Государственный научный метрологический центр

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ (ГНМЦ ВНИИР)
ГОССТАНДАРТА РОССИИ




**РЕКОМЕНДАЦИЯ**

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

**Нефть. Остаточное газосодержание.**

**Методика выполнения измерений**

**МИ 2575–2000**
**(с учетом изменения № 1)**

**Дата введения 01.01.2000 г.**

РАЗРАБОТАНА Научно-производственным центром СКПнефть

ИСПОЛНИТЕЛИ: Б.А. Баринов, Н.В. Батырева

РАЗРАБОТАНА Всероссийским научно-исследовательским институтом расходометрии (ВНИИР)

ИСПОЛНИТЕЛИ: В.П. Иванов, М.С. Немиров, И.И. Фишман, Т.Ф. Ибрагимов

АТТЕСТОВАНА Государственным научным метрологическим центром – Всероссийским научно-исследовательским институтом расходометрии, свидетельство № 4806-00 от 01 октября 1999 г.

ЗАРЕГИСТРИРОВАНА Всероссийским научно-исследовательским институтом метрологической службы 28 декабря 1999 г.

Настоящая рекомендация устанавливает методику выполнения измерений (МВИ) остаточного газосодержания, включающего остающийся в нефти после сепарации свободный и растворенный газ, в диапазонах:

| | |
|---|---|
| 0,1 ... 10 об. доли % | - по свободному газу; |
| 0,1 ... 20 $м^3/м^3$ | - по растворенному газу. |

Рекомендация распространяется на нефти и смеси нефтей со следующими характеристиками:

| | |
|---|---|
| плотность, $кг/м^3$ | 780 ... 950; |
| вязкость, $мм^2/с$ | 1,2 ... 250. |

## 1. Нормы погрешности измерений

1.1. Пределы основной абсолютной погрешности измерений свободного газа в поддиапазонах, объемная доля %:

| | |
|---|---|
| 0,1 ... 1 | ± 0,05; |

| | |
|---|---|
| 1 ... 2 | ± 0,10; |
| 2 ... 10 | ± 0,25. |

1.2. Пределы основной относительной погрешности измерений растворенного газа: не более ± 0,1 $м^3/м^3$.

## 2. Средства измерений и вспомогательные устройства

2.1. При выполнении измерений свободного газа применяют прибор УОСГ-100 СКП (приложение А).

2.2. При выполнении измерений растворенного газа применяют следующие средства измерений и вспомогательные устройства:

- автоматический лабораторный прибор АЛП-01 ДП (описание приведено в Приложении Б.1);
- термостат для поддержания температуры в диапазоне от 0 до 60 °С с погрешностью не более 0,1 °С;
- индивидуальный пробоотборник вместимостью не менее 230 мл (описание приведено в Приложении Б.2);

Примечание:

Допускается применение других средств с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками.

Применяемые средства измерений должны быть поверены, а вспомогательное оборудование проверено на работоспособность.

## 3. Методы измерений

3.1. Метод измерений свободного газа заключается в изотермическом сжатии до заданного давления отобранной пробы нефти, определении уменьшения ее объема и последующей обработке полученных данных.

3.2. Метод измерения растворенного газа заключается в герметичном отборе пробы, впрыске в измерительную камеру прибора дозированных порций нефти с созданием в камере термодинамического равновесия системы "нефть-газ" последовательно при различных соотношениях фаз так, чтобы равновесное давление было максимально приближено с большей и меньшей стороны к заданному, и последующей обработке полученных данных.

## 4. Требования безопасности

При выполнении измерений соблюдают требования безопасности, приведенные в паспортах на приборы УОСГ-100 СКП и АЛП-01 ДП.

Температура, влажность, скорость движения воздуха, содержание вредных веществ в рабочей зоне соответствуют ГОСТ 12.1.005.

При сливе, наливе и отборе проб нефти используют индивидуальные средства защиты.

Отработанная нефть и промывочные жидкости сливают в специальные герметизированные сливные емкости.

Помещение, в котором проводят измерения, оборудуют средствами пожаротушения в соответствии с ГОСТ 12.4.009.

## 5. Требования к квалификации операторов

К выполнению измерений допускают лиц (лаборантов или операторов), изучивших настоящую рекомендацию, приборы УОСГ-100 СКП, АЛП-01 ДП, индивидуальный пробоотборник, термостат и имеющих специальную подготовку по эксплуатации этих приборов.

## 6. Условия измерений

6.1. При выполнении измерений свободного газа соблюдают следующие условия:

| | |
|---|---|
| - температура окружающего воздуха, °С | минус 20 ... плюс 40; |
| - температура рабочей среды, °С | 0 ... плюс 80; |
| - изменение температуры рабочей среды в течение одного измерения, °С, не более | ± 0,1; |

- изменение плотности рабочей среды в течение одного измерения, кг/м$^3$, не более ± 1,0.

6.2. При выполнении измерений растворенного газа соблюдают следующие условия:

- атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.) 96 ... 104 (720 ... 780);
- относительная влажность, % 30 ... 80;
- температура воздуха в помещении, °С 15 ... 25;
- температура исследуемой нефти, °С 20;
- равновесное давление при определении содержания растворенного газа, кПа 101,3.

## 7. Выполнение измерений содержания свободного газа

### 7.1. Подготовка к выполнению измерений

7.1.1. В исходном состоянии клапаны прибора (рис. А.1) открыты и поток исследуемой нефти движется по измерительной камере, давление в пробоотборной камере равно давлению в трубопроводе.

7.1.2. Перед началом измерений проверяют пробоотборную камеру на герметичность и наличие циркуляции через прибор.

7.1.2.1. Закрывают клапаны, поднимают давление в пробоотборной камере до 8 МПа, дают выдержку 30 мин (если давление в течение последующих 5 мин изменится не более чем на одно большое деление по манометру, то пробоотборная камера герметична).

7.1.2.2. Закрывают пробоотборные вентили на входе и выходе прибора (рис. А.2), дают выдержку 15 мин (если температура окружающей среды ниже температуры нефти, то давление в пробоотборной камере снижается, если выше, то давление поднимается, если этого не происходит, то циркуляция через прибор отсутствует, тогда прикрывают секущую задвижку и вновь проверяют наличие циркуляции).

7.1.3. Открывают пробоотборные вентили на входе и выходе прибора, снижают давление в пробоотборной камере отводом поршня до давления в трубопроводе.

7.1.4. Определяют коэффициент сжимаемости исследуемой нефти, выполняя следующие операции:

7.1.4.1. Открывают клапаны на приборе, отводят плунжер влево до упора, а затем по линейной шкале и лимбу устанавливают его в нулевое положение. При этом поток исследуемой нефти движется через пробоотборную камеру, минуя термостатирующую рубашку.

7.1.4.2. После 30 с выдержки проводят отбор пробы путем закрытия клапанов (рис. А.1).

7.1.4.3. Введением плунжера проводят сжатие пробы до давления 6 МПа, дают выдержку 15 мин, затем движением плунжера устанавливают стрелку манометра на ближайшем большом делении и фиксируют показания $P_1$ и $\Delta V_1$.

7.1.4.4. Проводят дальнейшее сжатие пробы до величины давления 10 МПа, дают выдержку 15 мин, затем движением плунжера устанавливают стрелку манометра на ближайшем большом делении и фиксируют показания $P_2$ и $\Delta V_2$.

7.1.4.5. Прибор приводят в исходное положение. При этом отводом поршня давление в камере снижают до давления в трубопроводе, а затем открывают клапаны и плунжер отводят до упора.

7.1.4.6. По полученным значениям $P_1$, $P_2$, $\Delta V_1$, $\Delta V_2$ проводят вычисление коэффициента сжимаемости нефти в пробоотборной камере прибора по формуле

$$\beta = \frac{1}{V_к - \Delta V_1} \cdot \frac{\Delta V_2 - \Delta V_1}{P_2 - P_1}, \qquad (1)$$

где $V_к$ – вместимость пробоотборной камеры по паспорту, $10^{-6} \cdot м^3$.

7.1.4.7. Определение коэффициента сжимаемости проводят не менее трех раз и вычисляют среднее арифметическое его значение.

### 7.2. Выполнение измерений

7.2.1. Устанавливают плунжер по лимбу и линейной шкале в нулевое положение, закрывают клапаны на приборе. При этом поток исследуемой нефти движется через термостатирующую рубашку.

7.2.2. Внедрением плунжера проводят сжатие пробы до давления 8 МПа, дают выдержку 15 мин, затем движением плунжера устанавливают стрелку манометра на ближайшем большом делении и фиксируют показания манометра $P$ и величину изменения объема пробы $\Delta V$.

7.2.3. Прибор приводят в исходное положение.

7.2.4. Операции по п.п. 7.2.1, 7.2.2, 7.2.3 производят не менее 6 раз. Полученные результаты, кроме первого, заносят в таблицу 7.3.

**7.3. Обработка и оформление результатов**

7.3.1. По полученным значениям $P$ и $\Delta V$ проводят вычисление величины относительного количества свободного газа

$$V_{\text{ñã}} = \frac{\Delta V - \beta \cdot V_{\text{ê}} (P - P_0)}{1 - \beta (P - P_0)} \times \frac{100}{V}, \% \qquad (2)$$

где $V_к$ – объем пробы нефти, равный вместимости пробоотборной камеры, по паспорту, $10^{-6} \cdot м^3$;

$P_0$– первоначальное избыточное давление в камере, равное давлению в трубопроводе, МПа;

$\beta$– коэффициент сжимаемости нефти в пробоотборной камере прибора, 1/МПа.

7.3.2. Результаты измерений оформляют записью в журнале по форме, приведенной в таблице 7.3.

Таблица 7.3

| Давление в трубопроводе $P_0$, МПа | Коэффициент сжимаемости, $\beta$, 1/МПа | Вместимость пробоотборной камеры, $V_к$, $10^{-6} \cdot м^3$ | Изменение объема пробы, $\Delta V$, $10^{-6} \cdot м^3$ | Давление сжатия, $P$, МПа | Содержание свободного газа, $V_{сг}$, % |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |

7.3.3. Среднее значение содержания свободного газа рассчитывается по формуле

$$V_{\text{ñã}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} V_{\text{ñã}\,i}}{5} \qquad (3)$$

7.3.4. Содержание свободного газа до 0,1 % включительно оценивается как его отсутствие.

## 8. Выполнение измерений содержания растворенного газа

**8.1. Подготовка к выполнению измерений**

**8.1.1. Отбор нефти в индивидуальный пробоотборник**

8.1.1.1. Подсоединяют пробоотборник с помощью шланга (15) через входной штуцер (1) (рис. Б.2) к имеющемуся заборному устройству.

8.1.1.2. Открывают входной вентиль (12) и вентиль на заборном устройстве.

8.1.1.3. Открывают выходной вентиль (13), сливают для промывки пробоотборника около 50 мл нефти и закрывают вентиль (13).

8.1.1.4. Движением штока (7) с поршнем (9) вверх до упора проводят отбор нефти и закрывают вентиль (12).

8.1.1.5. Если в пробоотборник попала свободная вода или газ, их выпускают через вентиль (13) и дозаполняют пробоотборник.

8.1.1.6. Закрывают вентиль на заборном устройстве и отсоединяют пробоотборник.

**8.1.2. Подготовка прибора**

8.1.2.1. В исходном состоянии прибор (рис. Б.1) подключен к сети 220 В, поршень (3) находится в крайнем нижнем положении, поршень (4) в крайнем верхнем положении, а вентиль (10) закрыт.

8.1.2.2. Подключить пробоотборник, заполненный анализируемым продуктом, через фильтр (15) к входному клапану (5) прибора, а к термостатирующей рубашке – термостат. При этом выход воды из термостата подсоединяется к штуцеру «∇», а вход – к штуцеру «Δ» прибора. Установить требуемую температуру.

8.1.2.3. Включить прибор и дать выдержку 60 мин, при этом оставшееся до работы время (мин) будет индицироваться на табло.

8.1.2.4. Открыть выходной вентиль на пробоотборнике, движением поршня в нем создать давление несколько выше давления в газовой камере (9), открыть вентиль (10) настолько, чтобы через выходной клапан (6) можно было бы, перемещением поршня, слить очень тонкой струей нефть объемом 20-30 мл с поддержанием в пробоотборнике постоянного давления, после чего вентиль (10) закрыть.

8.1.2.5. В пробоотборнике, за счет перемещения поршня, создать давление несколько выше давления в газовой камере (9) и нефть подавать в дозировочную камеру до тех пор, пока давление в пробоотборнике резко не поднимется на 0,3 ÷ 0,5 МПа выше давления в газовой камере, что свидетельствует о полном заполнении дозировочной камеры.

8.1.2.6. Сбросить давление в пробоотборнике на 0,3 ÷ 0,5 МПа ниже давления в газовой камере.

8.1.2.7. После окончания прогрева прибора на табло появляется сообщение «ALP – 01». Для выбора режима работы нажать кнопку «Ввод», при этом на табло появится сообщение «НАС, ПАР», приглашающее выбрать режим работы (рис. 1).

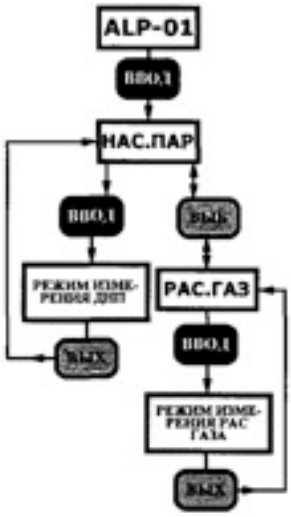



Рис. 1

**8.2. Выполнение измерений**

8.2.1. Нажатием кнопки «Выб.» добиться появления сообщения «РАС. ГАЗ», войти в этот режим работы нажатием кнопки «Ввод», при этом загорится индикатор «Р.Г».

8.2.2. Нажать кнопку «Δ». Если поршень находится в нижнем или промежуточном положении, то включится его перемещение вверх. Во время движения поршня мигает индикатор «Δ» и достижение им верхнего положения индицируется загоранием индикатора «ВП».

8.2.3. После выполнения операций п. 8.2.2 на табло появится приглашение ввести значение соотношения фаз «$V_Г$ = 12.3», мигающий разряд ожидает ввода. Изменение вводимой цифры производится нажатием кнопок: «Δ» – увеличение на единицу; «∇» – уменьшение на единицу. После установки необходимой цифры, она фиксируется нажатием кнопки «Ввод». Аналогично вводятся все остальные цифры заданного соотношения фаз.

Если необходимо изменить введенное число, то следует нажать кнопку «Вых.» и ввести новое значение $V_Г$.

8.2.4. Нажатием кнопки «∇» включить перемещение поршня вниз. На табло сохраняется установленное значение $V_Г$, о перемещении поршня сигнализирует мигание на табло знака «=» и индикатора «∇».

8.2.5. После достижения поршнем заданного нижнего положения его движение останавливается и на табло появляется сообщение «$P$ = . ».

8.2.6. Открыть вентиль (10), нажать кнопку «Ввод», закрыть вентиль (10) и после истечения 1 сек. на табло появляется значение давления $P_1$.

8.2.7. Нажатием кнопки «Δ» привести поршень в верхнее положение, при этом происходит слив отработанной нефти, после достижения поршнем верхнего положения производится новое заполнение дозировочной камеры по п.п. 8.1.2.5, 8.1.2.6.

8.2.8. В зависимости от того, на сколько давление $P_1$ отличается от заданного $P_0$, операции по п.п. 8.2.3-8.2.7 повторяют при последовательном уменьшении или увеличении величины соотношения фаз до тех пор, пока давления $P_{n-1}$ и $P_n$ с меньшей и большей стороны не будут максимально приближены к $P_0$.

8.2.9. Определяют величину растворенного газа при заданных значениях давления $P_0$ и температуре $t_0$ по формулам

$$\left.\begin{aligned} V_{\text{ðã}} &= V_n + \frac{(V_{n-1} - V_n)(P_n - P_0)}{(P_n - P_{n-1})} \qquad P_n \rhd P_0 \\ V_{\text{ðã}} &= V_{n-1} + \frac{(P_{n-1} - P_0)(V_n - V_{n-1})}{(P_{n-1} - P_n)} \qquad P_n \lhd P_0 \end{aligned}\right\} \tag{4}$$

## 9. Контроль погрешности МВИ

Контроль погрешности МВИ осуществляют периодической поверкой приборов УОСГ-100 СКП и АЛП-01 ДП и определением расхождений между последовательными измерениями, которые не должны отличаться друг от друга более чем на регламентированную погрешность.

*Приложение А*

## Прибор УОСГ-100 СКП

Предназначен для измерения объемного содержания свободного газа в нефти. Прибор используется при введении поправок в показания турбинных счетчиков, оценки качества сепарации нефти, а также определения физических характеристик нефти и нефтепродуктов.

### 1. Устройство прибора

Конструктивно прибор состоит из пробоотборного блока и прессового узла.

Пробоотборный блок включает в себя пробоотборную камеру, клапанный и манометрический узлы.

Прессовый узел имеет плунжер, линейную шкалу, визир, лимб, корпус.

Для подключения к трубопроводу прибор имеет входной и выходной штуцера. Прибор устанавливается на трубопроводе и обеспечивает выполнение операции по отбору пробы газожидкостной смеси с сохранением условий по давлению и температуре, изотермическому сжатию ее и определению при этом изменения объема пробы и давления в ней.

### 2. Технические характеристики

| | |
|---|---|
| 2.1. Диапазон измерения относительного количества свободного газа (при давлении в трубопроводе), % | 0,1 ... 10; |
| 2.2. Пределы абсолютной погрешности прибора в диапазонах | |
| от 0,1 до 1 % | ± 0,05 %; |
| от 1 до 2 % | ± 0,10 %; |
| от 2 до 10 % | ± 0,25 %; |
| 2.3. Максимальное давление в трубопроводе, МПа | 6,0; |
| 2.4. Температура рабочей среды, °С | от 10 до 80; |
| 2.5. Температура окружающей среды, °С | от минус 20 до плюс 40; |
| 2.6. Масса, кг, не более | 14; |
| 2.7. Габаритные размеры, мм, не более | |
| длина | 530; |
| высота | 390; |
| ширина | 300. |

### 3. Принцип работы

3.1. Действие прибора основано на том, что при сжатии пробы газожидкостной смеси, после перехода ее из двухфазного в однофазное состояние характер зависимости давления от изменения объема пробы становится линейным.

3.2. Определение содержания свободного газа в пробе производится по полученным значениям давления и изменению объема расчетным путем.

**Общий вид прибора УОСГ-100 СКП**

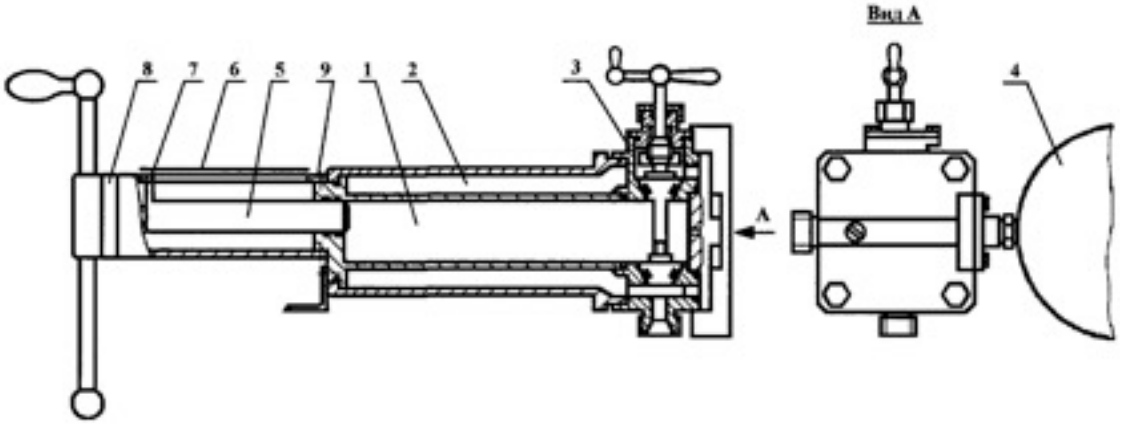



Рис. А.1
1 - пробоотборная камера; 2 - термостатирующая рубашка; 3 - клапанный узел;
4 - манометрический узел; 5 - плунжер; 6 - линейная шкала; 7 - визир; 8 - лимб; 9 - корпус

**Схема подключения прибора УОСГ - 100 СКП к трубопроводу (вид сверху)**

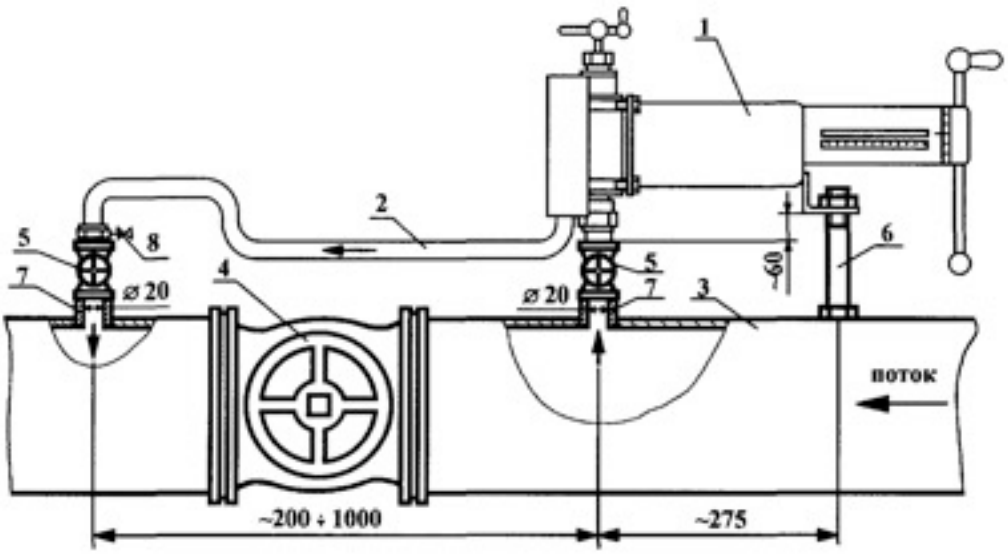



Рис. А.2
1 - прибор УОСГ – 100 СКП; 2 - подсоединительный шланг; 3 - трубопровод; 4 - задвижка (местное гидравлическое сопротивление); 5 - вентиль $D_y$ 20 (R ¾″); 6 - болт М 16; 7 – входной и выходной штуцера; 8 - сливной клапан.

*Приложение Б.1*

## Прибор АЛП-01 ДП

### 1. Назначение прибора

1.1. Прибор предназначен для измерения содержания в нефти растворенного газа (МИ 2575-2000) и давления насыщенных паров (ДНП) нефти и нефтепродуктов (ГОСТ Р 8.601-2003).

1.2. Прибор применяется при оценке качества товарной и стабильности сырой нефтей, определении количества выделяющихся в резервуарах углеводородов и поправочных коэффициентов на наличие в нефти растворенного газа.

### 2. Технические данные

| | |
|---|---|
| 2.1. Диапазон измерения давления, кПа | 10 ... 160 |
| 2.2. Пределы суммарной абсолютной погрешности измерения давления, кПа | ± 1 |
| 2.3. Максимальное соотношение вместимости измерительной камеры и объема отбираемой пробы, не менее | 20 |
| 2.4. Пределы относительной погрешности задания соотношения вместимости измерительной камеры и объема отбираемой пробы, %, не более | ± 2,5 |
| 2.5. Давление ввода пробы в измерительную камеру, МПа | 1,2 ÷ 1,5 |
| 2.6. Температура рабочей среды, $^{o}$C | 10 … 60 |
| 2.7. Температура окружающей среды, $^{o}$C | 15 … 35 |
| 2.8. Рабочая среда | нефть и нефтепродукты |
| 2.9. Масса, кг, не более | 15 |
| 2.10. Потребляемая мощность в номинальном режиме работы, Вт, не более | 50 |
| 2.11. Габариты, мм, не более: | 320×300×220 |

### 3. Устройство прибора

3.1. Прибор функционально состоит из измерительного блока с приводом и узла управления (рис. Б.1).

3.2. Измерительный блок имеет в своем составе: дозировочную (1) и измерительную (2) камеры с подвижными поршнями (3, 4); входной (5) и выходной (6) клапаны; микровыключатели (7); узел турбулизации с газовой камерой (8), заполненной азотом, манометром (9) и вентилем (10); термостатирующую рубашку (11); датчик давления (12); электропривод (13); фильтр (15).

3.3. Узел управления (14) связан с электроприводом (13), датчиком давления (12) и микровыключателями (7). Он обеспечивает работу прибора в режимах измерений ДНП и растворенного газа.

### Принципиальная схема прибора АЛП-01 ДП

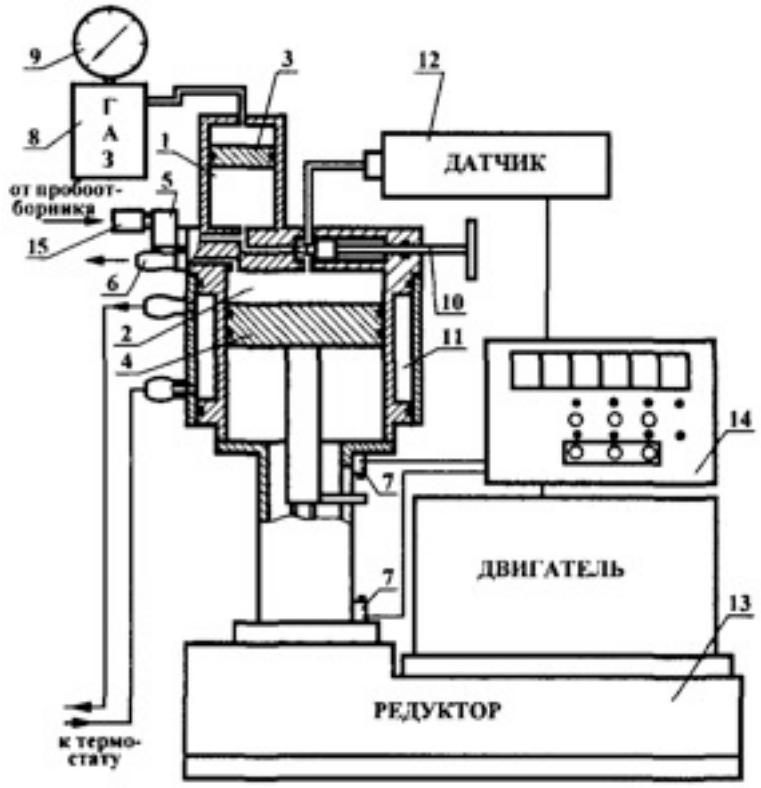



Рис. Б.1

*Приложение Б.2*

**Индивидуальный пробоотборник ИП-1**

**1. Технические характеристики**

| | |
|---|---|
| 1.1. Объем отбираемой пробы, мл | 250. |
| 1.2. Максимальное давление отбора, МПа | 2,5. |
| 1.3. Масса, кг, не более | 3,5. |
| 1.4. Габаритные размеры, мм не более | |
| длина | 140, |
| высота | 380, |
| ширина | 150. |

**2. Устройство пробоотборника**

2.1. Пробоотборник состоит из заборной камеры и пресса (рис. Б.2).

2.2. Заборная камера имеет в своем составе штуцер входной (1), нижнюю часть рабочего цилиндра (2), выполненную из оргстекла, верхнюю стальную часть цилиндра (3), штуцер выходной (10), манометр (11), вентиль входной (12), вентиль выходной (13) и опоры (14).

2.3. Пресс включает в себя: линейную шкалу (4), рукоятку (5), визир (6), шток (7), пружину (8) и поршень (9).

2.4. Подсоединяют пробоотборник с помощью шланга (15) через входной штуцер (1) к имеющемуся заборному устройству.

2.5. Открывают входной вентиль (12) и вентиль на заборном устройстве.

2.6. Открывают выходной вентиль (13), сливают для промывки пробоотборника около 50 мл нефти и закрывают вентиль (13).

2.7. Движением штока (7) с поршнем (9) вверх до упора проводят отбор нефти и закрывают вентиль (12).

2.8. Если в пробоотборник попала свободная вода или газ, их выпускают через вентиль (13), дозаполняют пробоотборник и отсоединяют его от заборного устройства.

2.9. Закрывают вентиль на заборном устройстве и отсоединяют пробоотборник.

2.10. Подсоединяют индивидуальный пробоотборник через фильтр к входному штуцеру прибора.

**Индивидуальный пробоотборник ИП-1**

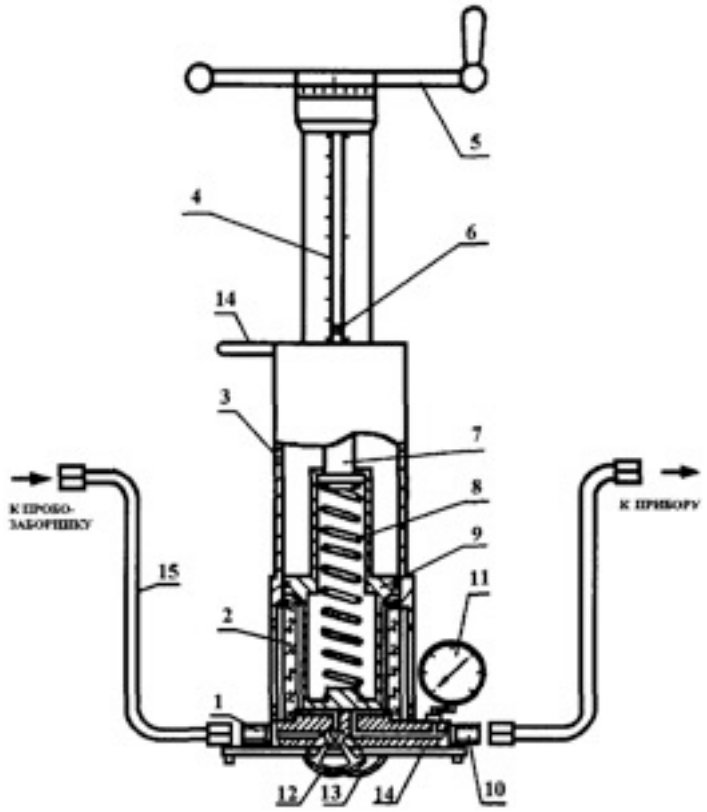



Рис. Б.2

**Содержание**

Оглавление пустое, т.к. стили абзацев, выбранных в Инспекторе документов, не использованы в документе.