

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

Воронежский государственный технический университет

Кафедра теплогазоснабжения и нефтегазового дела

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ**

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

*к выполнению лабораторных работ  
для студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
(профиль «Проектирование, строительство и эксплуатация  
газонефтепроводов и газонефтехранилищ») всех форм обучения*

Воронеж 2023

УДК 621.6(07)  
ББК 39.77я7

*Составитель* М. А. Долбилова

**Эксплуатация газонефтехранилищ:** методические указания к выполнению лабораторных работ для студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Проектирование, строительство и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ») всех форм обучения / ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет»; сост. М. А. Долбилова. Воронеж: Изд-во ВГТУ, 2023. 29 с.

Содержат краткое описание конструктивных особенностей техники, оборудования и технологических процессов при эксплуатации газонефтехранилищ.

Предназначены для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» всех форм обучения при изучении дисциплины «Проектирование и строительство нефтехранилищ».

Методические указания подготовлены в электронном виде и содержатся в файле МУ\_ЭГ2023.pdf.

Ил. 13. Табл. 3. Библиогр.: 4 назв.

**УДК 621.6(07)**  
**ББК 39.77я7**

**Рецензент** – М. Н. Жерлыкина, канд. техн. наук, доцент кафедры жилищно-коммунального хозяйства ВГТУ

*Издается по решению редакционно-издательского совета  
Воронежского государственного технического университета*

## **ВВЕДЕНИЕ**

Знания современных технологий и приемов позволяют специалистам, обслуживающим технологическое оборудование газонефтехранилищ, добиться максимальной эффективности при минимуме риска нанести ущерб персоналу и природе.

Лабораторные работы по курсу «Эксплуатация газонефтехранилищ» предназначены для закрепления теоретических знаний, необходимых для обслуживания и ремонта технологического оборудования используемого при хранении углеводородного сырья.

Перед каждой лабораторной работой студент должен изучить соответствующие теоретические части курса, понять цель работы, сущность происходящих процессов, для этого необходимо разобрать лекцию по теме или ознакомиться с соответствующим разделом учебника и решить задачи с практических занятий.

### **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1**

#### **Дыхательные клапаны нефтяных резервуаров**

##### *1.1. Цель работы:*

Изучение устройства и принципа работы дыхательных и предохранительных клапанов для нефтяных резервуаров.

##### *1.2. Краткие теоретические сведения*

Дыхательный клапан НДКМ-100 (рис. 1.1) состоит из соединительного патрубка 1 с седлом 2, тарелки 3 с мембранной 4, зажатой между фланцами нижнего корпуса 6, верхней мембраны 8 с дисками 9 и регулировочными грузами 10. Мембрана 8 закреплена в крышке 11, в которой имеются отверстия для сообщения камеры под крышкой с атмосферой посредством трубки 12. Диски 9 и тарелка 3 соединены цепочками 14. Межмембранная камеры сообщается через импульсную трубку 15 с газовым пространством резервуара. Гибкая уплотняющая поверхность тарелки 3 выполнена из фторопластовой пленки. Для устранения колебаний затвора установлена пружина 13. В нижнем корпусе размещен огневой предохранитель 16. Для удобства обслуживания клапан имеет боковой люк 7. Корпус клапана алюминиевый, сварной. Мембрана изготовлена из бензостойкого материала. Непримерзаемость тарелки обеспечивается наличием на седле пленки из фторопласта. Клапан рассчитан на избыточное давление 2 000 Па и вакуум 400 Па.

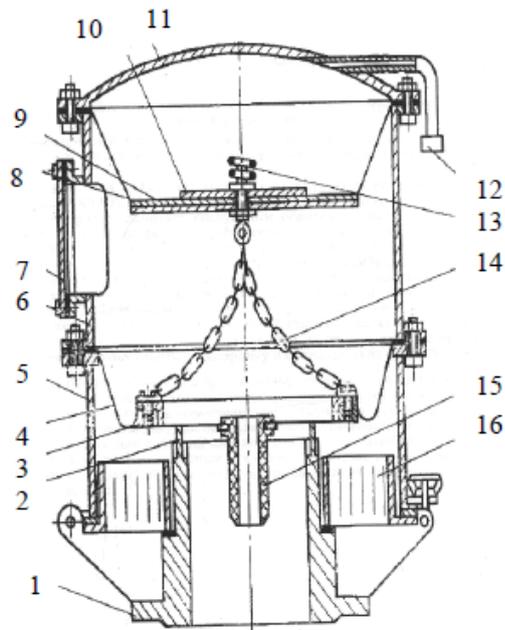


Рис. 1.1. Дыхательный клапан типа НДКМ

Конструкция клапана предусматривает широкое регулирование пределов его срабатывания. Давление срабатывания при вакууме регулируется изменением веса тарелки 3 при помощи сменных грузов (на рис. 1.1 не показаны), а срабатывание клапана при работе на избыточное давление – изменением количества регулировочных грузов 10. Клапан работает следующим образом: при образовании вакуума в резервуаре в межмембранной камере клапана также создается вакуум. Когда вес узла тарелки 3 будет меньше усилий, возникающих под действием разности атмосферного давления и давления в межмембранной камере на выступающую за седло поверхность тарелки, последняя поднимается и газовое пространство сообщается с атмосферой. С увеличением расхода воздуха через клапан тарелка перемещается вверх без существенного увеличения вакуума в резервуаре. Если в резервуаре создается избыточное давление, то оно передается в межмембранную камеру и прижимает нижнюю тарелку с мембраной к седлу. Одновременно избыточное давление действует на верхнюю мембрану с грузом, и при некотором дополнительном давлении, определяемом весом грузов и дисков, мембрана с дисками перемещается вверх, натягивая цепочки. При достижении расчетного избыточного давления усилие от его воздействия на мембрану 8 уравнивается суммарным усилием от воздействия избыточного давления на мембрану 4 и весом тарелки 3, дисков 9 и грузов 10, а при дальнейшем увеличении избыточного давления тарелка поднимается.

Связь между геометрическими размерами клапана, весом тарелки и давлением срабатывания устанавливается из условия равновесия сил, действующих по вертикальной оси клапана в момент срабатывания.

Схема клапана типа НДКМ показана на рис. 1.2.

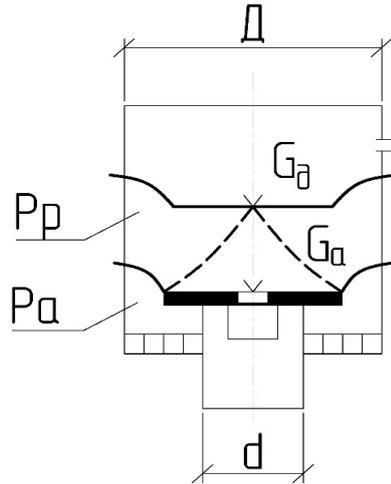


Рис. 1.2. Схема клапана типа НДКМ

При вакууме в резервуаре вес вакуумной тарелки  $G_a$  уравнивается (в момент срабатывания) силой от разности давлений в межмембранной камере  $P_p$  и атмосфере  $P_a$

$$P_g = P_a - P_p \quad (1.1)$$

т.е.

$$P_g(C_g F - f) - G_g = Q \quad (1.2)$$

$$G_g = F P_g (C_g - n^2), \quad (1.3)$$

где  $F$  – площадь перекрытия верхней и нижней мембраны;  $f$  – площадь сечения присоединительного патрубка (седла).

Вес верхней тарелки с мембраной, обеспечивающей срабатывание клапана при заданном избыточном давлении в резервуаре  $P_{из}$ , определяется из уравнения баланса действующих сил

$$P_{из} = (C_D F - C_B F + f) - G_B - G_D = 0 \quad (1.4)$$

где  $P_{из}$  – избыточное давление в резервуаре, при котором срабатывает дыхательный клапан,

$$P_{из} = P_p - P_a \quad (1.5)$$

$G_D$  – вес тарелки давления;

$C_D$  – коэффициент эффективности работы верхней мембраны при избыточном давлении в межмембранном пространстве.

Подставляя (1.3) в (1.4), найдем

$$G_d = FP_{из} C_d - F(C_B - n^2)(P_{из} + P_6) \quad (1.6)$$

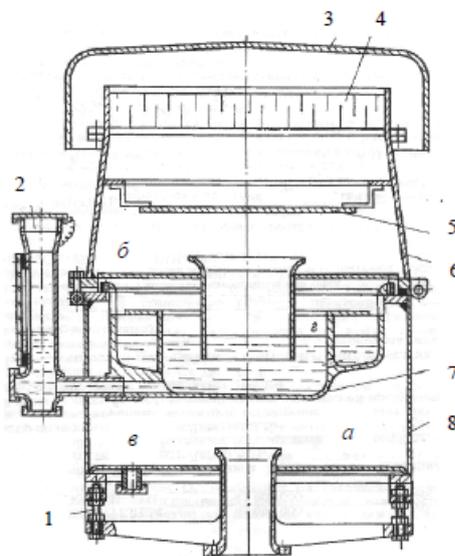


Рис 1.3. Предохранительный (гидравлический) клапан

Предохранительный гидравлический клапан КПГ (рис. 1.3) устанавливается на резервуаре совместно с клапаном НДКМ и работает в случае несрабатывания дыхательного клапана или при повышении давления в резервуаре выше допустимого.

Клапан КПГ состоит из корпуса 8 с соединительными фланцами чашки 7 для жидкости, обеспечивающей создание гидравлического затвора, верхнего корпуса 6 с патрубками 9 для создания столба жидкости гидравлического затвора, экрана 5, предотвращающего выброс жидкости в атмосферу при работе клапана, огневого предохранителя 4, крышки 3 для защиты от атмосферных осадков и трубки 2 для слива и налива жидкости. Клапан имеет шарнирный разъем, что позволяет легко осматривать его внутреннюю часть. Горизонтальное положение клапана выверяется по зеркалу жидкости в чашке с помощью шпилек 1.

Работа гидравлического клапана КПГ основана на принципе выброса жидкости из гидравлического затвора. При повышении давления в резервуаре, следовательно, и в полости а, жидкость из чашки вытесняется в патрубок 9 и при достижении предельно допустимого давления выбрасывается на экран 5, отражаясь от которого, скапливается в кольцевой полости б. При вакууме в резервуаре жидкость вытесняется из патрубка в чашку и при срабатывании выбрасывается на стенки корпуса, по которым стекает в кольцевую полость в. Для обеспечения полного выброса жидкости в чашке имеется цилиндрическая перегородка 11 с отверстиями, разделяющими ее на две сообщающиеся полости. Площадь кольцевого зазора г не превышает, как и площадь патрубка 9, двух площадей присоединительного патрубка 10, обеспечивая высокие

скорости паровоздушной смеси и выброс жидкости из этого зазора на крышку чашки и стенки корпуса. В освобожденный кольцевой зазор из сообщающейся полости чашки перетекает остаток жидкости и по мере поступления выбрасывается (выносится) из затвора, не создавая заметного повышения вакуума. Выброшенная жидкость сливается через отводную трубку и используется для повторной заливки. После срабатывания клапана газовое пространство резервуара сообщается с атмосферой через свободные газоходы.

### *1.3. Вопросы по теме*

1. На какое давление срабатывания устанавливается предохранительный (гидравлический) клапан?

2. Как изменится давление срабатывания гидравлического клапана, если его смонтировать не горизонтально?

3. В гидравлическом клапане типа КПП при срабатывании происходит выброс жидкости. Почему в клапанах старой конструкции выброса жидкости из гидравлического затвора не происходило?

4. Что предусмотрено в конструкции дыхательного клапана для предотвращения примерзания тарелки клапана к седлу?

5. Будет ли работать дыхательный клапан типа НДКМ, если закрыть отверстие трубки 12?

6. Какие преимущества дает совмещение огневого предохранителя с корпусом клапана?

7. Допускаемое избыточное давление в резервуаре равно 2000 Па. Какое давление срабатывания необходимо установить в дыхательном клапане КПП?

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2**

### **Изучение процесса замещения нефтей и нефтепродуктов в трубопроводах**

#### *2.1. Цель работы:*

1. экспериментальное определение времени замещения (выталкивания) нефтей и нефтепродуктов из трубопровода;

2. определение скорости движения разделителя при выталкивании нефтей и нефтепродуктов.

#### *2.2. Краткие теоретические сведения*

Технологические нефте- и продуктопроводы нефтебаз в большинстве случаев работают периодически. В холодное время года остановка перекачки на длительное время приводит к резкому возрастанию вязкости и возможной «закупорке» трубопровода. Во избежание этого необходимо вытолкнуть высоковязкий нефтепродукт маловязкими жидкостями (легкими нефтями, керосиновым дистиллятом, водой, воздухом и др.). Выталкивание нефтей и нефтепродуктов, не имеющих напряжения сдвига (ньютоновские жидкости),

возможно при любом давлении, создаваемом насосами, при этом с его увеличением расход возрастает, а время выталкивания уменьшается. Для жидкостей, имеющих начальное напряжение сдвига, выталкивание возможно при давлениях, больших давления  $P_0$ , необходимого для преодоления начального напряжения сдвига  $\sigma_0$ ;  $P_0$  определяется из условия равновесия внешних и внутренних сил

$$\sigma_0 \pi D L = \frac{\pi D^2}{4} P_0 \quad (2.1)$$

Откуда

$$P_0 = \frac{4\sigma_0 L}{D} \quad (2.2)$$

где  $L$  – длина трубопровода, м;

$D$  – внутренний диаметр трубопровода, м.

Выталкивание обычно осуществляют с разделителем, что уменьшает смесеобразование. Поэтому можно считать, что смешение нефтепродукта с толкающей жидкостью на границе раздела отсутствует, а имеет место поршневое движение жидкости.

Вязкие нефтепродукты, как правило, выталкиваются при ламинарном режиме движения, поэтому для момента времени  $t$ , когда толкающая жидкость вытеснит вязкий нефтепродукт на участке трубопровода длиной  $x$ , на основании закона Хагена — Пуазейля можно записать

$$P_n - P_k = \frac{128\eta_1(L-x)Q}{\pi D^4} + \frac{128\eta_2 x Q}{\pi D^4}, \quad (2.3)$$

где  $P_n, P_k$  – абсолютное давление в начале и в конце трубопровода, Н/м<sup>2</sup>;

$\eta_1, \eta_2$  – динамическая вязкость жидкости, Нс/м<sup>2</sup>;

$Q$  – расход жидкости в момент времени  $t$ , м<sup>3</sup>/с.

Подставляя в (2.3) уравнение неразрывности

$$Q d\tau = \frac{\pi D^4}{4} dx \quad (2.4)$$

с учетом того, что

$$v = \frac{\eta}{\rho} \quad (2.5)$$

получим

$$\frac{D^2(P_n - P_k)}{32\rho_1} d\tau = \left[ v_1(L - x) + \frac{\rho_2}{\rho_1} v_2 x \right] dx \quad (2.6)$$

Интегрируя в пределах от 0 до  $t$  и от 0 до  $x$ , находим время, за которое произойдет вытеснение вязкого нефтепродукта на участке длиной  $x$ ,

$$\tau_x = \frac{16L^2}{D^2(P_n - P_k)} \rho_1 \left[ v_1(2\varepsilon - \varepsilon^2) + \frac{\rho_2}{\rho_1} v_2 \varepsilon^2 \right] \quad (2.7)$$

Где

$$\varepsilon = \frac{x}{L} \quad (2.8)$$

$\rho_1, \rho_2$  – плотность выталкиваемой и выталкивающей жидкости,  $\text{кг/м}^3$ .

Время полного вытеснения вязкого нефтепродукта  $\tau$  определяется из (2.7) при  $\varepsilon = 1$  ( $x = L$ )

$$\tau = \frac{16L^2 \rho_1}{D^2(P_n - P_k)} \left[ v_1 + \frac{\rho_2}{\rho_1} v_2 \right] \quad (2.9)$$

при  $v_1 \gg v_2$  выражением  $\rho_2 v_2 / \rho_1$  можно пренебречь, а учитывая, что  $P_n - P_k = \rho g H$ , получим

$$\tau = \frac{16L^2 v_1 \rho_1}{g D^2 H \rho} \quad (2.10)$$

где  $H$  – напор в начальном сечении трубопровода, измеряемый в метрах столба жидкости, имеющей плотность  $\rho$ .

При выталкивании без разделителей вклинивание толкающей жидкости в выталкиваемую для ламинарного режима происходит по параболе (при равных плотностях), вследствие этого время выталкивания по (2.7) и (2.9) будет больше фактического. Это обстоятельство может быть учтено введением поправочного коэффициента

$$\Theta = \frac{3600}{Pr^{7/8}} \quad (2.11)$$

где  $Pr$  – критерий Прандтля, вычисляемый для вязкой жидкости;

$$\text{Pr} = \frac{\nu_1 C_{p1} \rho_1}{\lambda_1} \quad (2.12)$$

$C_{p1}$  – удельная теплоемкость, Дж/(кг·град);  
 $\lambda_1$  – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К);

$$C_{p1} = \frac{1}{\sqrt{\rho_{15}}} (1,687 + 3,39 \cdot 10^{-3} t), \text{кДж} / (\text{кг} \cdot \text{К}) \quad (2.13)$$

$\rho_{15}$  – плотность вязкой жидкости при  $t = 15^\circ\text{C}$ , т/м<sup>3</sup>;

$$\lambda_1 = \frac{0,137}{\sqrt{\rho_{15}}} (1 - 0,54 \cdot 10^{-3} t) \quad (2.14)$$

### 2.3. Описание лабораторной установки

Лабораторная установка (рис. 2.1) состоит из стеклянного трубопровода 1, заполненного высоковязкой жидкостью, на котором имеется кран 2. Один конец трубопровода соединен с напорной емкостью 3. Один конец трубопровода соединен с напорной емкостью 3.

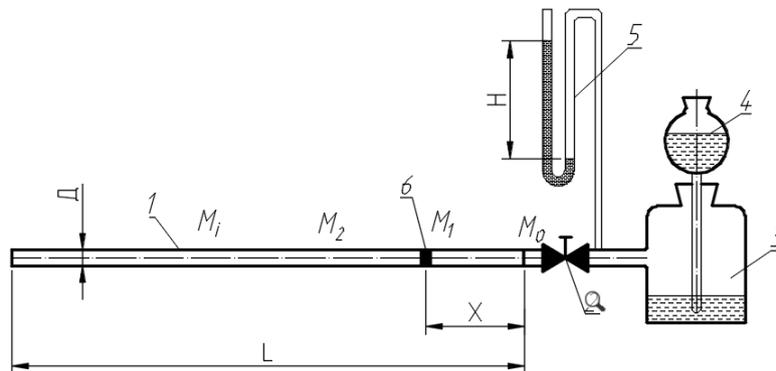


Рис. 2.1. Схема лабораторной установки

В данной установке вязкая жидкость выталкивается воздухом, избыточное давление которого измеряется U-образным манометром 5. Между воздухом и жидкостью помещается резиновый разделитель 6. Для создания в начале трубопровода постоянного давления емкость 3 имеет воронку 4. На трубопроводе через равные интервалы (20 см) нанесены метки  $M$ .

### 2.4. Подготовка установки и проведение измерений

Перед началом эксперимента трубопровод заполняется вязкой жидкостью до начальной метки  $M_0$ , при этом кран 2 должен быть открыт.

После заполнения трубопровода кран 2 закрывается, и в воронку 4

заливается вода, вследствие этого в емкости 3 создается избыточное давление, измеряемое манометром 5.

До проведения измерений в рабочем журнале записываются данные установки, выталкиваемой и выталкивающей жидкостей:

- внутренний диаметр трубопровода  $D$ ;
- длина заполненной части трубопровода;
- избыточное давление в начале трубопровода

$$(P_n - P_k) = \rho g H \quad (2.15)$$

- температура вязкой жидкости,  $^{\circ}C$ ;
- плотность;
- кинематическая вязкость.

В момент открытия крана 2 включается секундомер, и измеряются время выталкивания нефтепродукта  $\tau$ , время прохождения границы раздела (разделителя) – меток  $M$  трубопровода и объем вытесненного нефтепродукта. Результаты измерений записываются в табл. 2.1.

Таблица 2.1

№ п/п	Расстояние от начала трубопровода $X$ , см	Время прохождения границы раздела (разделителя) меток $t_x$ , с	Показания манометра $H$ , мм	
			левое колено	правое колено

На рис. 2.2 показаны зависимости вязкости и плотности воды и воздуха от температуры.

### 2.5. Обработка полученных данных

1. По формуле (2.7) рассчитывается время вытеснения нефтепродукта  $\tau_x$  из участков трубопровода, ограниченных метками  $M_0 - M_i$  ( $i=1; 2; 3 \dots n$ )/

2. Подсчитывается скорость движения границы раздела (разделителя) в момент времени  $\tau_x$  по формуле:

$$g_x = \frac{x}{\tau_x} \quad (2.16)$$

3. Определяется  $\tau_x$  и  $v_x$  по данным эксперимента.

4. Находится погрешность теоретического определения времени вытеснения  $\tau$  по (2.9) для случаев вытеснения с разделителем и без него.

5. Строится график зависимости  $v = f(x/L)$  по экспериментальным данным и теоретическим расчетам.

6. Определяется объем нефтепродукта, оставшегося в трубопроводе, и

рассчитывается степень вытеснения.

$V_T$  – объем нефтепродукта в трубопроводе до вытеснения;

$V_{ост}$  – объем нефтепродукта, оставшегося в трубопроводе после вытеснения.

7. Делаются выводы.

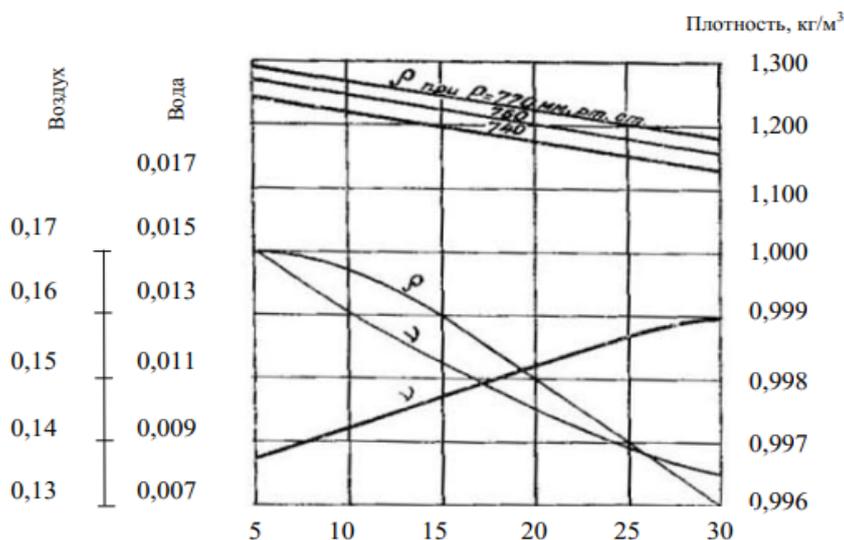


Рис. 2.2. Зависимость плотности и вязкости воды и воздуха от температуры

### 2.6. Вопросы по теме

1. Нарисуйте эпюру распределения касательных напряжений по сечению трубопровода при течении ньютоновской жидкости и неньютоновской жидкости, имеющей начальное напряжение сдвига.

2. Как меняется скорость движения границы раздела при вытеснении высоковязкой жидкости маловязкой, если разность давлений  $P_1 - P_2$  остается постоянной?

3. Какую форму имеет граница раздела жидкостей при вытеснении, если их плотности различны?

4. При вытеснении высоковязкой жидкости маловязкой без разделителя за время вытеснения принимается время появления толкающей жидкости. Будет ли это время больше, меньше или равно времени, найденному по (2.10)?

5. Нарисуйте график изменения расхода нефтепродукта, имеющего начальное напряжение сдвига.

6. Как меняется давление в начале трубопровода при перекачке ньютоновских жидкостей и неньютоновских жидкостей, имеющих начальное напряжение сдвига?

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

### Изучение процесса самотечного слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн

#### 3.1. Цель работы

1. Изучение зависимости коэффициента расхода сливного патрубка цистерны от числа Рейнольдса;
2. Определение среднего за время слива коэффициента расхода сливного патрубка. Построение зависимости  $\mu = f(\tau)$ ;
3. Определение времени самотечного слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн.

#### 3.2. Краткая теория

Слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн происходит при неустановившемся режиме истечения. В общем случае слив из цистерн может происходить через сливной трубопровод и при избыточном давлении в цистерне. При этом режим истечения может быть турбулентный в начале слива, ламинарный – в конце. В частных случаях возможно истечение только при одном режиме. Время слива ( $\tau$ ) в общем случае может быть теоретически вычислено в результате решения дифференциального уравнения

$$-\frac{dz}{d\tau} = \frac{Q}{F} \quad (3.1)$$

где  $z$  – переменный уровень нефтепродукта в цистерне, м;

$\tau$  – время, с;

$F$  – площадь «зеркала» нефтепродукта в цистерне,  $m^2$ , которое после интегрирования в пределах от 0 до  $\tau$  и от  $D$  до 0 может быть записано в виде

$$\frac{-2L}{f\sqrt{2g}} \int_D^0 \frac{1}{\mu} \sqrt{\frac{z(D-z)}{z+h \frac{p_1-p_2}{\rho g}}} dz \quad (3.2)$$

где  $L$  – длина цистерны, м;

$f$  – площадь конечного сечения патрубка цистерны,  $m^2$ ;

$D$  – диаметр цистерны, м;

$\mu$  – коэффициент расхода сливного патрубка;

$h$  – разность отметок между нижней образующей цистерны и конечным сечением сливного патрубка, м;

$p_1, p_2$  – давление над поверхностью нефтепродукта в цистерне и конечном сечении сливного патрубка,  $H/m^2$ .

Как показали многочисленные опыты,  $\mu \neq const$  и изменяется в течение

всего времени слива. Следовательно, для интегрирования уравнения (3.2) необходимо знать функциональную зависимость  $\mu$  от числа Рейнольдса и отношения  $h/d$  (где  $d$  – внутренний диаметр сливного патрубка). Введение переменного  $\mu = f(Re)$  привело к значительному усложнению уравнения (3.2), решение которого в этом случае приводит к весьма сложным формулам, непригодным для практических расчетов. Поэтому пользуются упрощенной методикой расчета, в которой для решения (3.2) принимается постоянное значение  $\mu$ , равное усредненному по времени коэффициенту расхода  $\bar{\mu}$ .

Время слива в этом случае будет равно

$$\tau = \frac{4LD\sqrt{D}}{3\bar{\mu}f\sqrt{2g}} \varphi\left(\frac{h_0}{D}\right) \quad (3.3)$$

Или

$$\tau = \frac{64}{3\pi^2} \cdot \frac{V_u}{\mu d^2 \sqrt{2gH}} \varphi\left(\frac{h_0}{D}\right) \quad (3.4)$$

где  $V_u$  – объем цистерны, м<sup>3</sup>.

$$\varphi\left(\frac{h_0}{D}\right) = \sqrt{\frac{D+h_0}{D}} \left\{ \frac{2h_0+D}{D} \cdot E\left(k, \frac{\pi}{2}\right) - \frac{2h_0}{D} \cdot F\left(k, \frac{\pi}{2}\right) \right\} \quad (3.5)$$

где  $E\left(k, \frac{\pi}{2}\right)$ ;  $F\left(k, \frac{\pi}{2}\right)$  – полные эллиптические интегралы 1-го и 2-го рода.  
Модуль и амплитуда полных эллиптических интегралов

$$k = \sqrt{\frac{D}{D+h_0}} \quad (3.6)$$

$$h_0 = h + \frac{P_1 - P_2}{\rho g} \quad (3.7)$$

График функции  $\varphi(h/D)$  приведен на рис. 3.1.

Усредненный во времени коэффициент расхода  $\bar{\mu}$  определяется по формуле

$$\bar{\mu} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta\tau_i \bar{\mu}_i}{\sum_{i=1}^n \Delta\tau_i} \quad (3.8)$$

где  $\bar{\mu}_i$  – средний коэффициент расхода сливного патрубка за время  $\Delta\tau_i$ .

$$\bar{\mu}_i = \frac{\bar{Q}_i}{\frac{\pi d^2}{4} \sqrt{2g(\bar{z}_i + h_0)}} \quad (3.9)$$

где  $\bar{Q}_i$  – среднее значение расхода сливаемого нефтепродукта,

$$\bar{Q}_i = \frac{\Delta V_i}{\Delta\tau_i} \quad (3.10)$$

где  $\Delta V_i$  – замеренный объем вылившейся из цистерны жидкости за время  $\Delta\tau_i$ ;

$\bar{z}_i$  – средний уровень жидкости в цистерне за промежуток времени  $\Delta\tau_i$ ,

$$\bar{z}_i = \frac{z_i + z_{i-1}}{2} \quad (3.11)$$

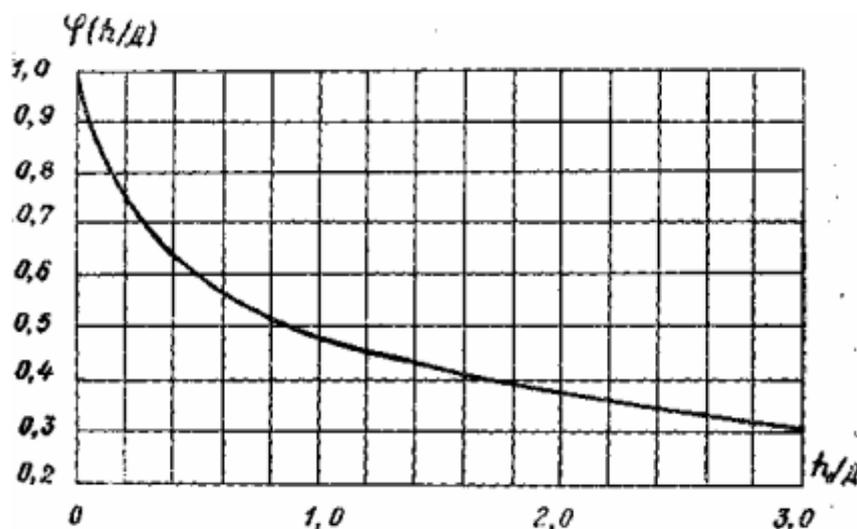


Рис. 3.1. График функции  $\varphi (h/D)$

Произведя  $n$  замеров в известные промежутки времени  $\Delta\tau_i$ , определяют значения  $\bar{\mu}_i$ , а затем по уравнению (3.8) рассчитывают  $\bar{\mu}_i$ .

На рассматриваемой установке можно экспериментально определить время полного опорожнения цистерны для двух систем слива (рис. 3.2): открытого – через сливной патрубок цистерны (рис. 3.2, а) и закрытого – через длинный сливной трубопровод (рис. 3.2, б).

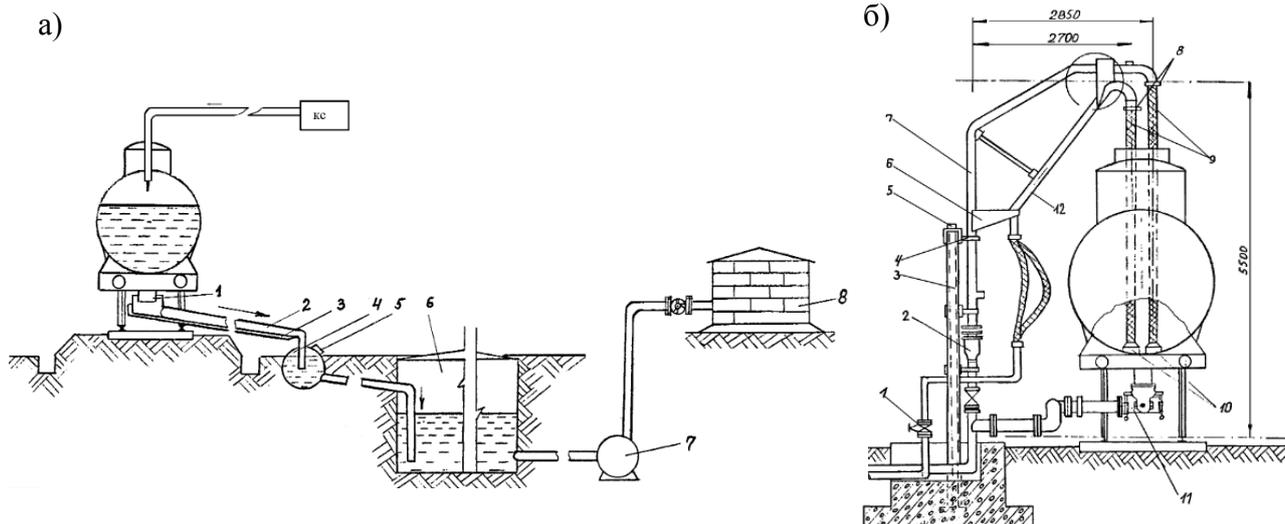


Рис. 3.2. Возможные схемы слива нефтепродуктов их железнодорожных цистерн: а – открытый слив, б – закрытый верхний и нижний слив

### 3.3. Описание лабораторной установки

Лабораторная установка (рис. 3.3) состоит из модели железнодорожной цистерны ( $D = 202$  мм,  $L = 766$  мм,  $V_{\text{ц}} = 24070$  см<sup>3</sup>,  $h = 43$  мм и  $d = 10$  мм), сливного бака, компрессора, напорного трубопровода с задвижкой, электропневматической системы коммутирования, блока управления, контрольно-измерительных приборов.

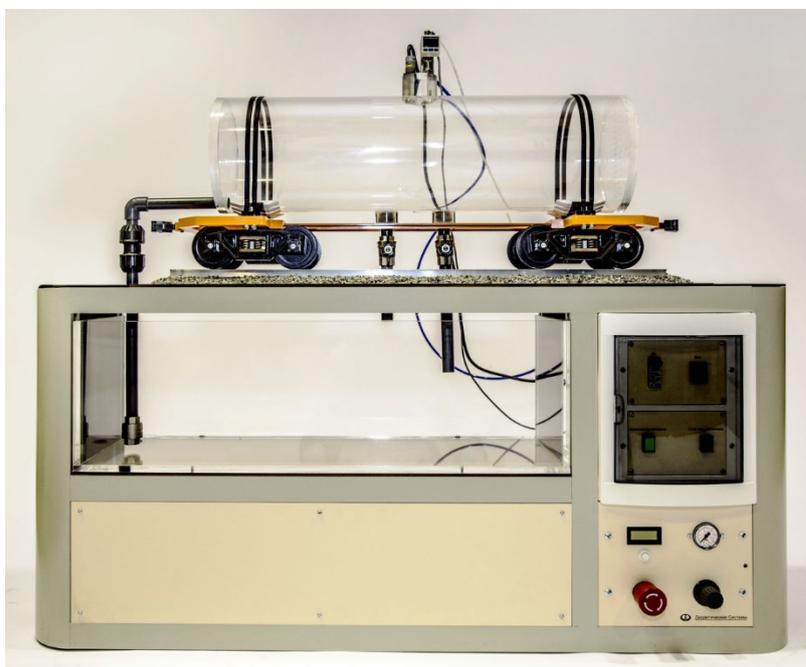


Рис. 3.3. Лабораторная установка

Для измерения вытекающего объема нефтепродукта на торце цистерны для различных уровней жидкости нанесены мерные риски ( $n = 14$ ), расстояние

до которых от дна цистерны и объем, заключенный между двумя смежными уровнями, приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1.

Расстояние от дна цистерны до мерных рисков и объем, заключенный между двумя смежными уровнями

№ уровня $i$	Расстояние от дна цистерны до риски $z_i$	Объем нефтепродукта между смежными уровнями $\Delta V_i$ , см
0	500	20000
1	441	10000
2	406	10000
3	372	10000
4	340	10000
5	310	10000
6	281	10000
7	249	10000
8	217	10000
9	183	10000
10	148	10000
11	85	10000
12	0	10000

### 3.4. Порядок проведения работы

1. Перед началом проведения работы записывают основные параметры цистерны и определяют вязкость сливаемого нефтепродукта.
2. Одновременно с открытием клапана цистерны включают секундомер и в момент прохождения уровнем жидкости каждой  $i$ -мерной риски записывают время  $\tau_i$ .
3. Измерения прекращаются на риске №12 или в момент образования воронки жидкости.
4. Значение высоты залива нефтепродукта находят по табл. 3.1.
5. Результаты измерений записываются в табл. 3.2.
6. Закрывают клапан цистерны и включают насос для обратной закачки нефтепродукта в цистерну.
7. Заполнив цистерну полностью (риска № 0), выключают насос. Присоединяют длинный сливной трубопровод.
9. Проводят замеры аналогично описанным в пунктах 1 – 4.
10. Результаты измерений заносятся в табл. 3.2.

Таблица 3.2.

## Результаты измерений

№	$z_i$	$\tau_i$	$\bar{z}_i$	$\Delta\tau_i$	$\Delta V_i$	$\bar{Q}_i$	$\bar{\mu}_i$	$\Delta\tau_i \bar{\mu}_i$	$Re_i$
Вспомогательные данные: вязкость нефтепродукта – $\nu$ , см <sup>2</sup> /с температура нефтепродукта – $t$ °С									

## 3.5. Обработка полученных данных

1. По (3.7) – (3.11) определяются  $\bar{z}_i, \bar{Q}_i, \bar{\mu}_i, \bar{\mu}$
2. Рассчитываются значения чисел Рейнольдса

$$Re_i = \frac{g_i d}{\nu} = \frac{\bar{\mu}_i \cdot \sqrt{2g(\bar{z}_i + h_0)}}{\nu} \cdot d \quad (3.12)$$

и строится график зависимости  $\mu_i$  от  $Re$ , отношение  $h/d$  – и график зависимости  $\mu_i = f(\tau_i)$ .

3. Определяется усредненный коэффициент расхода  $\bar{\mu}$ .
4. По (3.3) или (3.4) рассчитывается время слива нефтепродукта.
5. Рассчитывается погрешность определения  $\tau$  по (3.3) или (3.4).
6. Делаются выводы

## 3.6. Вопросы по теме

1. Объясните физический смысл уравнения (3.1).
2. На основании уравнения Бернулли выведите аналитическую формулу для расчета  $\mu$ .
3. В каком случае увеличение дополнительного напора  $h$  не приводит к уменьшению времени слива?
4. Для каких условий слива нефтепродуктов коэффициент расхода может быть принят постоянным?
5. Объясните, какая связь существует между  $f$  и  $\mu$  в (3.2).
6. Как изменится коэффициент расхода сливной коммуникации при увеличении вязкости сливаемого нефтепродукта.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

### Отбор проб из резервуаров

#### 4.1. Цель работы

Ознакомление с правилами отбора проб нефти и нефтепродуктов

#### 4.2. Краткая теория

Различают точечную, объединенную и контрольную пробы. Точечная проба характеризует нефть или нефтепродукт в определенном месте резервуара, объединенная проба позволяет судить о качестве и свойствах нефти или нефтепродукта в одной или нескольких емкостях, контрольная проба служит для контроля некоторых показателей качества нефти или нефтепродукта и представляет собой часть средней или индивидуальной пробы. Наибольшее значение имеет объединенная проба.

Перед отбором пробы из резервуара нефть и нефтепродукты отстаивают не менее 2 часов и удаляют отстой воды и загрязнений. Для проверки удаления воды и загрязнений пробу отбирают из сифонного крана, установленного в нижнее положение. Пробу из резервуара с нефтепродуктом, находящимся под давлением свыше 1,96 кПа (200 мм вод. ст.), отбирают без разгерметизации резервуара. Пробу нефти или нефтепродукта из резервуара с понтоном или плавающей крышей отбирают из перфорированной колонны.

Для отбора объединенной пробы нефти или нефтепродукта в один прием применяют стационарные пробоотборники по ГОСТ 13196 или с перфорированной заборной трубкой (рис. 4.1). За нижнюю точку отбора пробы нефти принимают уровень нижнего среза приемо-раздаточного патрубка (хлопушки) по внутреннему диаметру, а при отборе пробы нефтепродукта — уровень на расстоянии 250 мм от днища резервуара.

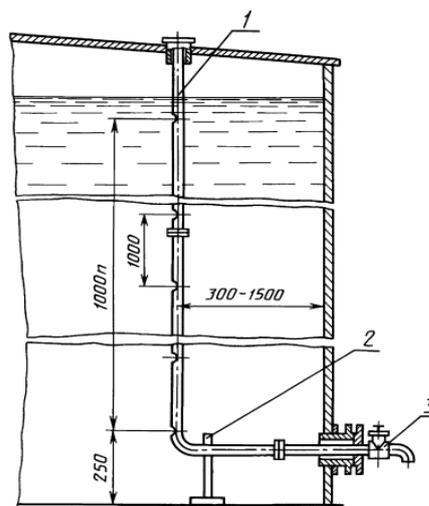


Рис. 4.1. Стационарный пробоотборник с перфорированной заборной трубкой:  
1 – перфорированная заборная трубка; 2 – опорная стойка; 3 – кран

Точечные пробы нефти и нефтепродуктов из резервуара отбирают стационарным (рис. 4.2, а) или переносным пробоотборником (рис. 4.2 б, в) с трех:

1. верхнего - на 250 мм ниже поверхности нефти или нефтепродукта;
2. среднего - с середины высоты столба нефти или нефтепродукта;
3. нижнего: для нефти - нижний срез приемо-раздаточного патрубка (хлопушки) по внутреннему диаметру, для нефтепродукта - на 250 мм выше дна резервуара.

Объединенную пробу нефти или нефтепродукта составляют смешением точечных проб верхнего, среднего и нижнего уровней в определенных соотношениях 1:3:1

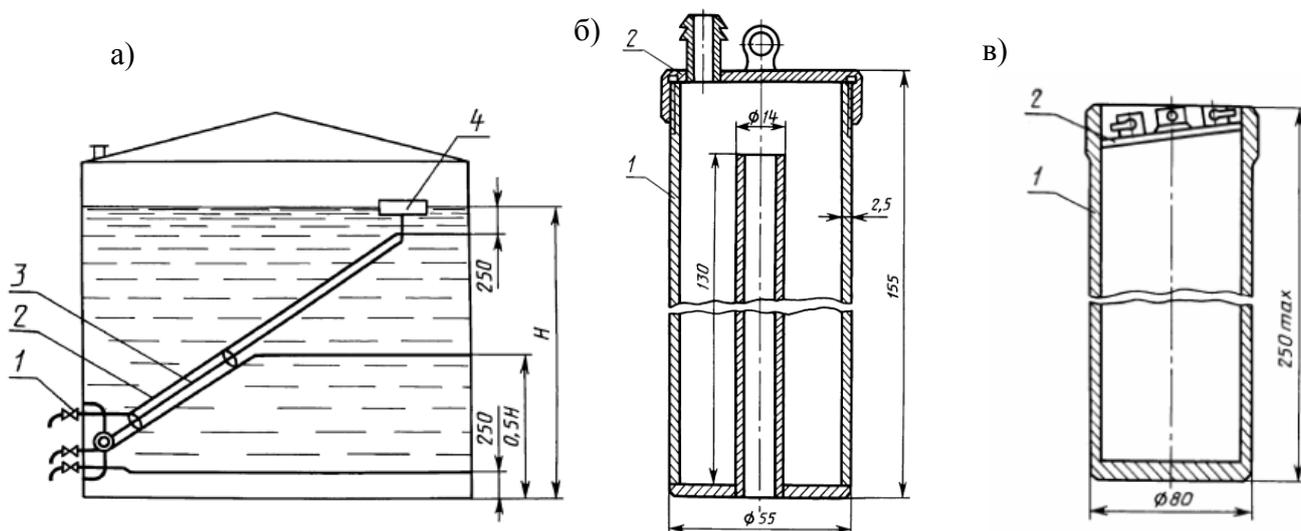


Рис. 4.2. Пробоотборник для отбора точечных проб с трех уровней:

- а) стационарный: 1 – кран; 2 – пробозаборные трубки; 3 – несущий рычаг; 4 – поплавок;
- б) металлический переносной: 1 – корпус с входным патрубком; 2 – крышка со штуцером
- в) металлический переносной: 1-корпус; 2 – крышка

### Отбор проб из горизонтальных резервуаров

Точечные пробы нефти и нефтепродуктов из горизонтального цилиндрического резервуара диаметром более 2500 мм отбирают переносным пробоотборником с трех уровней.

Объединенную пробу составляют смешением точечных проб верхнего, среднего и нижнего уровней в соотношении 1:6:1.

Точечные пробы нефти и нефтепродуктов из горизонтального цилиндрического резервуара диаметром менее 2500 мм независимо от степени заполнения, а также из горизонтального цилиндрического резервуара диаметром более 2500 мм, но заполненного до высоты, равной половине и менее диаметра, отбирают с двух уровней: с середины высоты столба жидкости и на 250 мм выше нижней внутренней образующей резервуара. Объединенную

пробу составляют смешением точечных проб среднего и нижнего уровней в соотношении 3:1.

При высоте уровня нефтепродукта менее 500 мм отбирают одну точечную пробу с нижнего уровня.

### **Отбор проб из резервуаров траншейного типа**

Точечные пробы нефтепродуктов из резервуара траншейного типа отбирают переносным пробоотборником с верхнего, среднего и нижнего уровней, соответствующих 0,93; 0,64; 0,21 объема нефтепродукта (отсчет снизу). Объединенную пробу составляют смешением точечных проб верхнего, среднего и нижнего уровней в соотношении 1:3:3.

Точечные пробы из резервуара, заполненного нефтепродуктами с различной плотностью (расхождения более  $2 \text{ кг/м}^3$ ), отбирают с семи уровней, соответствующих 0,93; 0,78; 0,64; 0,50; 0,36; 0,21; 0,07 объема нефтепродукта (отсчет снизу). Объединенную пробу составляют смешением одинаковых по объему точечных проб.

### **Отбор проб из резино-тканевых резервуаров**

Точечную пробу нефтепродукта из резино-тканевого резервуара отбирают металлической или стеклянной трубкой или дюритовым шлангом с уровня, расположенного на высоте 50—60 мм от нижнего полотнища резервуара.

#### *4.3. Описание схемы лабораторной установки*

Отбор проб на заданной высоте резервуара осуществляется с помощью пробоотборника (рисунок 4.2 в), утяжеленное дно которого способствует его погружению даже в очень вязкую жидкость. На крышке пробоотборника находятся 3 кольца (два для цепей и одно для рулетки) и одна ось для открытия и закрытия крышки. Для отбора пробы пробоотборник держат за цепи и опускают его в нефтепродукт. На определенной глубине по рулетке цепь с одной стороны ослабляют, крышка принимает вертикальное положение и пробоотборник заполняется продуктом, что легко можно понять по выделению на поверхность нефтепродукта пузырьков воздуха. Затем цепь обратно натягивают и извлекают пробоотборник из резервуара.

#### *4.4. Контрольные вопросы*

1. Какие бывают виды проб?
2. Как составляется объединенная проба?
3. Правила отбора проб с верхнего, среднего и нижнего уровня вертикальных цилиндрических резервуаров?
4. Принцип работы пробоотборника?
5. Чем отличаются отборы проб для горизонтальных и вертикальных резервуаров?

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5

### Схема улавливания легких фракций

#### 5.1. Цель работы

1. Изучить методы извлечения паров углеводородов из паровоздушной смеси;
2. Изучить методы сокращения потерь нефтепродуктов от испарения.

#### 5.2. Краткая теория

Одним из наиболее приемлемых решений, обеспечивающих защиту воздушного бассейна от выбросов паров нефтепродуктов и сокращение их потерь, может быть газоуравнительная система, которая отвечает требованиям природоохранных органов. Наиболее часто встречающимся вариантом газоуравнительной системы является возврат паров нефтепродуктов в автоцистерны при сливе нефтепродуктов на АЗС или при наливке нефтепродуктов в автоцистерны посредством автоматизированных систем.

Существует ряд технологий извлечения паров углеводородов из паровоздушной смеси (ПВС):

- охлаждение ПВС с последующей конденсацией углеводородных компонентов, предусматривается до  $-50^{\circ}\text{C}$ , что является энергоемким и дорогостоящим процессом, обеспечивающим конденсацию не более 40% углеводородов. Как правило, установки для охлаждения ПВС выполняются малой производительности и применяются на АЗС;

- адсорбция углеводородов с помощью твердого адсорбента, является достаточно простой операцией, но последующее извлечение углеводородов из адсорбента и приведение углеводородов в состояние, допускающее их дальнейшее использование, связано с применением сложных и энергоемких операций, а также с утилизацией отработанного адсорбента;

- мембранные технологии разделения газов, не нашли применения в отечественной практике из-за отсутствия высокоэффективных мембран. Мембранные установки являются громоздкими и малоэффективными, ресурс их работы является незначительным, что требует частой замены мембран;

- абсорбция углеводородов с помощью жидкого абсорбента, при атмосферном давлении обеспечивает максимально глубокую очистку ПВС от углеводородов при этом извлеченные из ПВС углеводороды возвращаются обратно в бензин;

- комбинированные технологии (абсорбция в сочетании с мембранными технологиями и адсорбцией). нашла широкое применение в Германии и Швейцарии. При применении мембранных фильтров после абсорбции глубина очистки ПВС достигает европейских стандартов –  $150 \text{ мг/м}^3$ , что не соответствует санитарным нормам, установленным в РФ, –  $100 \text{ мг/м}^3$ . В связи с этим предусматривается введение второй ступени очистки ПВС посредством адсорбционных фильтров переменного давления.

Большое количество ПВС образуется при «малых дыханиях»

резервуаров, часть из которых компенсируется газосборником, а часть проходит через установку УУПН.

Особенностью технологии УУПН является разделение паровоздушной смеси после абсорбции на разделительной ступени мембранных модулей на два потока: поток, насыщенный парами бензина (проницаемый), и поток, не насыщенный парами бензина.

#### *Методы сокращения потерь*

Потери от испарения в резервуарных парках нефтедобывающих предприятий разделяются на следующие составляющие:

- от вентиляции газового пространства 60 – 65 %;
- от «больших дыханий» 32 – 34 %;
- от «малых дыханий» 3 – 6.

Методы борьбы с потерями нефтепродуктов выбирают на основании технико-экономических расчетов с учетом метеорологических и производственных условий.

Методы сокращения потерь нефтепродуктов от испарения можно разделить на пять групп.

Первая группа – сокращение объема газового пространства резервуара. а. Из анализа уравнения потерь следует, что чем меньше объем газового пространства, тем меньше потери, и при  $V1 = V2 = 0$  в резервуаре теоретически потери от испарения должны отсутствовать.

Вторая группа – хранение под избыточным давлением. Согласно уравнению потерь, если конструкция резервуара рассчитана на работу под избыточным давлением, то в таком резервуаре могут быть полностью ликвидированы потери от «малых дыханий» и частично от «больших дыханий». Однако, как показали расчеты, большие избыточные давления усложняют конструкцию и удорожают стоимость резервуаров

Третья группа – уменьшение амплитуды колебания температуры газового пространства. Для этого применяют теплоизоляцию резервуаров, охлаждение их в летнее время водой и окраску в белый цвет, а также подземное хранение.

Четвертая группа – улавливание паров нефтепродуктов, вытесняемых из емкости. Для этого применяют газоуравнительные обвязки, представляющие собой отдельные трубопроводы или систему трубопроводов, соединяющих газовые пространства резервуаров или транспортных емкостей. Схема газовой обвязки показана на рис. 5.1.

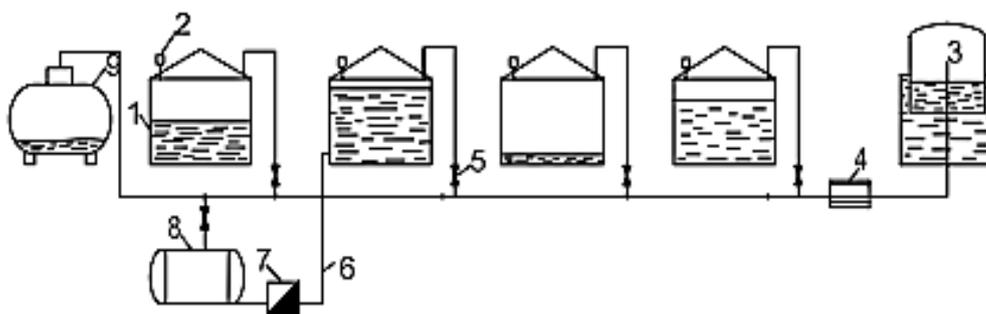


Рис. 5.1. Схема газовой обвязки:

- 1 – резервуар; 2 – дыхательный клапан; 3 – газгольдер; 4 – регулятор давления;  
 5 – трубопровод для паровоздушной смеси; 6 – конденсатопровод;  
 7 – насос для откачки конденсата; 8 – конденсатосборник;  
 9 – транспортная емкость

Пятая группа – организационно-технические мероприятия. Правильная организация эксплуатации резервуаров – одно из важнейших средств уменьшения потерь нефтепродуктов. Наиболее эффективными являются следующие организационные мероприятия:

1. для уменьшения потерь от «малых дыханий» в атмосферных резервуарах нефтепродукты необходимо хранить при максимальном заполнении резервуаров;

2. для сокращения потерь от «больших дыханий» необходимо максимально сократить внутрибазовые перекачки нефтепродукта из резервуара в резервуар;

3. чем меньше промежутки времени между выкачкой и закачкой нефтепродукта в резервуар, тем меньше величина потерь от «больших дыханий».

Применение газоуравнительной обвязки позволяет частично сократить потери от «больших дыханий». Эффективность сокращения потерь при использовании газовой обвязки зависит от коэффициента совпадения операций и выкачки. Ориентировочно можно считать, что потери сокращаются на величину, равную коэффициенту совпадения операций.

### 5.3. Схема установки

Определение параметров установки для улавливания паров нефтепродуктов выполняется, исходя из количества и схемы движения паровоздушной смеси ( $m^3/год$ ), в соответствии с перспективным грузооборотом предприятия по нефти и бензину.

Принципиальная технологическая схема УУПН представлена на рис. 5.1.

Паровоздушная смесь из газосборника подается на прием жидкостно-кольцевого компрессора VI, смешиваясь по пути с проницаемым потоком после мембранных модулей, и уплотняется компрессором до давления 0,35

МПа. Проницаемый поток, насыщенный парами бензина, обогащает ПВС, поступающую из газосборника на прием компрессора. Жидкостью кольцевого компрессора является бензин, который поглощает тепло, возникающее при компрессии; в результате этого происходит частичное испарение рабочей жидкости компрессора, и входящая ПВС обогащается парами; при этом концентрация с компрессированной смеси становится выше верхнего предела взрываемости паров бензина.

После компрессора уплотненная ПВС подается в абсорбер *B1*, где ПВС поступает через емкость снизу-вверх, проходя душирование впрыснутым бензином – абсорбентом. Подача бензина в качестве абсорбента осуществляется насосом *P1* с давлением 0,35 МПа и производительностью 30 м<sup>3</sup>/ч или из подземного горизонтального резервуара *B4* емкостью 100 м<sup>3</sup>. Промытая воздушная смесь направляется из абсорбера *B1* в мембранные модули *M*, а сконденсированные пары бензина и абсорбент поступают в нижнюю часть абсорбера *B1*, откуда они подаются в подземную емкость *B4*. По мере накопления бензина в емкости *B4* он откачивается из нее насосом *P2* в резервуар.

Углеводороды ПВС, поступившей в мембранные модули, за счет перепада давления, создаваемого жидкостно-кольцевым вакуумным насосом *У2*, в первую очередь проникают через мембрану, образуя насыщенный проницаемый поток, который после сепаратора *B2* поступает на смешение с ПВС, поступающей из газосборника на прием компрессора *VI*. Ненасыщенный (ретентационный) поток после мембранных модулей поступает на узел абсорбции перемены давления *A* и там очищается до предельной величины бензола. Рабочей жидкостью жидкостно-кольцевого вакуумного насоса *V2* является охлажденное воздухом масло. Потери масла в процессе работы компрессора компенсируются из запасной емкости.

Узел адсорбции перемены давления включает две адсорбционные группы, которые попеременно загружаются ретентационным потоком. Когда одна адсорбционная группа загружается, вторая группа подключается под вакуум и дополнительно регенерируется потоком чистого газа. Регенерированная адсорбционная группа затем загружается, а загруженная адсорбционная группа регенерируется. На выходе очищенного воздуха на «свечу» установлен вентиль, поддерживающий и регулирующий необходимое давление в системе. Конструкция узла обеспечивает содержание в выбрасываемом в атмосферу очищенном воздухе предельных значений содержания: углеводородов – 100 мг/м<sup>3</sup> и бензола – 5 мг/м<sup>3</sup>.

Управление УУПН осуществляется установкой с программным управлением «Сименс S5-135», запуск и остановка которой осуществляется автоматически в зависимости от уровня наполнения газосборника.

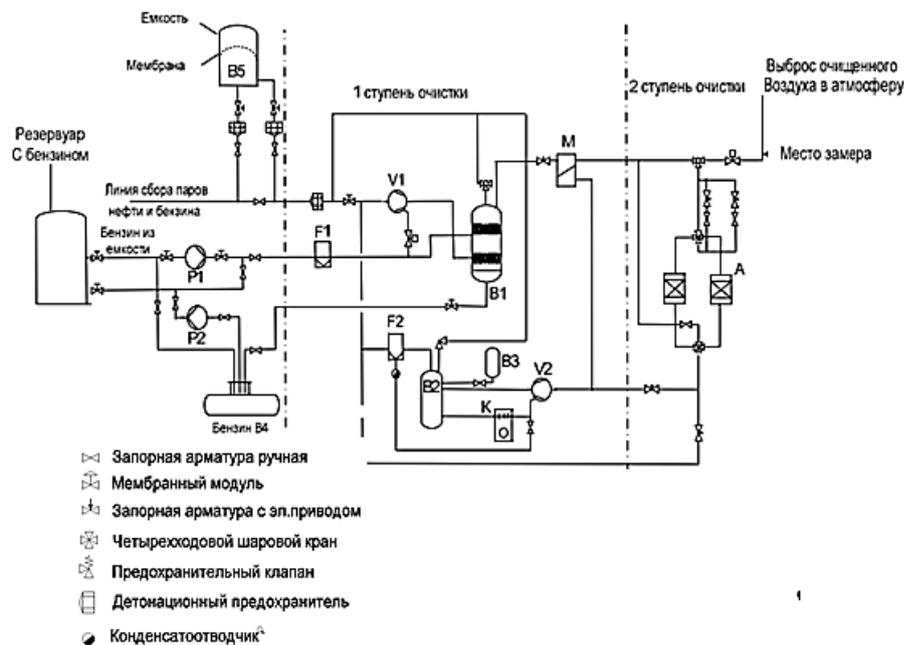


Рис. 5.2. Принципиальная технологическая схема установки улавливания паров нефтепродуктов:

А – узел абсорбции перемены давления; В1 – абсорбер; В2 – сепаратор; В3 – буферный резервуар; В4 – подземный резервуар с бензином емкостью 100 м; В5 – газосборник; F1, F2 – фильтры; К – масляный холодильник; М – мембранные модули; P1 – насос подачи бензина на абсорбер; P2 – насос откачки бензина в РВС № 12 из РГС; V1 – жидкостнокольцевой компрессор; V2 – жидкостнокольцевой вакуумный насос

#### 5.4. Контрольные вопросы

1. Что является особенностью технологии УУПН?
2. Исходя из чего выполняется подбор параметров установки для улавливания паров нефтепродуктов?
3. Как образуется насыщенный проницаемый поток?
4. От чего зависит эффективность сокращения потерь при использовании газовой обвязки?
5. Какие существуют методы сокращения потерь?

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коваленко П. В. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и нефтехранилищ : учеб.-метод. комплекс. В 2 ч. Ч. 1 / сост. : П. В. Коваленко, М. Н. Клебанова ; под общ. ред. П. В. Коваленко. – Новополоцк : ПГУ, 2006. – 340 с.
2. Коваленко П. В. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и нефтехранилищ : учеб.-метод. комплекс. В 2 ч. Ч. 2 / сост. : П. В. Коваленко, М. Н. Клебанова ; под общ. ред. П. В. Коваленко. – Новополоцк : ПГУ, 2006. – 344 с.
3. Сальников, А. В. Потери нефти и нефтепродуктов [Текст] : учеб. пособие / А. В. Сальников. – Ухта : УГТУ, 2012. – 108 с.
4. Коршак А. А. и др. Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие / А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. — Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. — 416 с.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
Лабораторная работа № 1. Дыхательные клапаны нефтяных резервуаров.....	3
Лабораторная работа № 2. Изучение процесса замещения нефтей и нефтепродуктов в трубопроводах.....	7
Лабораторная работа № 3. Изучение процесса самотечного слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн.....	15
Лабораторная работа № 4. Отбор проб из резервуаров.....	19
Лабораторная работа № 5. Схема улавливания легких фракций.....	22
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	27

# **ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ**

## **МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**

*к выполнению лабораторных работ  
для студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
(профиль «Проектирование, строительство и эксплуатация  
газонефтепроводов и газонефтехранилищ») всех форм обучения*

### **Составитель**

**Долбилова Марина Александровна**

Издается в авторской редакции

Подписано к изданию 12.04.2023.

Уч.-изд. л. 1,6.

ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет»  
394026 Воронеж, ул. 20-летия Октября, 84