашивания резьбы шпинделя.

Повреждения уплотнительных поверхностей определяют следующим образом. Снимают крышку корпуса и вынимают шпиндель с дисками. Внутреннюю поверхность корпуса и кольца очищают от грязи, ржавчины. На уплотнительные поверхности кольца и диска наносят краску, вновь вставляют в корпус шпиндель и диски, после чего несколько раз закрывают и открывают задвижку, приводя в соприкосновение кольца и диски. Далее диски вновь вынимают, осматривают, выявляя царапины, шероховатости, которые выделяются на поверхности темными черточками и пятнами. Дефектные места на уплотнительных поверхностях глубиной 0,01—0,3 мм удаляют шабрением, глубиной менее 0,01 мм — притиркой.

Шабрение производят вручную или механизированным инструментом в несколько приемов, периодически проверяя поверхности соприкосновения кольца и диска. О том, как делается притирка, см. в § 6.

Поврежденный шпиндель с сорванной резьбой заменяют или ремонтируют путем наварки металла и его обточки до первоначальных размеров.

Утечку в местах присоединения арматуры к трубопроводам устраняют так же, как утечку во фланцевых соединениях трубопроводов. При утечке воды через поврежденный чугунный корпус или крышку (трещины, свищи, раковины) их заменяют.

**Пробковые краны.** В пробковых кранах могут быть следующие неисправности: утечка воды через сальниковое уплотнение, неплотное перекрытие потока воды, утечка в местах присоединения кранов к трубопроводам.

Утечку воды через сальниковое уплотнение устраняют подтягиванием крышки сальника. Если утечку не удастся устранить таким образом, заменяют сальниковую набивку.

Для того чтобы вода не попадала в помещение, трубопровод перекрывают запорной арматурой, установленной на нем до и после ремонтируемого крана. В том случае, если трубопровод перекрыть невозможно, используют приспособление, которое захватами зацепляется за трубопровод, затем рукояткой с винтом, который вращается в гайке, приваренной к планке, и приспособление прижимает пробку к корпусу. На время ремонта кранов небольшого диаметра пробку можно прижать к корпусу газовым ключом, поместив одну его губку под корпусом, а другую -- на верхней части пробки.

Для замены сальниковой набивки отвертывают болты и поднимают крышку сальника, после чего удаляют старую сальниковую набивку, очищают корпус и шпиндель пробки от прилипшей набивки. Материал для сальниковой набивки выбирают так же, как и для задвижки.

Неплотное перекрытие потока воды в пробковых кранах ликвидируют притиркой.

После окончания притирки пробку тщательно протирают, промывают для удаления остатков абразивной пасты и смазывают густым смазочным материалом. Затем очищают корпус и собирают кран.

Утечку в местах присоединения кранов к трубопроводам ликвидируют так же, как утечку в резьбовых соединениях. При необходимости разборки резьбового соединения или съема крана с трубопровода вначале разбирают сгон, который обязательно установлен перед каждым краном, и выворачивают его из корпуса крана. Затем корпус снимают с резьбы на трубопроводе. Если кран расположен близко к стене, то сначала демонтируют на кране все выступающие части (крышку сальника, пробку), а затем разводным ключом отвертывают корпус.

**Вентили.** Вентили имеют такие же неисправности, что и пробковые краны. Кроме того, возможны изнашивание резьбы на шпинделе, попадание посторонних частиц в корпус вентиля, повреждение седла вентиля.

Утечку через сальниковое уплотнение ликвидируют подтягиванием сальниковой гайки либо заменяют сальниковую набивку.

В том случае, если трубопровод перекрыть невозможно, перед заменой сальниковой набивки шпиндель с клапаном поднимают вверх до упора, вращая маховичок против часовой стрелки. При этом клапан верхней поверхностью прижмется к крышке корпуса и частично перекроет зазор, по которому поступает вода. Для герметичного перекрытия этого зазора, чтобы исключить утечку при замене сальниковой набивки вентиля, над клапаном на шпиндель устанавливают резиновую прокладку толщиной 3—4 мм, т. е. как в задвижке (см. выше).

При подъеме шпинделя вверх не следует прилагать больших усилий к маховичку, так как это может привести к отрыву клапана от шпинделя.

Неплотное перекрытие потока в вентилях для воды наблюдается при изнашивании уплотнительной прокладки или резьбы на шпинделе, выпадении прокладки из клапана, попадании посторонних предметов между клапаном и седлом, повреждении седла.

Изошенную прокладку заменяют новой, выполненной из того же материала, что и прежняя (из резины, кожи, теплостойкой резины, паронита, фибры).

Для замены прокладки перекрывают подачу воды в трубопровод, на котором установлен вентиль, и разводным ключом вывертывают крышку корпуса. Отвернув гайку, крепящую прокладку, удаляют изношенную прокладку. Новую прокладку вырубают пробойником и устанавливают, надежно закрепляя гайкой. Для того чтобы гайка самопроизвольно не отворачивалась, резьбу, выступающую из гайки, покрывают слоем водостойкой краски.

Перед сборкой вентиля шпиндель с клапаном ввертывают в крышку корпуса и резьбу на крышке покрывают графитовой смазкой. При этом необходимо проверить прокладку под головкой вентиля и, если она повреждена, заменить ее.

Неплотное перекрытие потока в вентилях ликвидируют притиркой металлических уплотнительных поверхностей (клапана и седла).

Износ резьбы на шпинделе не позволяет плотно прижать клапан к седлу: маховичок прокручивается и поток воды не перекрывается. В этом случае перекрывают поступление воды в трубопровод и вывертывают крышку из корпуса. Затем, вращая маховичок по часовой стрелке, вывертывают шпиндель из крышки. Если резьба на шпинделе изношена или повреждена, то шпиндель заменяют. Для этого снимают маховичок, отвертывают (ослабляют) сальниковую гайку и вынимают шпиндель, снимают клапан, вынув стопорное кольцо. Новый шпиндель устанавливают в обратном порядке.

При отсутствии нового шпинделя работоспособность вентиля для воды можно восстановить, установив утолщенную прокладку. В связи с тем что утолщенная прокладка сужает проходное сечение вентиля, такой ремонт можно проводить только на нижних этажах здания, где давление в водопроводной сети высокое.

Посторонние частицы (окалина, стружка, песок) между клапаном и седлом сначала пытаются удалить промывкой. Для этого открывают водоразборную арматуру, установленную после вентиля, и несколько раз открывают и закрывают вентиль, вращая маховичок. Если при этом герметичность не восстанавливается, т. е. вода при закрытом вентиле выливается через открытую водоразборную арматуру, то снимают крышку корпуса и удаляют посторонние частицы из корпуса и клапана.

При повреждении седла раковины можно срезать, используя фрезу. Для этого направляющую втулку с фрезой ввертывают в корпус вентиля вместо крышки. Фрезерование поверхности седла осуществляется режущими кромками при повороте фрезы вокруг оси. Если не удастся удалить раковину фрезерованием, то заменяют корпус или, рассверлив отверстие, вставляют новое седло, выточенное из бронзы или латуни на токарном станке.

**Обратные клапаны.** Ремонт обратных клапанов (подъемных и поворотных) производят при неплотном перекрытии обратного потока воды и разрушении корпуса и деталей.

Неплотное перекрытие обратного потока наблюдается при разрушении уплотнительных поверхностей клапана и седла и попадании посторонних предметов между ними, повреждении и изнашивании осей и шарниров поворотных клапанов.

Разрушение уплотнительных поверхностей клапанов и седел и попадание посторонних предметов в них устраняют так же, как в вентилях.

Поврежденные оси поворотных клапанов заменяют, предварительно разобрав клапан. При изнашивании шарнира (серьги) поворотного клапана производят восстановительный ремонт путем заварки изношенного отверстия и последующего его рассверливания до требуемого диаметра либо рассверливают отверстие большего диаметра, чем прежде, после чего запрессовывают в него стальную или латунную втулку с внутренним диаметром, соответствующим наружному диаметру оси поворотного клапана.



Разрушение стальных корпусов и деталей ликвидируют сваркой, чугунных — заменой.

**Регулирующая арматура.** При утечке воды через сальниковое уплотнение при неплотном перекрытии потока регулирующую арматуру (регулятор давления, расход температуры) ремонтируют так же, как запорную.

Краны двойной регулировки, установленные в помещениях, где наблюдается перегрев, разбирают и проверяют наличие регулирующего стакана. Если стакана нет, кран заменяют.

После ремонта трубопроводную арматуру испытывают на прочность и плотность корпуса давлением 1,6 МПа.

Жесткие требования к обеспечению герметичности предъявляются к уплотнению шпинделя и к соединению корпуса с крышкой арматуры. В арматуре больших диаметров применяют сальниковые уплотнения с длинным гнездом, в котором размещают одно или несколько разделительных колец, позволяющих контролировать протечку и удалять проникающую через сальник рабочую среду. Кроме того, применяют многоступенчатые сальники.

Одним из основных факторов, определяющих длительную и надежную работу сальниковых уплотнений в арматуре, является материал для сальниковой набивки. Он должен обеспечивать герметичность и не коррелировать поверхность шпинделя, соприкасающуюся с набивкой.

Набивка должна быть устойчивой к износу, чтобы не засорять разделительные кольца сальникового гнезда и чтобы частицы набивки не попадали в рабочую среду. Кроме того, набивка должна минимально изменяться в объеме.

В качестве материала для уплотнений сальника энергетической арматуры применяют прессованные асбографитовые кольца марки АГ-50 с прослойками графита тигельного чешуйчатого. В целях исключения возможной электрохимической коррозии поверхностей, сопрягающихся с сальниковой набивкой, изделия арматуры поставляются с временной сальниковой набивкой марки АС, пропитанной ингибитором Г-2.

В качестве набивки для обратных клапанов допускается применять предварительно спрессованные кольца марки АС, выполненные из асбестового шнура сквозного плетения с прослойками графита тигельного чешуйчатого.

Для сальника плавающей крышки, грундбуксы тарелки предохранительных клапанов допускается применение предварительно спрессованных колец из шнуровой набивки марки АПРПС. Сальник поршня в тарелке предохранительных клапанов выполняют предварительно спрессованными кольцами из шнуровой набивки марки АПРПС с установкой между кольцами набивки прокладок из стали 08Х18Н10Т.

Набивка сальников производится равномерно, с применением специальных разрезных втулок, позволяющих производить уплотнение каждого кольца, начиная с самого нижнего. При набивке асбестовые кольца нужно расположить замками в разбежку, т.е. у двух соседних колец замки

должны быть повернуты относительно друг друга на  $180^\circ$ , у следующей пары колец замки располагать также, но относительно первой пары повернуть на  $90^\circ$  С и т.д.

При затяжке сальника с установленной в сальниковой камере грундбуксой следить, чтобы внутренний диаметр грундбуксы располагался концентрично относительно поверхности шпинделя. Контроль за концентричностью осуществляется с использованием фольги из цветного металла.

В процессе затяжки гаек откидных болтов необходимо проверять подвижность фольги, отсутствие ее прижатия к поверхности шпинделя.

После окончания набивки сальника нужно вручную приводом на маховике опустить и поднять шпиндель на весь ход затвора и убедиться, наблюдая за зазором между шпинделем и грундбуксой, что поверхность шпинделя не касается поверхности грундбуксы. Кроме того, осмотром поверхности шпинделя убедиться в отсутствии на ней каких-либо следов повреждений.

### **Практическая часть**

1. Провести разбор трубопроводной арматуры.
2. Устранить неисправность запорной арматуры.
3. Сменить сальниковое уплотнение ТПА.

## Практическая работа № 7

### Определение параметров пласта скважин при установившемся режиме

Фонтанная скважина исследована на приток путем изменения режима работы сменой штуцера и замера дебита и забойного давления при каждом режиме.

Исходные данные: эффективная мощность пласта  $h, м$ ; условный радиус контура питания  $R_k = 250 м$ ; радиус забоя скважины  $r_c = 0.124 м$ ; относительная плотность нефти  $\rho_n$ ; динамическая вязкость нефти в пластовых условиях  $\mu, мПа \cdot с$ ; объемный коэффициент нефти  $b_n$ ; коэффициент, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины  $c = 11.2$ ; пластовое давление  $P_{пл} = 28 МПа$ .

Требуется определить коэффициент продуктивности скважины, коэффициент проницаемости призабойной зоны, гидропроводность. Данные исследования скважины приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные исследования скважины при стационарных режимах фильтрации

Режим фонтанирования скважины	Дебит нефти $Q, т/сут$	Депрессия $\Delta P = P_{пл} - P_{заб}, МПа$
1	12.5	1.0
2	32.0	2.3
3	55.0	4.1
4	65.5	4.9

По данным таблицы 1 строим индикаторную линию в прямоугольной системе координат

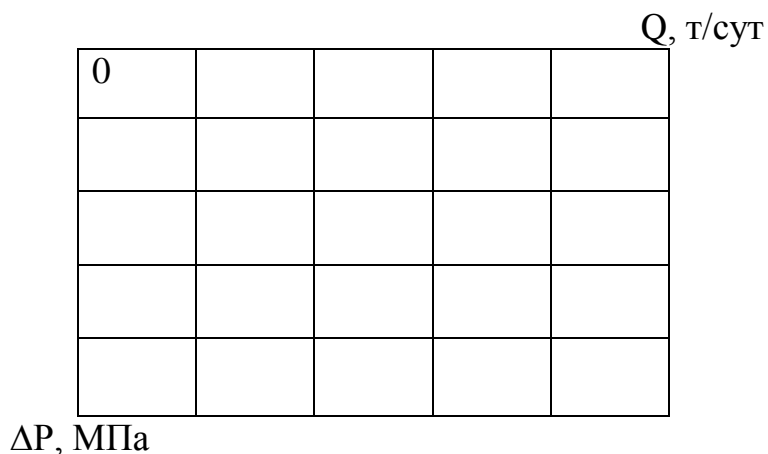


Рис. 1 – Индикаторная линия  $Q = f(\Delta P)$

Находим коэффициент продуктивности скважины. Для этого можно взять любую точку на индикаторной линии.

$$K_n = Q/\Delta P, \text{ м/сут МПа}$$

Зная коэффициент продуктивности скважин, можно определить коэффициент проницаемости призабойной зоны пласта по формуле

$$k = K_n b_H \mu (2.3 \lg R_K / r_c + C) / (2\pi h \rho_H), \text{ м}^2$$

Теперь найдем гидропроводность пласта

$$\varepsilon = kh/\mu, \text{ м}^3 / \text{Па} \cdot \text{с}$$

Для решения задачи предлагаются следующие данные по вариантам

Вариант	h , м	$\rho_H$	$\mu$ , мПа с	$b_H$
1	9	0.86	1.1	1.6
2	11	0.85	1.3	1.5
3	8	0.86	1.1	1.7
4	12	0.85	1.2	1.6
5	10	0.86	1.1	1.4
6	7	0.85	1.3	1.2
7	6	0.86	1.15	1.3
8	12	0.84	1.23	1.36
9	11.5	0.87	1.28	1.43
10	10.7	0.85	1.34	1.33

## Практическая работа № 8,9

### Определение параметров пласта при неустановившемся режиме Построение индикаторной кривой восстановления забойного давления

Фонтанная скважина после остановки исследована на приток путем снятия кривой восстановления давления на забое.

Исходные данные: дебит нефти до остановки скважины  $Q, \text{м}^3/\text{сут}$ ; забойное давление  $P_z, \text{МПа}$ ; эффективная мощность пласта  $h, \text{м}$ ; объемный коэффициент нефти  $b_n$ , относительная плотность нефти в атмосферных условиях  $\rho_n = 0.86$ ; вязкость нефти  $\mu_n = 1.5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ;

коэффициент пористости  $m = 0.2$ ; коэффициент сжимаемости нефти  $\beta_n = 9.42 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}$ ; коэффициент сжимаемости породы  $\beta_p = 3.6 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}$ ; радиус условного контура питания  $R_k, \text{м}$ ; радиус скважины на забое (по долоту)  $r_c = 12.4 \text{ см}$ .

Требуется определить коэффициенты проницаемости, пьезопроводности и гидропроводности пласта, приведенный радиус скважины, коэффициент продуктивности и коэффициент гидродинамического совершенства скважины.

Данные исследования скважины представлены в табл. 8.1.

По полученным данным строим кривую восстановления давления в полулогарифмических координатах  $\Delta p$  и  $\lg t$ .

*Определение параметров пласта.* Найдем наклон  $i$  прямолинейного участка этой кривой к оси абсцисс ( $\text{tg } \alpha$ ) по двум крайним точкам прямой (18 и 9, см. табл. 8.1):

$$i = \text{tg } \alpha = (\Delta p_{18} - \Delta p_9) / (\lg t_{18} - \lg t_9)$$

Номер точки	$\lg t$	$\Delta p_z, \text{МПа}$	Номер точки	$\lg t$	$\Delta p, \text{МПа}$
1	1.48	0.002	10	4.27	2.24
2	1.78	0.035	11	4.48	2.32
3	2.48	0.170	12	4.85	2.46
4	2.95	0.570	13	5.00	2.55
5	3.23	1.150	14	5.08	2.56
6	3.40	1.400	15	5.18	2.60
7	3.60	1.750	16	5.27	2.63
8	3.89	2.020	17	5.37	2.68
9	4.00	2.120	18	5.42	2.70

Так как масштабы на осях ординат взяты разные, то геометрическая величина угла на графике не соответствует найденному наклону  $i$  прямолинейного участка кривой.

Измерим отрезок на оси ординат от нуля до точки пересечения этой оси с продолжением прямолинейного участка кривой восстановления давления ( $A = 0.5 \text{ МПа}$ ).

Определим коэффициент проницаемости пласта в радиусе контура питания по формуле

$$k = 0.183 Q \mu_n b_n / (i h).$$

где  $Q$  – дебит нефти,  $\text{м}^3/\text{с}$   
Следовательно,

$$Q = Q / (\rho_n * 86400), \text{м}^3/\text{с}$$

Коэффициент пьезопроводности

$$\alpha = k / (\mu_n (m \beta_n + \beta_n)), \text{м}^2/\text{с}$$

Приведенный радиус скважины

$$r_{np} = \sqrt{2.25 \alpha / 10^{A/i}}, \text{м}$$

Гидропроводность пласта

$$\varepsilon = kh / \mu, \text{м}^3/\text{Па} * \text{с}$$

Коэффициент продуктивности скважины определяется по формуле

$$K_n = 0.236 \rho_n (kh / \mu) / (b_n (lg R_k - lgr_{np})), \text{м}^3/\text{сут МПа}$$

Коэффициент гидродинамического совершенства скважины

$$\varphi = (lg R_k - lgr_c) / (lg R_k - lgr_{np})$$

Для решения задачи предлагаются следующие данные по вариантам

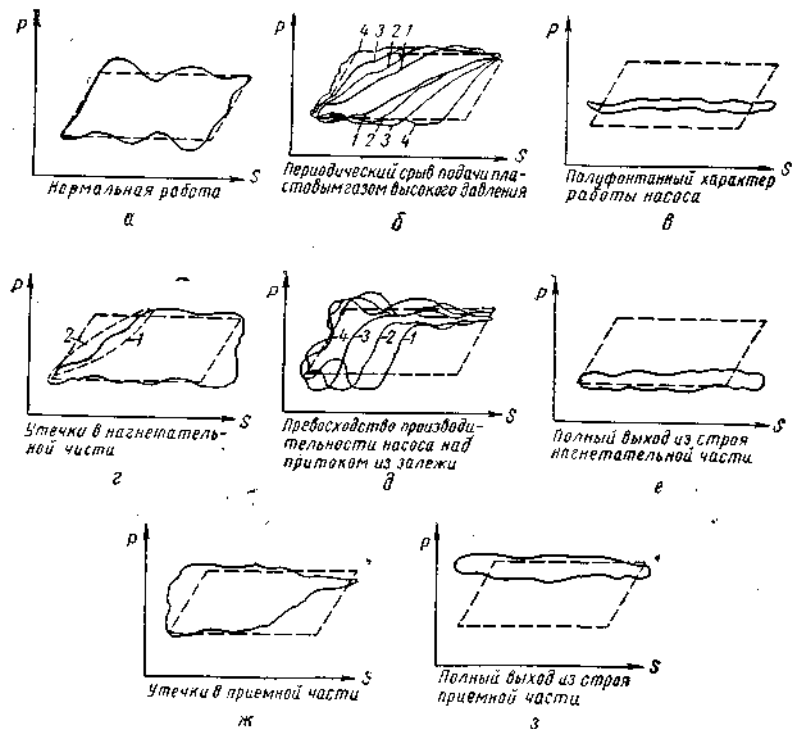
Вариант	Q, т/сут	Pз, МПа	h, м	bн	Rк, м
1	80	2.7	8	1.1	200
2	60	3.0	7	1.2	210
3	90	3.5	6	1.3	220
4	70	3.2	9	1.4	230
5	50	2.5	10	1.5	240

6	100	4.0	11	1.6	250
7	110	4.2	12	1.34	215
8	75	3.8	9	1.28	225
9	87	3.0	11.5	1.43	245
10	96	3.7	13	1.4	218

## Практическая работа № 10

### Обработка эхограмм. определение уровня жидкости в скважине

1. Используя данные, полученные с помощью эхолота, определить динамический уровень в скважине, при условии: скорость вращения каретки масштабного делителя  $v_{кар} = 100$  мм/с, расстояние до репера  $H_p = 250$  м; расстояние прохождения звуковой волны до репера  $T_p = 70$  мм, а до уровня  $T_{ур} = 86$  мм.
2. Определить забойное давление для первого режима работы скважины, при проведении эхолотометрии с использованием регулятора противодавления в затрубном пространстве для следующих исходных данных: относительная плотность газа в затрубном пространстве  $\rho_r = 0,8$ ; средняя температура газа в затрубном пространстве  $T_{cp} = 290$  К; коэффициент сжимаемости газа  $z = 0,65$ ; глубина забоя скважины  $L = 1500$  м; глубина спуска НКТ  $L_{нкт} = 1000$  м; затрубные давления изменялись от  $P_1 = 0,6$  МПа до  $P_2 = 0,9$  МПа;  $T_{ур1} = 900$  мм;  $T_{ур2} = 1000$  мм; скорость продвижения звуковой волны соответствует данным предыдущей задачи.
3. Расшифровать динамограмму работы УСШН и определить коэффициенты подачи насоса, наполнения, упругих деформаций и подачу насоса для следующих исходных данных: глубина спуска насоса  $L_n = 1000$  м; насос НСН-32; колонна штанг двухступенчатая, первая ступень диаметром  $d_1 = 16$  мм длиной  $L_1 = 400$  м, вторая –  $d_2 = 19$  мм; длина хода полированного штока  $S = 2,1$  м; число двойных качаний балансира  $n = 6$  кач/мин; средняя плотность газожидкостной смеси в скважине  $\rho_{ж} = 800$  кг/м<sup>3</sup>.



Решение:



1)  $v_{cp} = 2 \cdot H_p / T_p = 250 / 3,5 = 71,4$  м/с → средняя скорость движения звука в межтрубном пространстве;

$$H_{дин} = v_{cp} \cdot T_{ур} / 2 = 71,4 \cdot 8,6 / 2 = 307 \text{ м.}$$

Ответ: динамический уровень  $H_{дин} = 307$  м.

2)  $P_3 = P_6 + (L - L_{нкт}) \cdot \rho_{ж} \cdot q$ , где:

$P_6$  – давление на башмаке НКТ;  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости;

$$P_6 = P_{зат} \cdot e^{0,03415 \cdot H \cdot \rho / (z \cdot T)}, \text{ здесь } H = L_{нкт}.$$

$$P_{61} = 0,6 \cdot e^{0,03415 \cdot 1000 \cdot 0,8 / (0,65 \cdot 290)} = 0,695 \text{ МПа, аналогично и } P_{62}.$$

$$P_{62} = 1,04 \text{ МПа.}$$

$\rho_{ж} = \Delta P_6 / (q \cdot \Delta H) \leftrightarrow H_1 = 71,4 \cdot 4,5 = 321,3$  м → динамический уровень для 1 режима.

$$H_2 = 71,4 \cdot 5 = 357 \text{ м} \rightarrow \text{для 2 режима.}$$

$$\rho_{ж} = 345000 / (10 \cdot 35,7) = 980,4 \text{ кг/м}^3.$$

$$P_{31} = 0,69 + (1500 - 1000) \cdot 980,4 \cdot 10 = 5,59 \text{ МПа.}$$

Ответ: для 1 режима  $P_3 = 5,59$  МПа.

3)  $\eta = \gamma \cdot \beta$  → коэффициент подачи насоса;

$\beta = A_D / A'_D$  → коэффициент наполнения;

$\gamma = B_C / B''C$  → коэффициент упругих деформаций.

Из графика (динамограммы):  $A_D = 1,5$ ;  $A'_D = 1,71$ ;  $B_C = 1,41$ ;  $B''C = 2,1$ .

$$\beta = 1,5 / 1,71 = 0,877.$$

$$\gamma = 1,41 / 2,1 = 0,67.$$

$$\eta = 0,877 \cdot 0,67 = 0,588.$$

$$Q = F_{пл} \cdot S \cdot n \cdot \eta \cdot 1440 = 8,04 \cdot 10^{-4} \cdot 2,1 \cdot 6 \cdot 0,588 \cdot 1440 = 8,58 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

## Практическая работа № 11

### Определение суточного дебита скважины

#### Исходные данные:

$$p_{пл} = \text{МПа}$$

$$p_{нас} = \text{МПа}$$

$$K_{пр} = 40 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$$

$$V'_r = 60000 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$L_c = \text{м}$$

$$\rho_{нп} = 850 \text{ кг}/\text{м}^3$$

$$\rho_{нд} = 902 \text{ кг}/\text{м}^3$$

$$G_0 = 40 \text{ м}^3/\text{т}$$

$$\alpha = 5 \text{ 1}/\text{МПа}$$

$$p_p = \text{МПа}$$

$$p_y = 0.8 \text{ МПа}$$

Исходные данные по вариантам:

Вар.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$p_{пл}$ , МПа	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
$p_{нас}$ МПа	6.2	6.6	7.1	7.3	7.5	7.7	7.9	8.0	8.2	8.4
$p_p$ МПа	4	4.2	4.4	4.7	4.9	5.2	5.4	5.6	5.7	6.0
$L_c$ , м	2000	2050	2100	2150	2200	2250	2300	2350	2400	2450

#### Рассчитать норму отбора жидкости из скважины

#### Решение:

1. Вычисляем забойное давление, МПа

$$p_{заб} = 0,75 \cdot p_{нас}$$

2. Норма отбора

$$Q = K_{пр}(p_{пл} - p_{заб}), \text{ т}/\text{сут}$$

3. Длина подъемника

$$H = L_c - (p_{заб} - p_б)/(\rho_{см}g), \text{ м}$$

$$\rho_{см} = 800 \text{ кг}/\text{м}^3$$

$$p_б = (p_p - 0.5)$$

4. Диаметр подъемника, мм

$$d = 400 \sqrt{\frac{\rho_n H}{p_б - p_y}} \cdot \sqrt[3]{\frac{QH}{\rho_n g H - p_б + p_y}}$$

$$\bar{\rho}_n = (\rho_{нд} + \rho_{нп})/2$$

Принимаем ближайший стандартный диаметр НКТ

5. Удельный расход на оптимальном режиме

$$R_{0 \text{ опт}} = \frac{0,388(\bar{\rho}_n g H + p_y - p_6)}{d^{0.5}(p_6 - p_y) \ln \frac{p_6}{p_y}}$$

6. Удельный расход нагнетаемого газа, м<sup>3</sup>/т

$$R_{0 \text{ наг}} = R_{0 \text{ опт}} - \left[ G_0 - \alpha \frac{(p_6 + p_y)}{2} \right]$$

7. Общий расход газа, м<sup>3</sup>

$$V_{\Gamma} = QR_{0 \text{ наг}}$$

## Практическая работа № 12

### Построение индикаторных кривых и определение забойного давления фонтанной скважины

Рассчитать забойные давления в фонтанной скважине глубиной  $L_c = 1800$  м и внутренним диаметром эксплуатационной колонны  $D_{эк} = 0.1503$  м. Продукция скважины обводнена; обводненность  $B = 0.3$ . Плотность дегазированной нефти  $\rho_{нд} = 864$  кг/м<sup>3</sup>, плотность пластовой нефти  $\rho_{нп} = 805$  кг/м<sup>3</sup>, плотность воды  $\rho_v = 1160$  кг/м<sup>3</sup>, относительная плотность газа  $\bar{\rho}_r = 1.05$  кг/м<sup>3</sup>, объемный коэффициент нефти  $b_n = 1.16$ , кинематическая вязкость в пластовых условиях  $\nu_{нп} = 2 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с. Скважина фонтанирует по колонне НКТ с внутренним диаметром  $d_{вн} = 0.0403$  м, спущенной на глубину  $H_б = 1050$  м.

Результаты исследования скважины:

Режим работы скважины	1	2	3	4
Дебит, м <sup>3</sup> /сут	120	86	72	25
Затрубное давление, МПа	0.5	0.75	1	1.5
Динамический уровень, м	350	227	100	25

#### Решение.

1. Для режима 1 рассчитаем число Рейнольдса

$$Re_n = 1,274 Q_{нд} b_n / (86400 D_{эк} \nu_n),$$

2. Вычислим среднюю плотность нефти

$$\bar{\rho}_n = (\rho_{нп} + \rho_{нд}) / 2.$$

3. Плотность водонефтяной смеси

$$\rho'_{вн} = \bar{\rho}_n + (\rho_v - \bar{\rho}_n) B,$$

4. Перепад давления рассчитывается по формуле

$$\Delta p_{сс} = (\rho'_{вн}) g (L_c - H_б)$$

5. Глубина погружения башмака лифта под динамический уровень

$$h_{п} = H_б - H_{дин}$$

6. По рисунку 12.1 для  $h_{п}$  и  $p_{затр} = 0.5$  МПа находим  $\rho_{сз} / \rho_{жз}$ .

Здесь  $\rho_{жз}$  – плотность жидкой фазы в затрубном пространстве, вычисляется по формуле:

$$\rho_{жз} = 1,07 \rho_{нд}, \text{ а затем находим } \rho_{сз}.$$

$$\rho_{сз} = \dots \cdot \rho_{жз}$$

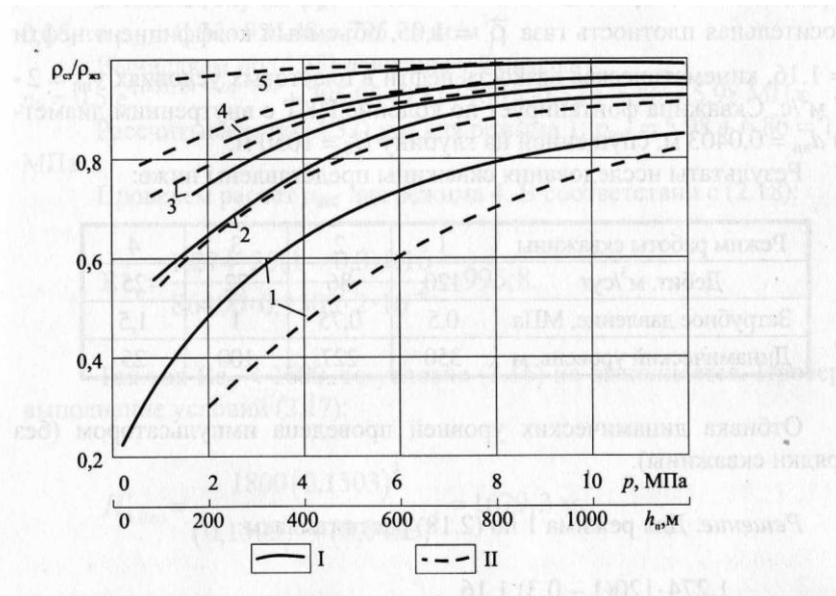


Рис. 12.1

Зависимости относительной плотности смеси в затрубном пространстве от давления (I), глубины погружения (II):  
 1, 2, 3, 4 и 5 – соответственно при давлении в затрубном пространстве 0; 0,5; 1; 1,5 и 3 МПа

7. Давление у башмака лифта рассчитываем по формуле

$$p_б = p_{затр} e^{0,0001 \bar{\rho}_Г H_{дин}} + \rho_{сз} g h_{п}$$

8. Рассчитываем забойное давление для 1 режима.

$$p_{заб} = p_б + \Delta p_{сс}$$

9. Определяем забойное давление для 2, 3 и 4 режимов.

Исходные данные по вариантам:

Вар.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$b_n$	1.17	1.18	1.19	1.20	1.21	1.21	1.22	1.23	1.24	1.25
$\rho_{нд},$ кг/м <sup>3</sup> ,	850	854	858	862	866	870	872	876	880	884
$\rho_{нп},$ кг/м <sup>3</sup> ,	804	806	808	810	812	814	816	818	820	822
$L_c, м$	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400	2500

## Практическая работа № 13

### Обработка результатов исследования фонтанной скважины

**Задача.** Используя результаты исследования фонтанной скважины, рассчитать коэффициенты А и В и записать уравнение притока нефти в данную скважину.

Результаты ее исследования:

Режим работы скважины	1	2	3	4	5
Дебит нефти, т/сут	45	99	153	195	0
Забойное давление, МПа	21.2	18.85	14.93	10.98	$p_{пл}$
Депрессия, МПа					

Значения  $p_{пл}$ , МПа по вариантам

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
21.4	21.6	21.8	22	22.2	22.4	22.6	22.8	23.0	23.2
<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
21,8	22,0	22,3	22,5	22,7	22,9	23,4	23,6	23,3	24,0

Замер забойных давлений проведен скважинным манометром.

#### Решение.

1. По результатам исследований строим индикаторную кривую скважины. Предварительно необходимо рассчитать депрессию на каждом режиме работы.

2. Обрабатываем результаты исследования, используя закон фильтрации. Рассчитываем величины  $\Delta p/Q$ :

$$(\Delta p/Q)_1 = , \text{ МПа} \cdot \text{сут/т}$$

$$(\Delta p/Q)_2 = , \text{ МПа} \cdot \text{сут/т}$$

$$(\Delta p/Q)_3 = , \text{ МПа} \cdot \text{сут/т}$$

$$(\Delta p/Q)_4 = , \text{ МПа} \cdot \text{сут/т}$$

3. Строим зависимость  $\Delta p/Q = f(Q)$ .

4. Экстраполируя полученную прямую до пересечения с осью  $\Delta p/Q$ , находим коэффициент А.

5. Коэффициент В характеризует угол наклона прямой к оси Q (угол  $\beta$ ):

$$B = \operatorname{tg}\beta = ((\Delta p/Q)_2 - (\Delta p/Q)_1)/(Q_2 - Q_1), \text{ МПа}\cdot\text{т/сут}^2$$

Выбираем на прямой любые две точки 1 и 2, находим для них  $(\Delta p/Q)_1$  и  $(\Delta p/Q)_2$ .

6. Уравнение притока для данной скважины имеет вид:

$$\Delta p = AQ + BQ^2$$

## Практическая работа № 14

### Исследование газлифтной скважины методом установившихся отборов

Обработать результаты исследования газлифтной скважины и построить индикаторную линию, если подъемник спущен до интервала перфорации на глубину  $H_6 = 1260$  м. Относительная плотность рабочего агента  $\bar{\rho}_r = 1.05 \text{ кг/м}^3$ . Результаты исследования представлены ниже.

#### Решение.

1. По результатам исследований строим графические зависимости, представленные на рисунке 14.1.

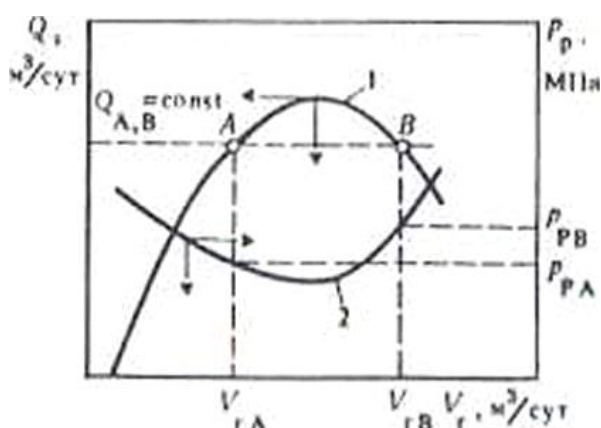


Рис. 14.1

2. Для фиксированного значения дебита в точках А и В определяем расходы газа ( $V_{rA}$  и  $V_{rB}$ ), а также соответствующие рабочие давления ( $p_{pA}$  и  $p_{pB}$ ).

3. Рассчитываем коэффициент  $m$  по формуле:

$$m = (p_{pB}^2 - p_{pA}^2) / (V_{rB}^2 - V_{rA}^2), \text{ МПа}^2 \cdot \text{сут}^2 / \text{м}^6$$

4. Вычисляем давления у башмака (забойные давления) для каждого режима исследования по формуле:

$$p_6 = \sqrt{p_p^2 - mV_r^2} + p_p(e^{0.000114\bar{\rho}_r H_6} - 1)$$

Для режима 1:

...

Для режима 5:

5. По результатам расчетов, учитывая, что подъемник спущен до интервала перфорации ( $p_6 = p_{\text{заб}}$ ), строим зависимость  $Q = f(p_{\text{заб}})$ . Экстраполируя эту зависимость, находим пластовое давление.



По известному забойному давлению рассчитываем депрессии и строим индикаторную линию  $Q = f(\Delta p)$ .

Исходные данные по вариантам:

Для 1 варианта:

Режим работы скважины	1	2	3	4	5
Рабочее давление, МПа	6.18	5,55	4.9	5,05	6.1
Дебит скважины, т/сут	36	90	124	117	82
Расход газа, м <sup>3</sup> /сут	2600	4400	7600	11600	14000

Для 2 варианта:

Режим работы скважины	1	2	3	4	5
Рабочее давление, МПа	6.20	5,30	4.7	5,10	6.05
Дебит скважины, т/сут	38	92	126	119	84
Расход газа, м <sup>3</sup> /сут	2800	4600	7800	11800	15000

Для 3 варианта:

Режим работы скважины	1	2	3	4	5
Рабочее давление, МПа	6.15	5,45	4.60	5,00	6.12
Дебит скважины, т/сут	34	88	122	115	80
Расход газа, м <sup>3</sup> /сут	2700	4500	7700	11700	16000

Для 4 варианта:

Режим работы скважины	1	2	3	4	5
Рабочее давление, МПа	6.22	5,70	4.8	5,15	6.2
Дебит скважины, т/сут	37	91	126	119	83
Расход газа, м <sup>3</sup> /сут	2500	4300	7500	11500	13000

## Практическая работа № 15

### Определение уровня загазованности воздуха с помощью газоанализатора

**Цель работы:** ознакомиться с требованиями, предъявляемыми к качеству воздуха рабочей зоны, методами и приборами газового анализа; выполнить практические замеры концентраций газов и паров в воздухе производственных помещений и сравнить их с санитарными нормами.

**Приборы и оборудование:** Газоанализатор

#### 1. Теоретическая часть

Человек в состоянии покоя за 1 мин вдыхает 6–8 л воздуха, при работе этот объем увеличивается и может достигать 100–120 л/мин. Поэтому присутствие даже небольших количеств вредных веществ в воздухе рабочей зоны может привести к отравлениям и заболеваниям.

Пары и газы, возникающие в производственном процессе и при хранении химических веществ, могут проникать в организм человека через органы дыхания, желудочно-кишечный тракт, неповрежденную кожу и при этом воздействовать на его ткани и биохимические системы, вызывая нарушения процессов нормальной жизнедеятельности.

Вредные вещества – вещества, которые при контакте с организмом человека могут вызвать профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья, обнаруживаемые современными методами, как в процессе воздействия вещества, так и в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений.

Вредные вещества могут поступать в организм человека тремя путями: через легкие, желудочно-кишечный тракт и неповрежденный кожный покров. Через дыхательные пути вредные вещества проникают в организм в виде паров, газов и пыли; через желудочно-кишечный тракт – чаще всего с загрязненных рук, но также и вследствие заглатывания пыли, паров, газов; через кожу проникают органические химические вещества преимущественно жидкой, маслянистой и тестообразной консистенции.

Из организма вредные вещества могут выделяться через легкие, почки, желудочно-кишечный тракт, кожу. Через легкие выделяются летучие вещества, не изменяющиеся или медленно изменяющиеся в организме (бензин, бензол, хлороформ, этиловый эфир и др.).

Через почки выделяются хорошо растворимые в воде вещества и продукты их превращения в организме. Плохо растворимые вещества,

например тяжелые металлы – свинец, ртуть, марганец и другие, выделяются через почки медленно.

Через желудочно-кишечный тракт выделяются плохо растворимые или нерастворимые вещества – свинец, ртуть, марганец, сурьма и др.

Через кожу сальными железами выделяются все растворимые в жирах вещества.

Все производственные вредные вещества оказывают общее действие на организм. При этом для ряда токсических веществ характерно преимущественное действие в точке своего приложения (кислоты, щелочи), другие же оказывают резорбтивное воздействие (действие после всасывания в кровь).

Некоторые вещества кроме общего оказывают избирательное действие по отношению к тем или иным органам и системам. Окись углерода, например, обладает высоким сродством к гемоглобину, образуя с ним карбоксигемоглобин. Избирательным воздействием на гемоглобин обладают также нитро- и аминопроизводные бензола и его гомологов, образуя метгемоглобин.

Многие производственные яды являются химическими аллергенами, способными вызывать аллергические реакции: дерматит, бронхиальную астму, крапивницу и т. д.

В производственных условиях довольно часто происходит комбинированное действие на организм двух или нескольких веществ одновременно. Возможны три основных типа комбинированного действия химических веществ: синергизм – когда одно вещество усиливает действие другого вещества; антагонизм – когда одно вещество ослабляет действие другого; суммация (аддитивное действие) – когда действие веществ суммируется.

В большинстве случаев производственные яды в сочетании действуют по типу суммации.

Некоторые вещества, попадая в организм человека, могут накапливаться в нем, вызывая развитие опухолей. Такие вещества называются канцерогенами. Наиболее распространенными и поэтому представляющими наибольшую опасность считаются химические канцерогенные вещества.

Однако при соответствующих условиях (мощность дозы, длительность облучения) возможны заболевания раком кожи от воздействия рентгеновских и  $\gamma$ -лучей.

Таким образом, по характеру воздействия на организм человека вредные вещества подразделяются на шесть групп:

- общетоксические – вызывающие общее поражение организма (оксид углерода, цианистые соединения, ртуть, свинец, мышьяк и др.);
- раздражающие – поражающие поверхность тканей дыхательного тракта и слизистые оболочки (аммиак, хлор, ацетон, оксиды азота и др.);
- сенсibiliзирующие – вызывающие повышение реактивной способности организма, его клеток и тканей на внешнее раздражение, проявляющееся в аллергических реакциях организма (формальдегид, растворители и лаки на основе нитро- и нитрозосоединений и др.);

- мутагенные – воздействующие на генетический аппарат клетки (свинец, радиоактивные вещества и др.);
- канцерогенные – вызывающие образование в организме злокачественных опухолей (асбест, никель, окислы хрома и др.);
- влияющие на репродуктивную функцию организма (ртуть, марганец, свинец, стирол и др.).

При неправильной с гигиенической точки зрения организации труда и отсутствии специальных мер профилактики вредные вещества могут вызвать профессиональные отравления. По характеру возникновения и течения они делятся на острые и хронические.

**Острые профессиональные отравления** возникают за короткий срок, не более одной смены, часто мгновенно, при вдыхании больших концентраций паров или газов.

**Хронические отравления** происходят при вдыхании малых концентраций ядов в течение длительного времени, при этом симптомы отравления нарастают постепенно. Хронические отравления возникают либо вследствие постепенного накопления в организме самого яда (материальная кумуляция), либо, что бывает чаще, в результате суммирования изменений в организме, вызванных воздействием яда (функциональная кумуляция).

Наконец, производственные яды, помимо острого или хронического отравления, могут оказывать так называемое общее, неспецифическое действие – понижение общей неспецифической сопротивляемости другим вредным воздействиям, в частности инфекциям.

При любой форме отравления характер действия вредного вещества определяется степенью его физиологической активности – **токсичностью**.

Токсичность вещества зависит от ряда факторов: его состава и строения, физико-химических свойств и агрегатного состояния, концентрации в воздухе, путей проникновения в организм, продолжительности действия, дозы, а также от особенностей состояния организма человека.

Действие ядовитого вещества на организм может быть **местным и общим**. Типичным местным действием обладают газы и пары, вызывающие раздражение слизистых оболочек носа, горла, бронхов (пощипывание, сухой кашель и др.) и глаз (резь, боль, слезотечение).

Большинство промышленных ядов обладает резорбтивным действием, проявляя свою токсичность после всасывания в кровь.

Для оценки вредности химических веществ в воздухе рабочей зоны устанавливаются предельно допустимые концентрации (ПДК).

**Предельно допустимая концентрация** – концентрация вредного вещества, которая при ежедневной (кроме выходных дней) работе в течение 8 ч и не более 40 ч в неделю, в течение всего рабочего стажа не должна вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующего поколений.

По степени воздействия на организм человека вредные вещества подразделяются на 4 класса:

1 – **вещества чрезвычайно опасные** (ванадий и его соединения, оксид кадмия, карбонил никеля, озон, ртуть, свинец и его соединения, терефталевая кислота, тетраэтилсвинец, фосфор желтый и др.);

2 – **вещества высокоопасные** (оксиды азота, дихлорэтан, карбофос, марганец, медь, мышьяковистый водород, пиридин, серная и соляная кислоты, сероводород, сероуглерод, тиурам, формальдегид, фтористый водород, хлор, растворы едких щелочей и др.);

3 – **вещества умеренно опасные** (камфара, капролактамы, ксилит, нитрофоска, полиэтилен низкого давления, сернистый ангидрид, спирт метиловый, толуол, фенол, фурфурол и др.);

4 – **вещества малоопасные** (аммиак, ацетон, бензин, керосин, нафталин, скипидар, спирт этиловый, оксид углерода, уайт-спирит, доломит, известняк, магнезит и др.).

Класс опасности вредных веществ устанавливается в зависимости от норм и показателей, указанных в приложении 13.

Отнесение вредного вещества к классу опасности производится по показателю, значение которого является максимальным.

Средняя смертельная доза при введении в желудок – доза вещества, вызывающая гибель 50% животных при однократном введении в желудок.

Средняя смертельная доза при нанесении на кожу – доза вещества, вызывающая гибель 50% животных при однократном нанесении на кожу.

Средняя смертельная концентрация в воздухе – концентрация вещества, вызывающая гибель 50% животных при двух-четырёхчасовом ингаляционном воздействии.

Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО) – отношение максимально достижимой концентрации вредного вещества в воздухе при 20°C к средней смертельной концентрации вещества для мышей.

Зона острого действия – отношение средней смертельной концентрации вредного вещества к минимальной (пороговой) концентрации, вызывающей изменение биологических показателей на уровне целостного организма, выходящих за пределы приспособительных физиологических реакций.

Зона хронического действия – отношение минимальной (пороговой) концентрации, вызывающей изменение биологических показателей на уровне целостного организма, выходящих за пределы приспособительных физиологических реакций, к минимальной (пороговой) концентрации, вызывающей вредное действие в хроническом эксперименте по 4 ч, пять раз в неделю на протяжении не менее четырех месяцев. Предельно допустимое содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны регламентируется на рабочих местах независимо от их расположения – в производственных помещениях, в горных выработках, на открытых площадках, транспортных средствах для обеспечения производственного контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия вредных веществ на здоровье работников.

**Рабочая зона** – пространство высотой до 2 м над уровнем пола или площадки, где находятся места постоянного или временного (непостоянного) пребывания работников. На постоянном рабочем месте работник находится

большую часть своего рабочего времени (более 50% или более 2 ч непрерывно); при выполнении работ в различных пунктах рабочей зоны постоянным рабочим местом считается вся рабочая зона.

Фактическая концентрация вредного вещества в воздухе рабочей зоны не должна превышать ПДК.

**Среднесменная ПДК** – средняя концентрация, полученная при непрерывном или прерывистом отборе проб воздуха при суммарном времени не менее 75% продолжительности рабочей смены, или концентрация средневзвешенная во времени длительности всей смены в зоне дыхания работников на местах постоянного или временного их пребывания.

Величины ПДК некоторых веществ приведены в приложении 12.

При одновременном содержании в воздухе рабочей зоны нескольких вредных веществ разнонаправленного действия величины гигиенических нормативов остаются такими же, как и при изолированном действии.

При одновременном содержании в воздухе рабочей зоны нескольких вредных веществ однонаправленного действия сумма отношений фактических концентраций каждого из них ( $K_1, K_2, \dots, K_n$ ) в воздухе к их ПДК ( $ПДК_1, ПДК_2, \dots, ПДК_n$ ) не должна превышать единицы:

$$\frac{K_1}{ПДК_1} + \frac{K_2}{ПДК_2} + \dots + \frac{K_n}{ПДК_n} \leq 1 \quad (1)$$

Контроль содержания вредных веществ в воздухе проводится при характерных производственных условиях с отбором проб в зоне дыхания на рабочих местах постоянного и временного пребывания работников. При наличии идентичного оборудования или выполнении одинаковых операций контроль проводится выборочно на отдельных рабочих местах, расположенных в центре и на периферии помещения.

Содержание вредного вещества в данной конкретной точке определяется следующим суммарным временем отбора проб: для токсических веществ – не менее 15 минут, для веществ преимущественно фиброгенного действия – 30 минут. За данный период времени может быть отобрана одна или несколько последовательных проб через равные промежутки времени. Результаты, полученные при однократном отборе или при усреднении последовательно отобранных проб, сравнивают с величинами максимально разовой ПДК.

В течение смены и (или) на отдельных этапах технологического процесса в одной точке должно быть последовательно отобрано не менее двух проб. Для аэрозолей преимущественно фиброгенного действия допускается отбор одной пробы.

При возможном поступлении в воздух рабочей зоны вредных веществ с остронаправленным механизмом действия должен быть обеспечен непрерывный контроль с сигнализацией о превышении ПДК. Периодичность контроля определяется в зависимости от класса опасности вредного вещества, характера технологического процесса (непрерывный, периодический) и устанавливается: для I класса – не реже 1 раза в 10 дней, II класса – не реже 1 раза в месяц, III и IV классов – не реже 1 раза в квартал.

Для контроля воздушной среды применяются лабораторные, индикационные и экспресс-методы. Существуют также автоматические приборы контроля газовой среды.

6 Методы анализа загазованности воздушной среды Для анализа загазованности воздушной среды (санитарно-химический контроль воздуха) известны свыше 200 методик, которые основаны на

**Лабораторные методы** очень точны и дают возможность определить микроколичества токсичных веществ в воздухе. При применении этого метода берется проба воздуха в производственном помещении и анализируется в лаборатории. Однако такие методы требуют значительного времени и применяются главным образом в исследовательских работах. Для этой цели используют различные методы химического (объемные и весовые) и физико-химического (фотоколориметрия, спектроскопия, кулонометрия, хроматография, полярография и др.) анализа.



а – универсальный газоанализатор «УГ-2»; б – переносной газосигнализатор формальдегида «Флора-В-ЖКИ»; в – газосигнализатор углеводородов «УСГ-4»; г – газоанализатор бензинов «Seitron Chemist 200 PLUS AS0625A»; д - переносной газоанализатор-детектор монооксида углерода, сероводорода и углеводородов «BX616».

Рисунок 15.1 - Классическое (а) и современное (б-д) оборудование для анализа загазованности воздушной среды.

**Индикационные методы** отличаются простотой, с их помощью можно быстро определить качественный состав загрязнителей. Индикационные методы применяются, когда нежелательно присутствие токсичных веществ даже в малых концентрациях, а при их наличии требуются особые срочные меры (пуск аварийной вентиляции, нейтрализация загазованного участка, применение средств индивидуальной защиты и т. д.). Однако количественное определение токсичных веществ в воздухе при помощи индикационных методов можно произвести весьма ориентировочно. В основу индикационных методов положены цветные реакции между загрязненным воздухом и поглотительным раствором или реактивной бумажкой. По интенсивности окрашивания поглотителя можно ориентировочно судить о концентрации определяемого вещества в воздухе.

**Экспресс-методы** служат для качественного и количественного определения концентрации вредных паров и газов непосредственно в

рабочей зоне. Для проведения контроля экспресс-методами применяются газоанализаторы марок УГ, химический газоопределитель ГХ, газоанализатор типа ПГФ 2М1-ИЗГ и др. Экспресс-методы преимущественно основаны на получении цветной реакции при взаимодействии определяемого вещества с твердым сорбентом – индикаторным порошком, помещенным в узенькую стеклянную трубку. При просасывании загрязненного воздуха через трубку индикаторный порошок окрашивается на определенную длину, по величине которой судят о концентрации определяемого вещества. Основные положения линейно-колористического метода реализованы в газоанализаторах УГ-1 и УГ-2.

**Автоматические газоанализаторы** непрерывного действия осуществляют обычно непрерывную регистрацию уровня загазованности на диаграммной ленте. Газоанализаторы могут обладать различной чувствительностью. Газоанализаторы, настроенные на уровни ПДК или показатели взрывоопасности, при достижении соответствующей концентрации дают световой или звуковой сигнал, автоматически включают вентиляцию и т. п. Такие приборы называются газосигнализаторами.

К газосигнализаторам взрывоопасных газов и паров относятся «Сигма-1», «Сигнал-02», «Сигма-1Б» (для паров бензина), ГСА-2, ХОББИТ-Т-Cl<sub>2</sub> (хлор), ХОББИТ-Т-NH<sub>3</sub> (аммиак), ХОББИТ-Т-CO (угарный газ), ОКА-МТ-2 и ОКА-МТ (горючие газы) и др.

Из стационарных автоматических газосигнализаторов, определяющих концентрации горючих газов, паров и их смесей с воздухом, следует отметить следующие: СПП-1 ХЛЧ (горючие пары нефти и нефтепродуктов); СДК-2 (органические вещества и их смеси); СВИ-4 (аммиак, ацетон, бензин, бензол, сероводород, стирол) и многие другие.

Для определения и сигнализации о превышении ПДК токсичных веществ используются газоанализаторы следующих марок: ФКГ-3М (хлор); ФЛС (сероводород, аммиак, фосген, синильная кислота); ФЛ-550 1М (озон, диоксид азота, сероводород, аммиак, хлор, сернистый газ); ГМК-3 (оксид углерода); ГКП-1 (сернистый ангидрид); ФК (оксиды азота, фтористый водород) и др.

## **2. Практическая часть**

Для имитации помещений, содержащих газы и пары вредных веществ, в работе используются стеклянные емкости с соответствующими компонентами. Отбор проб и анализ воздуха из указанных сосудов производится с помощью следующего оборудования.

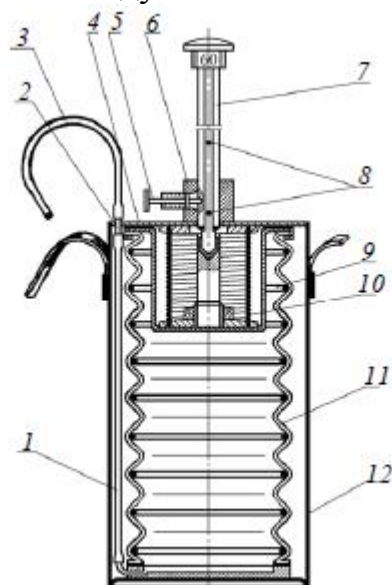
### **2.1 Универсальный переносной газоанализатор типа УГ-2**

Газоанализатор УГ-2, устройство которого представлено на рис. 7.2, предназначен для определения в воздухе производственных помещений хлора, аммиака, сероводорода, оксида углерода, бензина, бензола, ксилола, ацетилен и других газов и паров.



Погрешность показаний газоанализатора составляет  $\pm 10\%$  от верхнего предела каждой шкалы определяемого вещества.

В закрытой части корпуса 12 помещается резиновый сиффон 11 с двумя фланцами и стаканом, в котором находится пружина 10. Во внутренних гофрах сиффона установлены распорные кольца 9 для придания сиффону жесткости и сохранения постоянства объема. На верхней плате 4 имеется неподвижная втулка 6 для направления штока 7 при сжатии сиффона. На штуцере 2 с внутренней стороны надета резиновая трубка 1, которая вторым концом через нижний фланец соединяется с внутренней полостью сиффона. К свободному концу трубки 3 при анализе присоединяется индикаторная трубка и при необходимости фильтрующий патрон. Просасывание исследуемого воздуха через индикаторную трубку производится после предварительного сжатия сиффона штоком. На гранях (под головкой штока) обозначены объемы просасываемого при анализе воздуха. На цилиндрической поверхности штока имеются четыре продольные канавки, каждая с двумя углублениями 8, служащими для определения фиксатором 5 объема просасываемого воздуха. Расстояние между углублениями на канавках подобрано таким образом, чтобы при ходе штока от одного углубления до другого сиффон забирал необходимое для анализа данного газа количество исследуемого воздуха.



1 – резиновая трубка; 2 – штуцер; 3 – трубка; 4 – верхняя плата; 5 – фиксатор; 6 – втулка; 7 – шток; 8 – канавка; 9 – распорное кольцо; 10 – пружина; 11 – резиновый сиффон; 12 – корпус

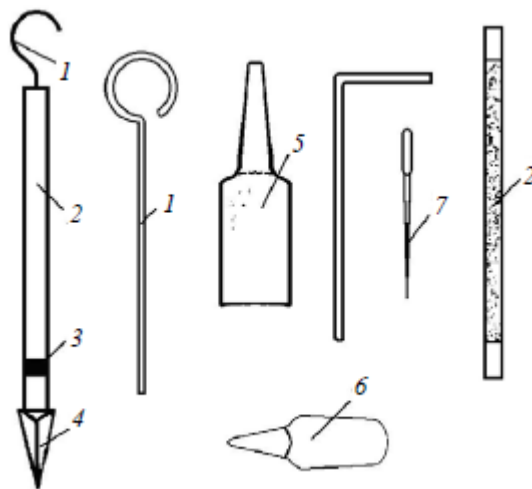
Рис. 15.2. Устройство газоанализатора

Перед началом определения концентрации примеси в воздухе необходимо приготовить индикаторные трубки с соответствующим поглотителем (в зависимости от того, концентрацию какого вещества планируется определять).

Индикаторная трубка представляет собой стеклянную трубку, заполненную индикаторным порошком. Приготавливается она следующим образом. В один из концов стеклянной трубки 2 (рис. 7.3) вставляют стержень 1, а в

противоположный вкладывают прослойку из гигроскопической ваты 3 и штырьком 4 до соприкосновения с торцом стержня сжимают вату. При этом толщина прослойки из ваты не должна превышать 2,5 мм.

Затем вынимают стержень и через воронку с тонким концом 5 индикаторный порошок из ампулы 6, вскрытой перед самым применением, насыпают до края в открытый конец трубки.



1 – стержень; 2 – стеклянная трубка; 3 – вата; 4 – штырек; 5 – воронка; 6 – ампула с индикаторным порошком; 7 – крючок

Рис. 7.3. Принадлежности для подготовки к работе индикаторной трубки

Постукиванием по стенке трубки стержнем достигается уплотнение столбика порошка, после чего сверху столбика накладывают такую же прослойку из гигроскопической ваты.

Неплотное заполнение индикаторной трубки порошком способствует увеличению длины окрашенного столбика и размытости его границ. Длина уплотненного столбика порошка в трубке должна составлять 68–70 мм. Для перезарядки использованных индикаторных трубок с помощью крючка 7 извлекают тампон и высыпают использованный индикаторный порошок в специальную коробку.

Дальнейшая подготовка прибора к измерению состоит в следующем:

- выбирается специальная шкала (рис. 7.4) для анализируемого вещества. На ней указаны объемы просасываемого воздуха. Измерения начинают с просасывания минимального объема анализируемого газа. Если индикаторная трубка не окрасится при таком объеме просасываемого воздуха, необходимо повторить измерение при максимальном объеме;
- из гнезда прибора вынимают четырехгранный шток 7 (рис. 7.2).

Объем просасываемого воздуха указан под головкой штока. Выбранное значение объема просасываемого воздуха устанавливается в сторону стопора. Далее, оттягивая левой рукой стопор, нажимают на головку штока, топя его. При этом сиффон сжимается. Топят шток до тех пор, пока верхнее углубление не дойдет до стопора 5. Шток фиксируется стопором и остается в этом положении;



Рис. 7.4. Шкала для определения концентрации вредных веществ (аммиака)

- затем индикаторную трубку вставляют в резиновую трубку 3;
- перед просасыванием воздуха через трубку слегка надавливают на головку штока, отводят стопор 5. Освобожденный шток под действием пружины 10 движется вверх. Стопор сразу же нужно отпустить. Когда нижнее углубление на канавке штока совпадет со стопором, последний со щелчком войдет в него и остановит шток.

Просасывание воздуха через индикаторную трубку необходимо проводить в течение времени, указанного на соответствующей шкале (рис. 7.4, общее время просасывания, в числителе – для минимального объема, в знаменателе – для максимального объема). После этого индикаторную трубку отсоединяют и накладывают на шкалу (рис. 3) для определения концентрации примеси (шкалу выбирают в зависимости от объема просасываемого воздуха). Индикаторную трубку размещают так, чтобы границы порошка в ней со стороны просасывания воздуха совпадали с нулевым делением шкалы. Деление на шкале напротив участка с изменившимся цветом порошка в индикаторной трубке укажет содержание ( $\text{мг}/\text{м}^3$ ) исследуемой примеси в воздухе.

На шкалах к прибору приведены продолжительность хода штока и общее время просасывания воздуха через трубку, которые следует учитывать при исследовании воздуха.

## 2.2 Порядок выполнения работы

1. Перед началом выполнения работы уточнить у преподавателя, какое вещество анализируется и с помощью какого прибора определяется его концентрация.
2. Если используется универсальный переносной газоанализатор УГ-2, то необходимо подготовить индикаторные трубки для анализа (смотри описание прибора). Во избежание порчи одежды не допускать попадания на нее индикаторного порошка! Необходимый объем просасываемого воздуха и условия исследования выбрать из прилагаемых к прибору шкал на различные вещества. Концентрацию исследуемого газа определить по соответствующей шкале (смотри описание прибора). После выполнения работы,

использованные трубки вскрыть, индикаторный порошок высыпать в специальную посуду.

3. После окончания работы с газоанализатором необходимо его продуть чистым воздухом, сделав 4–5 просасываний поршнем насоса.

4. Полученные результаты занести в табл. 15.1.

Таблица 15.1 – Результаты исследований

Наименование газов и паров	Фактическая концентрация, мг/м <sup>3</sup>	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Нижний концентрационный предел распространения пламени		Верхний концентрационный предел распространения пламени	
			% по объему	мг/м <sup>3</sup> при 20°C	% по объему	мг/м <sup>3</sup> при 20°C
	УГ-2					

### КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Что такое вредные вещества и какими путями они поступают в организм человека?
2. Какое влияние на человека оказывают вредные вещества?
3. Как классифицируются вредные вещества по характеру воздействия на организм человека?
4. Что такое токсичность, от чего она зависит?
5. Что такое ПДК ?
6. Как подразделяются вредные вещества по степени воздействия на организм человека (степени токсичности)?
7. Какие существуют показатели токсичности? Их определение.
8. Какие требования предъявляются к качеству воздуха в производственных помещениях при наличии в нем примесей веществ однонаправленного и разнонаправленного действия?
9. Как производится контроль состояния качества воздуха в рабочей зоне? Периодичность контроля.
10. Дайте характеристику используемых методов контроля воздушной среды.
11. Где и какие автоматические газоанализаторы используются на производстве?
13. Какие мероприятия используются на производстве для борьбы с загазованностью воздуха?
14. Устройство и принцип действия прибора УГ-2.

## Литература

1. Алекина Е. В. Измерения продукции скважин (нефти, газа и воды): учебное пособие / Е. В. Алекина, Л. Н. Баландин, И. Л. Баландин. — Самара: АСИ СамГТУ, 2018. — 71 с.
2. Мартюшев Д. А. Современные методы гидродинамических исследований скважин и пластов: учебное пособие/Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева. — Пермь: ПНИПУ, 2019. — 160 с.
3. Системы автоматизации в нефтяной промышленности: учебное пособие / М. Ю. Прахова, Е. А. Хорошавина, А. Н. Краснов, С. В. Емец; под общей редакцией М. Ю. Праховой. — Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. — 304 с.
4. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / Н. Ю. Башкирцева, Р. Р. Рахматуллин, А. А. Газизов, Е. Н. Трemasов. — Казань : КНИТУ, 2016. — 108 с

