

Документ подписан простой электронной подписью  
Информация о владельце:  
ФИО: Верисокин Александр Евгеньевич  
Должность: И.о. директора института наук о земле  
Дата подписания: 06.04.2026 16:02:47  
Уникальный программный ключ:  
bba78f4c385ebf765cda3fef3917df7dfeb1e004

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
образования  
«Северо-Кавказский федеральный университет»  
Колледж СКФУ в г. Ставрополе

**Методические указания**  
**для практических занятий**

**ПМ.02 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ**  
**НЕФТИ И ГАЗА**

Специальность	21.02.01	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Форма обучения	очная	

### **Пояснительная записка**

Методические указания по организации и проведению практических занятий составлены в соответствии с ФГОС СПО по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и рабочей программой профессионального модуля «ПМ.02 Обеспечение технологического процесса добычи нефти и газа».

Целью выполнения практических занятий является систематизация и закрепление теоретических знаний, и формирование практических умений.

Особое значение для усвоения содержания ПМ.02 Обеспечение технологического процесса добычи нефти и газа и привития практических навыков имеет правильная и четкая организация проведения и выполнения студентами практических работ под контролем преподавателя.

Перед началом выполнения каждой работы студенты должны ознакомиться с ее основными положениями, порядком выполнения работы.

По каждому практическому занятию предусматривается индивидуальный отчет перед преподавателями.

Процесс изучения профессионального модуля «ПМ.02 Обеспечение технологического процесса добычи нефти и газа» направлен на формирование элементов следующих общих компетенций в соответствии с ФГОС СПО:

ОК 01. Выбирать способы решения задач профессиональной деятельности применительно к различным контекстам

ОК 02. Использовать современные средства поиска, анализа и интерпретации информации, и информационные технологии для выполнения задач профессиональной деятельности

ОК 03. Планировать и реализовывать собственное профессиональное и личностное развитие, предпринимательскую деятельность в профессиональной сфере, использовать знания по финансовой грамотности в различных жизненных ситуациях

ОК 04. Эффективно взаимодействовать и работать в коллективе и команде

ОК 05. Осуществлять устную и письменную коммуникацию на государственном языке Российской Федерации с учетом особенностей социального и культурного контекста

ОК 07. Содействовать сохранению окружающей среды, ресурсосбережению, применять знания об изменении климата, принципы бережливого производства, эффективно действовать в чрезвычайных ситуациях

ОК 09. Пользоваться профессиональной документацией на государственном и иностранном языках

ПК 2.1. Поддерживать технологический режим работы скважин.

ПК 2.2. Осуществлять контроль и диагностику технического состояния и параметров работы скважин.

# ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 1

## РАСЧЕТ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ

**Цель:** научиться определять давление насыщения нефти газом.

### Теоретическая часть

Как правило, эксплуатация добывающих скважин связана с изменением температуры в процессе подъема продукции как вследствие теплообмена с окружающими горными породами, так и вследствие работы отдельных элементов погружного оборудования, например, погружного электродвигателя в установке погружного центробежного электронасоса. Учет влияния температуры на давление насыщения ( $P_{\text{нас}}$ ) позволяет существенно повысить точность расчета технологических процессов добычи нефти, особенно при решении оптимизационных задач.

Расчет давления насыщения в зависимости от температуры ( $P_{\text{нас},t}$ )

при постоянном количестве растворенного в нефти газа можно выполнить по формуле М.Д. Штофа, Ю. Н. Белова и В.П. Прончука, если известно содержание в растворенном газе метана и азота:

$$p_{\text{нас}}(t_{\text{пл}}) = p_{\text{нас}} + \frac{t - t_{\text{пл}}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{\text{ом}}(v_{\text{м}} - 0,8v_{\text{а}})}} \quad (1.1)$$

где  $p_{\text{нас}}(t_{\text{пл}})$  – давление насыщения пластовой нефти газом при пластовой температуре  $t_{\text{пл}}$ , МПа;  $t$  – текущая температура, °С;  $\Gamma_{\text{ом}}$  – газонасыщенность пластовой нефти, характеризующаяся отношением объема газа (приведенного к нормальным условиям), растворенного в нефти, к массе дегазированной нефти,  $\text{м}^3/\text{т}$ ;  $v_{\text{м}}$ ,  $v_{\text{а}}$  – соответственно содержание метана и азота в газе однократного разгазирования пластовой нефти в стандартных условиях, доли единицы.

### Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Рассчитать давление насыщения нефти горизонта при 50 °С в соответствии с примером:

пластовая температура  $t_{\text{пл}} = 82$  °С;

давление насыщения при пластовой температуре  $p_{\text{нас}} = 11,2$  МПа;

газосодержание пластовой нефти  $G_0 = 78,5$   $\text{м}^3/\text{м}^3$  (объем газа приведен к стандартным условиям);

плотность дегазированной нефти  $\rho_{\text{нд}} = 854$   $\text{кг}/\text{м}^3$  (при стандартных условиях);

содержание метана в газе однократного разгазирования при стандартных условиях  $v_{\text{м}} = 0,622$ , а азота  $v_{\text{а}} = 0,027$ .

Предварительно необходимо привести размерность газосодержания пластовой нефти  $G_0$  к размерности формулы (1.1). Для этого воспользуемся следующей зависимостью:

$$\Gamma_{\text{ом}} = \frac{10^3 G_0}{\rho_{\text{нд}} \cdot T_{\text{ст}} / T_0} \quad (1.2)$$

где  $10^3$  – коэффициент перевода плотности, выраженной в  $\text{кг}/\text{м}^3$ ,  $\rho_{\text{нд}}$  – плотность, выраженную в  $\text{т}/\text{м}^3$ .

Рассчитываем газонасыщенность:

$$\Gamma_{\text{ом}} = \frac{10^3 \cdot 78,5}{(293,15/273) \cdot 854} = 85,6 \text{ м}^3 / \text{т}$$

Вычисляем давление насыщения нефти газом при температуре 50 °С:

$$P_{\text{нас}50} = 11,2 + \frac{(50 - 82)}{(9,157 + \frac{701,8}{85,6(0,622 - 0,8 \cdot 0,027)})} = 9,8 \text{ МПа}$$

Таким образом, давление насыщения при температуре 50 °С составляет 9,8 МПа.

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Температура пласта, °С;	80	82	79	83	80	85	79,5	80,3	82	84
Давление насыщения, МПа	12	11	11,5	14	11	14,2	13,3	12,1	12,5	14
Газонасыщение, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	100	80	90	110	98,5	85	90	70	80	90

### Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания.

### Контрольные вопросы

1. Что такое давление насыщения нефти газом?
2. Что такое газосодержание?
3. Чему равна температура при нормальных, стандартных условиях?
4. Как рассчитывается давление насыщения нефти газом при заданной температуре?

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2 РАСЧЕТ ДЕБИТА НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

**Цель:** научиться рассчитывать дебит нефтяной скважины.

### Теоретическая часть

Общее уравнение притока жидкости в скважину имеет вид

$$Q = k(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})^n \quad (2.1)$$

где  $Q$  – дебит скважины, т/сут;  $k$  – размерный коэффициент пропорциональности;  $n$  – показатель степени, характеризующий режим движения жидкости (фильтрации).  
При  $n = 1$  выражение (2.1) записывается так:

$$Q = k_{\text{пр}}(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}) \quad (2.2)$$

где  $k_{\text{пр}}$  – коэффициент продуктивности скважины, т/ (сут·МПа) (стандартные условия).  
Дебит несовершенной скважины в условиях плоскорадиального притока в

соответствии с формулой Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_{заб})}{b_n \mu_{нп} \ln \frac{R_k}{r_{пр}}} \quad (2.3)$$

где  $k$  – проницаемость пласта (призабойной зоны скважины),  $m^2$ ;  $h$  – толщина пласта (работающая),  $m$ ;  $\mu_{нп}$  – вязкость нефти в пластовых условиях,  $MPa \cdot c$ ;  $r_{пр}$  – приведенный радиус скважины,  $m$ ;  $R_k$  – радиус контура питания,  $m$ ;  $b_n$  – объемный коэффициент нефти.

Из сопоставления (2.2) и (2.3) получаем

$$K_{пр} = 0,54 \frac{kh\rho_{нп}}{\mu_{нп} b_n \ln \frac{R_k}{r_{пр}}} \quad (2.4)$$

где  $b_n$  – объемный коэффициент нефти;  $\rho_{нп}$  – плотность нефти в пластовых условиях,  $kg/m^3$

В соответствии с (2.4) дебит скважины в стандартных условиях измеряется в  $t/сут$ , можно рассчитать по следующей формуле

$$Q = 0,54 \frac{kh\rho_{нп} (p_{пл} - p_{заб})}{\mu_{нп} b_n \ln \frac{R_k}{r_{пр}}} \quad (2.5)$$

### Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Вычислить дебит нефтяной скважины при забойном давлении, равном давлению насыщения, в соответствии с примером:

проницаемость призабойной зоны  $k = 0,25$   $mkm^2$ ; толщина пласта  $h = 5$   $m$ ; плотность нефти в пластовых условиях  $\rho_{нп} = 805$   $kg/m^3$ ; вязкость нефти в пластовых условиях  $\mu_{нп} = 2$   $MPa \cdot c$ ; плотность дегазированной нефти  $862$   $kg/m^3$ ; радиус контура питания  $R_k = 300$   $m$ ; приведенный радиус скважины  $r_{пр} = 0,01$   $m$ ; пластовое давление  $25$   $MPa$ ; газосодержание (газонасыщенность) пластовой нефти (объем газа приведен к стандартным условиям)  $G_0 (G_o) = 78,5$   $m^3/m^3$ , давление насыщения при  $t = 20$   $^{\circ}C$   $P_{нас20} = 8,48$   $MPa$ ; пластовая температура  $82$   $^{\circ}C$ ; содержание метана в газе однократного разгазирования при стандартных условиях  $v_m = 0,622$ , а азота  $v_a = 0,027$ .

Прежде всего рассчитываем объемный коэффициент нефти  $b_n$  по формуле:

$$b_n = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot G_0 \text{ при } G_0 < 400 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$b_n = 1 + 3,63 \cdot 10^{-3} (G_0 - 58) \text{ при } G_0 > 400 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$b_n = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot 78,5 = 1,24.$$

Затем определяем давление насыщения при пластовой температуре, так как в исходных данных оно дано при стандартной температуре.

.Для этого воспользуемся формулой (1.1 занятие 1), переписав ее следующим образом:

$$P_{\text{нас}} = P_{\text{нас},t} - \frac{t - t_{\text{пл}}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{\text{ом}}(v_{\text{м}} - 0,8v_{\text{а}})}}$$

Приводим заданное газосодержание  $G_0$  пластовой нефти к размерности  $\Gamma_{\text{ом}}$  в вышеприведенном уравнении. Для этого пользуемся (1.2 занятие 1)

$$\Gamma_{\text{ом}} = \frac{10^3 \cdot 78,5}{(293,15 / 273)862} = 84,8 \text{ м}^3 / \text{т.}$$

Таким образом, давление насыщения при  $t_{\text{пл}}$

$$P_{\text{нас}} = 8,48 - \frac{20 - 82}{9,157 + \frac{701,8}{84,8(0,622 - 0,8 \cdot 0,027)}} = 11,18 \text{ МПа}$$

Рассчитываем по (2.5) дебит скважины

$$Q = \frac{0,54287 \cdot 0,25 \cdot 5 \cdot 805(25 - 11,18)}{2 \cdot 1,24 \ln(300/0,01)} = 295,3 \text{ т/сут}$$

Расчетный дебит скважины в стандартных условиях состав 295,3 т/сут.

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Давление пластовое, МПа	25,5	26	26,5	27	27,6	28	28,5	25	24,5	24
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	79	78	80	80,5	81	81,5	78,5	79,5	80	81
Пластовая температура, °С	80	81	82	84	85	83	79	79,5	80,5	83

### Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания.

### Контрольные вопросы

1. Какой вид имеет обобщенное уравнение притока жидкости в скважину?
2. Как рассчитывается дебит несовершенной скважины в условиях плоскорадиального притока в соответствии с формулой Дюпюи?
3. Как рассчитывается объемный коэффициент нефти.

### ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №3

#### РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО ГЛУБИНЕ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

**Цель:** научиться рассчитывать распределение температуры по глубине добывающей

скважины.

### Теоретическая часть

Изменение температуры с глубиной добывающей скважины зависит от способа эксплуатации, добычи, диаметра скважины или НКТ, обводненности скважинной продукции и других важных параметров.

Для общего случая изменение температуры рассчитывается с использованием уравнение теплопроводности, в следующем виде:

$$t(h) = t_{\text{заб}} - \omega h + \omega \frac{2c\rho q}{k\pi d} \left[ 1 - \exp\left(-\frac{\pi d k h}{2c\rho q}\right) \right], \quad 3.1$$

где  $t(h)$  – температура на глубине  $h$ , отсчитываемая от забоя скважины, °С;  $t_{\text{заб}}$  – температура на забое скважины (принимается равной пластовой температуре  $t_{\text{пл}}$ ), °С;  $\omega$  – геотермический градиент, град/м;  $c$  – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(кг град);  $\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $q$  – объемный расход жидкости, м<sup>3</sup>/с;  $K$  – коэффициент теплопередачи через стен-ку трубы, Вт/(м<sup>2</sup>·град);  $d$  – внутренний диаметр подъемника скважины, м.

Наиболее трудно определяется коэффициент теплопередачи. Обобщение температурных режимов работы добывающих скважин и использование уравнения (3.1) позволяют записать следующие выражения для расчета температуры по глубине добывающей скважины:

при расчете от забоя скважины

$$t(h) = t_{\text{пл}} \left( 1 - St \frac{h}{d} \cos \alpha \right), \quad (3.2)$$

при расчете от устья скважины

$$t(H) = t_y / \left( 1 - St \frac{H}{d} \cos \alpha \right), \quad (3.3)$$

где  $t_{\text{пл}}$ ,  $t_y$  – соответственно температура пластовая и на устье скважины, °С;  $h$  – высота, отсчитываемая от забоя, м;  $H$  – глубина, отсчитываемая от устья, м;  $St$  – безразмерный критерий Стантона;  $\alpha$  – угол отклонения скважины от вертикали, градус.

Зависимость критерия Стантона от массового дебита скважины можно записать в следующем виде (рисунок 3 1):

$$St = \frac{1,763 \cdot 10^{-4}}{\ln(Q_M + 40)} - 0,202 \cdot 10^{-4} \quad (3.4)$$

где  $Q_M$  – массовый дебит скважины, т/сут

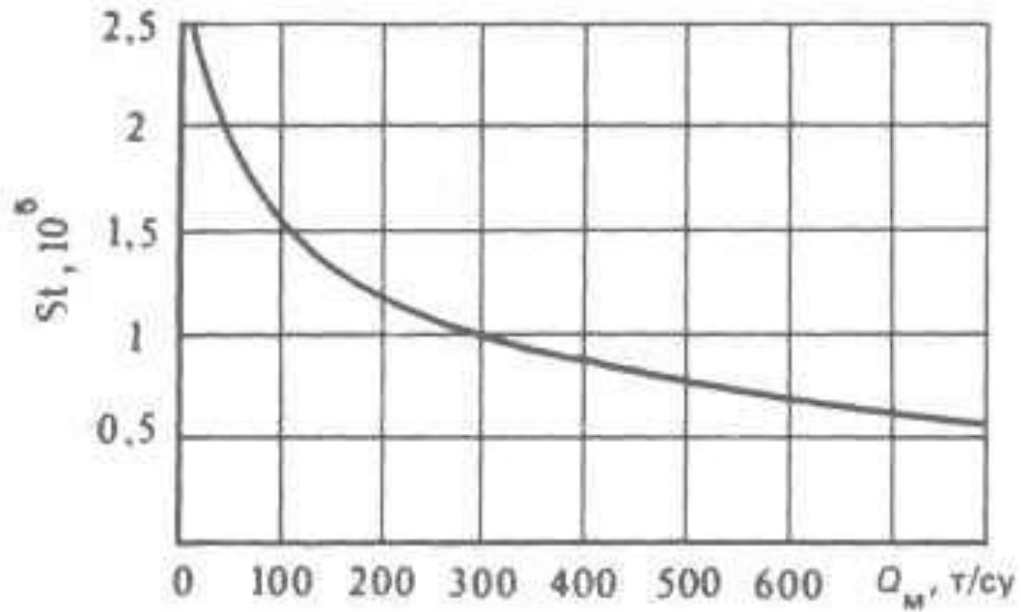


Рисунок 3.1 – Зависимость критерия Стантона от массового дебита скважины

Для критерия представленная зависимость справедлива в пределах изменения дебита от 15 до 800 т/сут при диаметрах подъемника 0,062; 0,0503 и 0,0403 м, т. е. справедлива только для колонн насосно-компрессорных труб и не может быть использована при расчетах температуры в обсадных колоннах.

Критерий Стантона можно записать так:

$$St = \frac{K\pi d^2}{4qrc} \quad (3.5)$$

Изменение температуры по глубине скважины можно установить и по следующему выражению:

$$T(H) = T_{пл} - (H_{кп} - H) \frac{0,0034 + 0,79\omega \cos\alpha}{10^{q/20d^{2,67}}}, \quad (3.6)$$

где  $T_{пл}$  – пластовая температура, К;  $H_{кп}$  – глубина кровли пласта, м;  $H$  – текущая глубина, отсчитываемая от устья скважины, м;  $q$  – дебит жидкости, приведенный к стандартным условиям, м<sup>3</sup>/с;  $d$  – диаметр скважины (подъемника), м.

Геотермический градиент:

$$\omega = \frac{T_{пл} - T_{нс}}{(H_{кп} - H_{нс}) \cos\alpha} \quad (3.7)$$

где  $T_{нс}$  – температура нейтрального слоя, К;  $H_{нс}$  – глубина нейтрального слоя, м.

Нейтральный слой – это участок или слой горной породы, в котором температура не изменяется в течение года. Температура нейтрального слоя для некоторых нефтяных районов: Коми АССР – 277 К; Западная Сибирь – 278 К, Урало-Поволжье – 279 К; Белоруссия и Украина – 282 К; Краснодарский край и Чечено-Ингушская АССР – 286,5 К; Азербайджан,

Казахстан и Средняя Азия – 289 К. Глубина нейтрального слоя от поверхности земли изменяется в разных районах от 20 до 40 м и может быть принята, в среднем, равной 30 м.

При известном массовом дебите скважины  $Q_M$  и известной плотности нефти в стандартных условиях  $\rho_{нд}$  дебит жидкости  $q$  рассчитывается так:

$$q = Q_M / (86,4 \rho_{нд}), \quad (3.8)$$

где  $q$  – дебит жидкости, м<sup>3</sup>/с;  $Q_M$  – массовый дебит жидкости, т/сут;  $\rho_{нд}$  – плотность нефти в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

### Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование, входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Рассчитать распределение температуры по глубине фонтанной добывающей скважины нефтяного месторождения в соответствии с примером:

глубина кровли пласта 1700 м; пластовая температура 29 °С; диаметр подъемника  $d_{вн} = 0,0403$  м (подъемник спущен до кровли продуктивного горизонта); скважина работает с массовым дебитом  $Q_M = 51$  т/сут, обводненность продукции  $B = 0$ , плотность нефти в стандартных условиях 852,5 кг/м<sup>3</sup>, скважина вертикальная.

Определяем распределение температуры по зависимости (3.2) с шагом  $h = 200$  м. Предварительно рассчитаем по формуле (3.4) критерий Стантона:

$$St = 1,763 \cdot 10^{-4} / \ln(51 + 40) - 0,202 \cdot 10^{-4} = 1,889 \cdot 10^{-5}$$

По рисунку 3.1

$$St = 1,9 \cdot 10^{-5}$$

Для  $h = 200$  м

$$t_{200} = 29(1 - 1,889 \cdot 10^{-5} \cdot 200 / 0,403 \cdot 1) = 26,3 \text{ °С}$$

Аналогичные расчеты проводятся для следующих значений  $h$ .

$h, \text{ м}$	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1700
$t, \text{ °С}$	26,3	23,6	20,85	18,12	15,4	12,7	10	7,28	5,9

Вычисляем распределение температуры по формуле (3.6). Предварительно рассчитываем геотермический градиент для следующих условий:

$$T_{пл} = 302 \text{ К}, T_{нс} = 279 \text{ К}, H_{кп} = 1700 \text{ м}, H_{нс} = 30 \text{ м}, \alpha = 0^\circ.$$

В соответствии с формулой (3.7):

$$\omega = \frac{302 - 279}{(1700 - 30) \cdot 1} = 0,0141 \cdot \text{градус/м}.$$

Чтобы установить распределение температуры по (3.6), рассчитываем предварительно  $q$  по (3.8)

$$q = \frac{51}{86,4 \cdot 852,5} = 6,924 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Вычисляем по формуле (3.6) температуру на глубине  $H = 200$  м от устья

$$T_{200} = 302 - (1700 - 200) \frac{0,0034 + 0,79 \cdot 0,0141 \cdot 1}{10^{6,924 \cdot 10^{-4} / 20 - 0,403^{2,67}}} = 287,7\text{K}$$

Проводим аналогичные расчеты для следующих значений Н

Н, м	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1700
t, °С	14,7	16,6	18,5	20,4	22,3	24,2	26,14	28,5	29

Ниже представлены результаты экспериментальных замеров температуры по глубине этой скважины

Н, м	0	200	400	600	800	900	1050	1600
t, °С	7	9	11,8	13,3	16,3	17,8	19,9	26

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глубина спуска, Н <sub>сп</sub>	1150	1000	1200	1300	1250	1100	1350	1200	1400	900
Массовый дебит скважины, Q <sub>м</sub> т/сут	130	140	150	135	145	140	120	125	140	150
Обводненность, В	0,1	0,2	0,15	0,2	0,4	0,45	0,35	0,3	0,2	0,1

### Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания;

### Контрольные вопросы

1. Как ведется расчет температуры по глубине добывающей скважины при отсчете от устья, забоя скважины.
2. Как рассчитывается критерий Стантона?
3. Что такое геотермический градиент и как он рассчитывается?
4. Что такое нейтральный слой?

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 4 РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО ГЛУБИНЕ СКВАЖИНЫ, ЭКСПЛУАТИРУЕМОЙ УСТАНОВКОЙ ПОГРУЖНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО ЭЛЕКТРОНАСОСА

**Цель:** научиться рассчитывать распределение температуры по глубине добывающей скважины.

### Теоретическая часть

Изменение температуры с глубиной добывающей скважины зависит от способа эксплуатации, добычи, диаметра скважины или НКТ, обводненности скважинной продукции и других важных параметров.

Для общего случая изменение температуры рассчитывается с использованием уравнение теплопроводности, в следующем виде:

$$t(h) = t_{\text{заб}} - \omega h + \omega \frac{2c\rho q}{k\pi d} \left[ 1 - \exp\left(-\frac{\pi d k h}{2c\rho q}\right) \right] \quad 4.1$$

где  $t(h)$  – температура на глубине  $h$ , отсчитываемая от забоя скважины, °С;  $t_{\text{заб}}$  – температура на забое скважины (принимается равной пластовой температуре  $t_{\text{пл}}$ ), °С;  $\omega$  – геотермический градиент, град/м;  $c$  – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(кг град);  $\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $q$  – объемный расход жидкости, м<sup>3</sup>/с;  $K$  – коэффициент теплопередачи через стен-ку трубы, Вт/(м<sup>2</sup>·град);  $d$  – внутренний диаметр подъемника скважины, м.

Наиболее трудно определяется коэффициент теплопередачи. Обобщение температурных режимов работы добывающих скважин и использование уравнения (3.1) позволяют записать следующие выражения для расчета температуры по глубине добывающей скважины:

при расчете от забоя скважины

$$t(h) = t_{\text{пл}} \left( 1 - St \frac{h}{d} \cos \alpha \right), \quad (4.2)$$

при расчете от устья скважины

$$t(H) = t_y / \left( 1 - St \frac{H}{d} \cos \alpha \right), \quad (4.3)$$

где  $t_{\text{пл}}$ ,  $t_y$  – соответственно температура пластовая и на устье скважины, °С;  $h$  – высота, отсчитываемая от забоя, м;  $H$  – глубина, отсчитываемая от устья, м;  $St$  – безразмерный критерий Стантона;  $\alpha$  – угол отклонения скважины от вертикали, градус.

Зависимость критерия Стантона от массового дебита скважины можно записать в следующем виде (рисунок 3 1):

$$St = \frac{1,763 \cdot 10^{-4}}{\ln(Q_M + 40)} - 0,202 \cdot 10^{-4} \quad (4.4)$$

где  $Q_M$  – массовый дебит скважины, т/сут

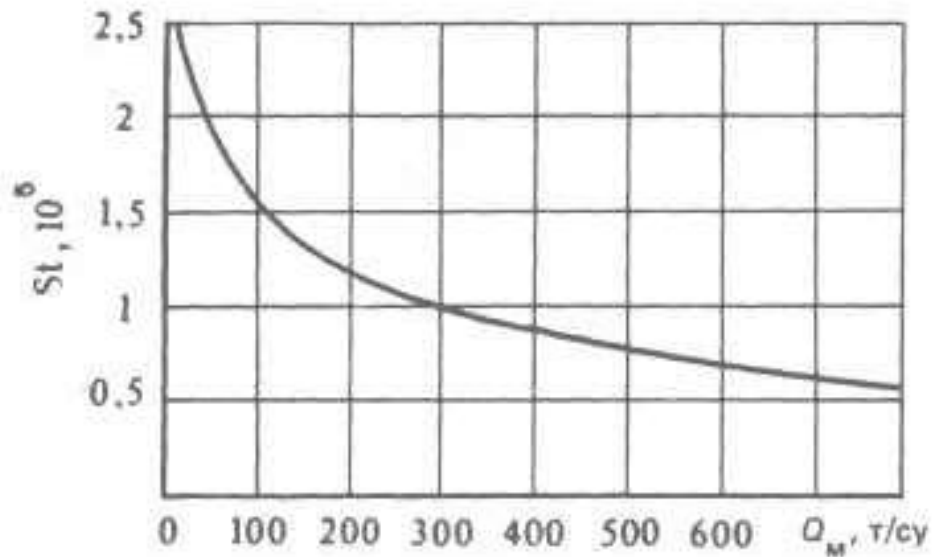


Рисунок 4.1 – Зависимость критерия Стантона от массового дебита скважины

Для критерия представлена зависимость справедлива в пределах изменения дебита от 15 до 800 т/сут при диаметрах подъемника 0,062; 0,0503 и 0,0403 м, т. е. справедлива только для колонн насосно-компрессорных труб и не может быть использована при расчетах температуры в обсадных колоннах.

Критерий Стантона можно записать так:

$$St = \frac{K\pi d^2}{4qrc} \quad (4.5)$$

Распределение температуры по глубине скважины можно установить и по следующему выражению:

$$T(H) = T_{пл} - (H_{кп} - H) \frac{0,0034 + 0,79\omega \cos\alpha}{10^{q/20d^{2,67}}}, \quad (4.6)$$

где  $T_{пл}$  – пластовая температура, К;  $H_{кп}$  – глубина кровли пласта, м;  $H$  – текущая глубина, отсчитываемая от устья скважины, м;  $q$  – дебит жидкости, приведенный к стандартным условиям, м<sup>3</sup>/с;  $d$  – диаметр скважины (подъемника), м.

Геотермический градиент:

$$\omega = \frac{T_{пл} - T_{нс}}{(H_{кп} - H_{нс}) \cos\alpha} \quad (4.7)$$

где  $T_{нс}$  – температура нейтрального слоя, К;  $H_{нс}$  – глубина нейтрального слоя, м.

Нейтральный слой – это участок или слой горной породы, в котором температура не изменяется в течение года. Температура нейтрального слоя для некоторых нефтяных районов: Коми АССР – 277 К; Западная Сибирь – 278 К, Урало-Поволжье – 279 К; Белоруссия и Украина – 282 К; Краснодарский край и Чечено-Ингушская АССР – 286,5 К; Азербайджан, Казахстан и Средняя Азия – 289 К. Глубина нейтрального слоя от поверхности земли изменяется в разных районах от 20 до 40 м и может быть принята, в среднем, равной 30 м.

При известном массовом дебите скважины  $Q_m$  и известной плотности нефти в стандартных условиях  $\rho_{нд}$  дебит жидкости  $q$  рассчитывается так:

$$q = Q_m / (86,4 \rho_{нд}), \quad (4.8)$$

где  $q$  – дебит жидкости,  $m^3/c$ ;  $Q_m$  – массовый дебит жидкости,  $t/cут$ ;  $\rho_{нд}$  – плотность нефти в стандартных условиях,  $кг/м^3$ .

### Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Рассчитать распределение температуры по глубине скважины, эксплуатируемой установкой погружного центробежного электронасоса в соответствии с примером:

Вертикальная скважина эксплуатируется установкой погружного центробежного электронасоса (ПЦЭН), спущенной на глубину  $H_{сп} = 1100$  м. Массовый дебит скважины  $Q_m = 131$  т/сут. Диаметр подъемника  $d_{вн} = 0,0503$  м. Диаметр скважины  $D = 0,168$  м. Глубина скважины  $H = 2700$  м. Пластовая температура  $38$  °С, обводненность продукции  $B = 0,1$ . Температура на устье скважины  $t = 20$  °С.

Требуется рассчитать температуру жидкости перед установкой ПЦЭН

$T_{пр}$ , на выходе из насоса  $t_в$ , а также подогрев жидкости за счет работы установки  $\Delta t$ .

Решение. Для расчета распределения температуры в обсадной колонне ниже установки ПЦЭН используем следующую зависимость:

$$t(h) = t_{пл} \left\{ \left[ 1 - h \left[ 0,544 \left( 623,7 \frac{D_{эж}}{2Q_m} + 1 \right) \frac{\cos \alpha}{c} \right] \right] \right\} \quad (4.9)$$

где  $h$  — высота, отсчитываемая от забоя скважины, м.

Распределение температуры в колонне насосно-компрессорных труб при расчете её от устья устанавливается по зависимости:

$$t(H) = t_y / \left\{ \left[ 1 - H \left[ 0,544 \left( 623,7 \frac{d_{вн}}{Q_m} + 1 \right) \frac{\cos \alpha}{c} \right] \right] \right\}. \quad (4.10)$$

Удельная теплоемкость продукции скважины

$$c = c_n (1 - B) + c_в B, \quad (4.11)$$

где  $c_n$ ,  $c_в$  – соответственно, удельная теплоемкость нефти ( $c_n = 2100$  Дж/(кг • градус) и воды ( $c_в = 4186$  Дж/(кг • градус);  $B$  – обводненность продукции).

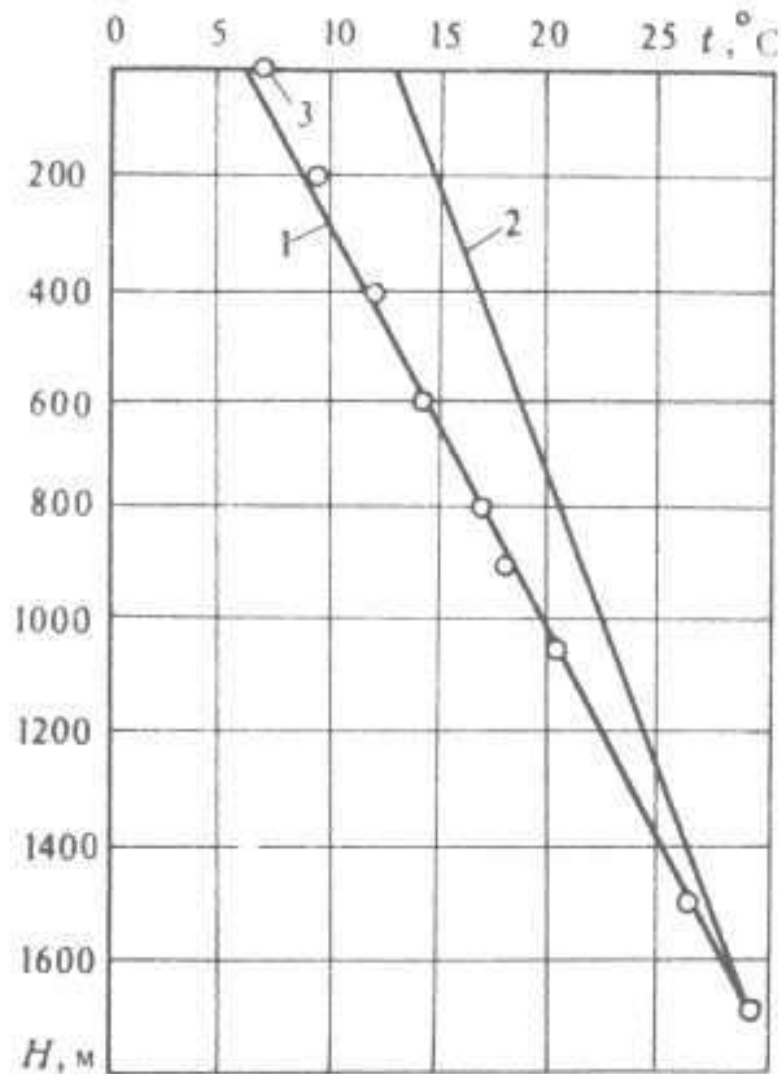


Рисунок 4.2 – Сопоставление расчетного и экспериментального распределений температуры:

1 – расчет по формуле (4.2); 2 – расчет по формуле (4.6); 3 – экспериментальные данные

Для условий задачи удельная теплоемкость жидкости

$$c = 2100(1 - 0,1) + 4186 * 0,1 = 2308,6 \text{ Дж/(кг- градус)}.$$

Рассчитываем по формуле (4.9) температуру жидкости перед установкой ПЭЦН  $t_{пр}$  на глубине от устья скважины  $H_{сп} = 1100$  м, т. е. на высоте от забоя  $h$ :

$$H = 2700 - 1100 = 1600$$

$$t_{пр(1600)} = 38 \left\{ 1 - 1600 \left[ 0,544 \left( 623,5 \frac{0,168}{2 \cdot 131} + 1 \right) \frac{1}{2308,6} \right] \right\} = 18 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Таким образом, температура жидкости перед установкой ПЭЦН равна  $18 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

Температуру жидкости на выкиде насоса в подъемнике  $t_b$  вычисляем по (4.3), определив предварительно по рисунку 4.1 критерий Стантона для  $Q = 131$  т/сут:  $St = 1,37 \cdot 10^{-5}$ . Расчет ведем для  $H_{сп} = 1100$  м:

$$t_{b(1100)} = 20 / (1 - 1,37 \cdot 10^{-5} \frac{1100}{0,0503} \cdot 1) = 28,5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Рассчитаем температуру на выкиде насоса  $t_b$  по (4.10):

$$t_{b(1100)} = 20 / \left\{ 1 - 1100 \left[ 0,544 \left( 623,7 \cdot \frac{0,0503}{131} + 1 \right) \frac{1}{2308,6} \right] \right\} = 29,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Сравнивая результаты расчета  $t_b$  по формулам (4.3) и (4.10), видим, что ошибка

$$\delta = \frac{28,5 - 29,5}{29,5} \cdot 100\% = -3,5\%$$

что вполне допустимо для тепловых расчетов.

Принимаем температуру жидкости на выкиде насоса средней по (4.3) и (4.10):

$$t_b = (28,5 + 29,5) / 2 = 29 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Подогрев жидкости за счет работы установки ПЦЭН составляет:

$$\Delta t = t_b - t_{пр} = 29 - 18 = 11 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Таким образом, температура жидкости перед установкой ПЦЭН  $t_{пр} = 18 \text{ } ^\circ\text{C}$ ; температура жидкости на выходе из установки  $t_b = 29 \text{ } ^\circ\text{C}$ , а подогрев жидкости за счет работы установки  $\Delta t = 11 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

Варианты расчета:

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глубина спуска, $H_{сп}$	1150	1000	1200	1300	1250	1100	1350	1200	1400	900
Массовый дебит скважины, $Q_m$ т/сут	130	140	150	135	145	140	120	125	140	150
Обводненность, В	0,1	0,2	0,15	0,2	0,4	0,45	0,35	0,3	0,2	0,1

### Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания;

### Контрольные вопросы

5. Как ведется расчет температуры по глубине добывающей скважины при отсчете от устья, забоя скважины.

6. Как рассчитывается критерий Стантона?
7. Что такое геотермический градиент и как он рассчитывается?
8. Что такое нейтральный слой?

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №5 РАСЧЕТ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ

**Цель:** научиться рассчитывать пластовое давление в добывающей скважине.

### Теоретическая часть

Под пластовым давлением будем понимать давление на забое остановленной на определенный период времени скважины. Методы расчета пластового давления различны для различных категорий скважин по обводненности и базируются на использовании ряда показателей скважины, получаемых в процессе ее эксплуатации.

По обводненности скважины делятся на безводные и обводненные. К безводным будем относить только те скважины, в продукции которых полностью отсутствует вода, и скважины при проведении подземного ремонта не были заглушены водой (или вся вода глушения вынесена на поверхность).

К обводненным будем относить все скважины, в продукции которых содержится вода при стационарном режиме их работы независимо от места рассмотрения продукции (на поверхности, в подъемнике, в интервале "забой – прием"). Таким образом, скважину, в продукции которой на поверхности вода отсутствует, но которая была заглушена водой и в интервале "забой – прием" имеется вода при стационарной ее работе, будем считать обводненной.

Для безводной скважины пластовое давление  $p_{пл}$  рассчитывают по формуле:

$$p_{пл} = h_n \rho_n g 10^{-6} \quad (5.1)$$

где  $h_n$  – высота столба нефти в скважине, отсчитываемая от забоя, м;  $\rho_n$  – средняя плотность нефти в остановленной скважине, кг/м<sup>3</sup>.

Высота столба нефти:

$$h_n = L_c - H_{ст}, \quad (5.2)$$

где  $L_c$  – глубина скважины, м;  $H_{ст}$  – статический уровень жидкости, м. Если при остановке скважины давление на устье больше атмосферного, то пластовое давление:

$$p_{пл} = L_c \rho_n g 10^{-6} + p_y \quad (5.3)$$

где  $p_y$  – давление на устье остановленной скважины, МПа.

Среднюю плотность нефти можно рассчитывать, принимая линейный закон ее распределения в функции давления:

$$\rho_n = (\rho_{ни} + \rho_{но}) / 2 \quad (5.4)$$

В обводненной скважине, которая не глушилась водой (или другой жидкостью глушения) при эксплуатации, возможны следующие условия: вся вода, поступающая из пласта с продукцией, выносится на дневную поверхность и не накапливается в интервале «забой – прием»; поступающая из пласта с нефтью вода частично выносится на дневную

поверхность, а частично накапливается в интервале «забой – прием».

В этих условиях проверяется возможность накопления воды в интервале «забой – прием» в процессе эксплуатации скважины.

Условия полного выноса накопленной в интервале «забой – прием» воды, поступающей с продукцией из пласта, следующие:

$$Re_n > Re_{nпр} = 1600 \quad (5.5)$$

или

$$Re_n < Re_{nпр} = 1600$$

$$H_{сп} > H'_{сп} = L \frac{D_{эк}^2}{(D_{эк}^2 + d_{вн}^2)} \quad (5.6)$$

где  $Re_n$  – приведенное число Рейнольдса по нефти;  $Re_{nпр}$  – предельное приведенное число Рейнольдса по нефти, равное 1600, и при котором вся вода, поступающая из пласта, выносится с интервала «забой – прием» (накопления воды в этом интервале при эксплуатации скважины не происходит);  $H_{сп}$  – глубина спуска подъемника или насоса, м;  $D_{эк}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;  $d_{вн}$  – внутренний диаметр НКТ, м. Приведенное число Рейнольдса по нефти:

$$Re_n = 1,274 Q_{нд} b_n / (86400 D_{эк} v_n), \quad - \quad (5.7)$$

где  $Q_{нд}$  – дебит скважины по дегазированной нефти, м<sup>3</sup>/сут;  $b_n$  – объемный коэффициент нефти;  $v_n$  – кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях, м<sup>2</sup>/с.

При соблюдении условий (5.5) или (5.6) плотность водонефтяной смеси  $\rho_{вн}'$  в интервале «забой – прием» рассчитывают по формуле:

$$\rho_{вн}' = \rho_n + (\rho_v - \rho_n) B \quad (5.8)$$

где  $\rho_v$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $B$  – обводненность продукции.

В данном случае пластовое давление

$$\rho_{пл} = 10^6 [(L_c - H_{сп}) \rho_{вн} + (H_{сп} - H_{дин}) \rho_{нд} g + (H_{дин} - H_{ст}) \rho_{вн} g], \quad (5.9)$$

где  $H_{дин}$  – динамический уровень в скважине, м.

Условие неполного выноса накопленной в интервале «забой – прием» воды следующее:

$$Re_n < Re_{nпр} = 1600,$$

$$H_{сп} < H'_{сп} = L_c D_{эк}^2 / (D_{эк}^2 + d_{вн}^2) \quad (5.10)$$

В условиях неполного выноса поступающей из пласта воды (вода накапливается в интервале «забой – приём») плотность водонефтяной смеси:

$$\rho_{вн} = \rho_v - \frac{(1-B)H_{сп}}{(L_c - H_{сп})} \left(\frac{d_{вн}}{D_{эк}}\right)^2 (\rho_v - \rho'_{вн}) \quad (5.11)$$

где  $\rho'_{\text{вн}}$  – плотность водонефтяной смеси при условии полного выноса воды, рассчитываемая по (5.8), кг/м<sup>3</sup>.

Если скважина в процессе эксплуатации дает безводную продукцию, но при текущем ремонте она была заглушена водой, то возможны также два условия:

в процессе эксплуатации происходит полный вынос воды глушения;

в процессе эксплуатации воды глушения частично остается в интервале «забой – прием».

Условия полного выноса воды глушения следующие:

$$\text{Re}_n > \text{Re}_{\text{нпр}}=850 \quad (5.12)$$

Или

$$\begin{aligned} \text{Re}_n < \text{Re}_{\text{нпр}}=850 \\ H_{\text{сп}} > H'_{\text{сп}} \end{aligned} \quad (5.13)$$

где  $H'_{\text{сп}}$  – глубина спуска подъемника (насоса), при которой возможен полный вынос воды, рассчитываемая по (5.6), м.

При соблюдении условий (5.12) или (5.13) пластовое давление определяют по формуле (5.1) или (5.3).

Условие неполного выноса воды глушения следующее:

$$\begin{aligned} \text{Re}_n < \text{Re}_{\text{нпр}}=850 \\ H_{\text{сп}} < H'_{\text{сп}} \end{aligned} \quad (5.14)$$

При соблюдении условий (5.14) плотность водонефтяной смеси в интервале «забой – прием»

$$\rho_{\text{вн}} = \rho_{\text{в}} - \Phi (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{нп}}) \quad (5.15)$$

где  $\rho_{\text{в}}$  – плотность воды глушения, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{нп}}$  – плотность пластовой нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $\Phi$  – истинное нефтесодержание в интервале «забой – прием».

Истинное нефтесодержание зависит от  $\text{Re}_n$  и может быть рассчитано по следующим формулам:

$$\text{при } 0 < \text{Re}_n < 400 \quad \Phi_{\text{н}} = 0,0024 \text{ Re}_n ; \quad (5.16)$$

$$\text{при } 400 < \text{Re}_n < 850 \quad \Phi_{\text{н}} = 0,915 + 10^{-4} \text{ Re}_n \quad (5.17)$$

При соблюдении условия (5.14) пластовое давление:

$$P_{\text{пл}} = 10^{-6} [(L_{\text{с}} - H_{\text{сп}}) \rho_{\text{вн}} g + (H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}) \rho_{\text{нд}} g + (H_{\text{дин}} - H_{\text{ст}}) \rho_{\text{нп}} g]$$

### Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий:

глубина скважины 1870 м; измеренный статический уровень 37 м; плотность дегазированной нефти 870 кг/м<sup>3</sup>; плотность пластовой нефти 805 кг/м<sup>3</sup>; скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления

насыщения.

Так как скважина безводная, то после остановки она заполнена только нефтью. Рассчитываем высоту столба нефти по формуле (5.2):

$$h_n = 1870 - 37 = 1833 \text{ м}$$

Вычисляем по формуле (4.4) среднюю плотность нефти

$$\rho_n = (805 + 870)/2 = 837,5 \text{ кг/м}^3$$

Пластовое давление в соответствии формулой (4.1):

$$P_{пл} = 1833 \cdot 837,5 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 15,06 \text{ МПа}$$

4. Определить пластовое давление в остановленной безводной фонтанной скважине для следующих условий:

глубина скважины 2650 м; статический уровень на устье; давление на устье остановленной скважины  $p_y = 8$  МПа; скважина эксплуатировалась при забойном давлении, равном давлению насыщения  $P_{нас} = 12$  МПа; замеренная температура на устье остановленной скважины  $t_y = 20$  °С; пластовая температура  $t_{пл} = 70$  °С.

Зависимости плотности нефти от давления и температуры представлены на рисунку

5.1.

Для расчета пластового давления в данном случае необходимо использовать формулу (5.3).

Средняя плотность нефти в скважине  $\rho_n$  зависит от давления и температуры.

По существу, решение данной задачи сводится к расчету  $\rho_n(p, t)$ . Принимая линейный закон распределения температуры по глубине остановленной скважины, рассчитаем среднюю температуру  $t = (20 + 70)/2 = 45$  °С.

Используя графические зависимости  $\rho_n = f(p, t)$  на рисунке 5.1 и принимая линейное изменение плотности нефти от температуры, путем интерполяции строим зависимость плотности нефти при  $t = 45$  °С (кривая 3). Полученную кривую можно использовать для расчета средней плотности нефти в скважине при изменении давления от  $p_y$  до  $p_{нас}$ . По кривой 3 находим среднюю плотность нефти в интервале давлений от  $p_y = 8$  МПа до  $p_{нас} = 12$  МПа:  $\rho_n = 775 \text{ кг/м}^3$ .

При решении принято, что средняя плотность нефти при  $t = 45$  С в области давлений от  $p_{нас} = 11,3$  МПа до  $p_{пл} = 28,15$  МПа постоянна и равна  $775 \text{ кг/м}^3$ . Фактически, в этой области давлений плотность нефти линейно увеличивается за счет сжимаемости. Рассчитаем плотность нефти при  $p_{пл} = 28,15$  МПа, если плотность нефти при  $p_{нас} = 11,3$  МПа равна  $772,5 \text{ кг/м}^3$  (см. кривую 3 на рис. 4.1).

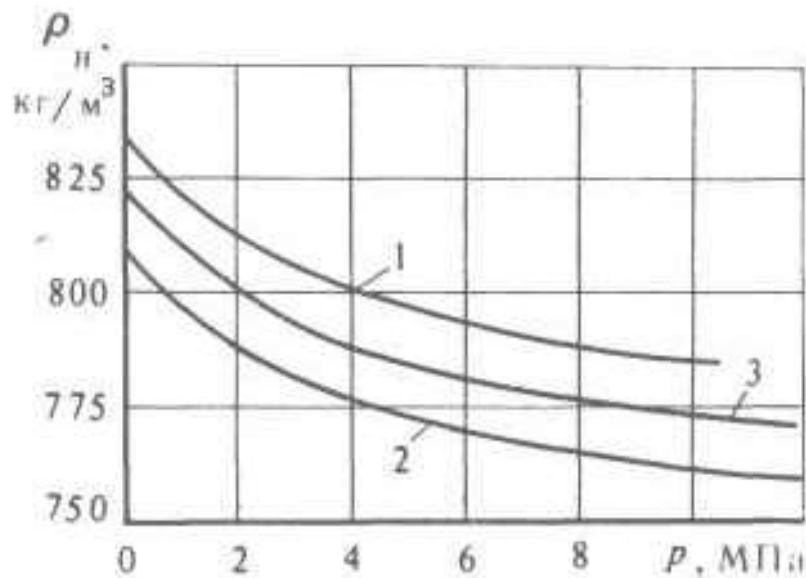


Рисунок 5.1 – Зависимости плотности нефти от давления и температуры:  
1 – при  $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; 2 – при  $t = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; 3 – при  $t = 45\text{ }^{\circ}\text{C}$

По формуле (5.3) рассчитываем пластовое давление:

$$p_{\text{пл}} = 2650 \cdot 775 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} + 8 = 28,15 \text{ МПа.}$$

Коэффициент сжимаемости нефти  $\beta_n$  принимаем равным  $6,5 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$ . Таким образом, плотность нефти при пластовом давлении

$$\rho_{n(p_{\text{пл}})} = \rho_{n(p_{\text{нас}})} / [1 - \beta_n (p_{\text{пл}} - p_{\text{нас}})] \quad (5.19)$$

или

$$\rho_{n(p_{\text{пл}})} = \frac{772,5}{1 - 6,5 \cdot 10^{-4} (28,15 - 11,3)} = 781,1 \text{ кг/м}^3$$

Средняя плотность нефти в интервале давления от  $p_{\text{нас}}$  до  $p_{\text{пл}}$

$$\rho_{n \text{ ср}} = (772,5 + 781,1) / 2 = 776,9 \text{ кг/м}^3$$

Таким образом, средние плотности нефти в интервалах давлений от  $p_y = 8 \text{ МПа}$  до  $p_{\text{нас}} = 11,3 \text{ МПа}$  и от  $p_{\text{нас}} = 11,3 \text{ МПа}$  до  $p_{\text{пл}} = 28,15 \text{ МПа}$  соответственно равны 775 и 776,8 кг/м<sup>3</sup>. Для данных условий нетрудно рассчитать и среднюю плотность нефти в интервале от  $p_y = 8 \text{ МПа}$  до  $p_{\text{пл}} = 28,15 \text{ МПа}$ , которая равна 776,6 кг/м<sup>3</sup>.

Вычисляем пластовое давление с учетом изменения плотности нефти при  $p > p_{\text{нас}}$ :

$$P_{\text{пл}} = 2650 \cdot 776,5 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} + 8 = 28,19 \text{ МПа.}$$

Оценим ошибку  $\delta$ , вносимую в расчет пластового давления, пренебрежением влияния давления на плотность нефти в области  $p > p_{\text{нас}}$

$$\delta = \frac{28,19 - 28,15}{28,19} 100 = 0,15 \%$$

Таким образом, ошибка составляет всего 0,15 %, поэтому в практических расчетах можно пренебрегать влиянием изменения плотности нефти за счет ее сжимаемости в области давлений от  $p_{пл}$  до  $p_{нас}$ .

### Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания;

### Контрольные вопросы

1. Что понимают под пластовым давлением?
2. Как рассчитывается пластовое давление для безводной скважины?
3. Как рассчитывается высота столба нефти?
4. Как рассчитывается пластовое давление в случае остановки скважины при условии, что давление на устье больше атмосферного?

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №6 РАСЧЕТ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ, ЭКСПЛУАТИРУЕМОЙ СКВАЖИНЫМ ШТАНГОВЫМ НАСОСОМ

**Цель:** научиться рассчитывать пластовое давление в скважине, эксплуатируемой скважинным штанговым насосом.

### Теоретическая часть

Для безводной скважины пластовое давление  $p_{пл}$  рассчитывают по формуле:

$$p_{пл} = h_n \rho_n g 10^{-6} \quad (6.1)$$

где  $h_n$  – высота столба нефти в скважине, отсчитываемая от забоя, м;  $\rho_n$  – средняя плотность нефти в остановленной скважине,  $\text{кг/м}^3$ .

Высота столба нефти:

$$h_n = L_c - H_{ст}, \quad (6.2)$$

где  $L_c$  – глубина скважины, м;  $H_{ст}$  – статический уровень жидкости, м. Если при остановке скважины давление на устье больше атмосферного, то пластовое давление:

$$p_{пл} = L_c \rho_n g 10^{-6} + p_y \quad (6.3)$$

где  $p_y$  – давление на устье остановленной скважины, МПа.

Среднюю плотность нефти можно рассчитывать, принимая линейный закон ее распределения в функции давления:

$$\rho_n = (\rho_{нт} + \rho_{нд}) / 2 \quad (6.4)$$

Условия полного выноса накопленной в интервале «забой – прием» воды, поступающей с продукцией из пласта, следующие:

$$Re_n > Re_{нпр} = 1600 \quad (6.5)$$

или

$$Re_n < Re_{нпр} = 1600$$

$$H_{сп} > H'_{сп} = L \frac{D_{эк}^2}{(D_{эк}^2 + d_{вн}^2)} \quad (6.6)$$

где  $Re_n$  – приведенное число Рейнольдса по нефти;  $Re_{нпр}$  – предельное приведенное число Рейнольдса по нефти, равное 1600, и при котором вся вода, поступающая из пласта, выносится с интервала «забой – прием» (накопления воды в этом интервале при эксплуатации скважины не происходит);  $H_{сп}$  – глубина спуска подъемника или насоса, м;  $D_{эк}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;  $d_{вн}$  – внутренний диаметр НКТ, м. Приведенное число Рейнольдса по нефти:

$$Re_n = 1,274 Q_{нд} b_n / (86400 D_{эк} v_n), \quad - \quad (6.7)$$

где  $Q_{нд}$  – дебит скважины по дегазированной нефти, м<sup>3</sup>/сут;  $b_n$  – объемный коэффициент нефти;  $v_n$  – кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях, м<sup>2</sup>/с.

При соблюдении условий (5.5) или (5.6) плотность водонефтяной смеси  $\rho_{вн}'$  в интервале «забой – прием» рассчитывают по формуле:

$$\rho_{вн}' = \rho_n + (\rho_v - \rho_n) B \quad (6.8)$$

где  $\rho_v$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $B$  – обводненность продукции.

В данном случае пластовое давление

$$\rho_{пл} = 10^6 [(L_c - H_{сп}) \rho_{вн} + (H_{сп} - H_{дин}) \rho_{нд} g + (H_{дин} - H_{ст}) \rho_{вн} g], \quad (6.9)$$

где  $H_{дин}$  – динамический уровень в скважине, м.

Условие неполного выноса накопленной в интервале «забой – прием» воды следующее:

$$Re_n < Re_{нпр} = 1600, \\ H_{сп} < H'_{сп} = L_c D_{эк}^2 / (D_{эк}^2 + d_{вн}^2) \quad (6.10)$$

В условиях неполного выноса поступающей из пласта воды (вода накапливается в интервале «забой – приём») плотность водонефтяной смеси:

$$\rho_{вн} = \rho_v - \frac{(1-B)H_{сп}}{(L_c - H_{сп})} \left(\frac{d_{вн}}{D_{эк}}\right)^2 (\rho_v - \rho'_{вн}) \quad (6.11)$$

где  $\rho'_{вн}$  – плотность водонефтяной смеси при условии полного выноса воды, рассчитываемая по (5.8), кг/м<sup>3</sup>.

Условия полного выноса воды глушения следующие:

$$Re_n > Re_{нпр} = 850 \quad (6.12)$$

или

$$Re_n < Re_{нпр} = 850 \\ H_{сп} > H'_{сп} \quad (6.13)$$

где  $H'_{сп}$  – глубина спуска подъемника (насоса), при которой возможен полный вынос воды, рассчитываемая по (6.6), м.

При соблюдении условий (6.12) или (6.13) пластовое давление определяют по формуле (6.1) или (6.3).

Условие неполного выноса воды глушения следующее:

$$\begin{aligned} Re_n < Re_{нпр} = 850 \\ H_{сп} < H'_{сп} \end{aligned} \quad (6.14)$$

При соблюдении условий (6.14) плотность водонефтяной смеси в интервале «забой – прием»:

$$\rho_{вн} = \rho_g - \varphi (\rho_g - \rho_{нп}) \quad (6.15)$$

где  $\rho_v$  – плотность воды глушения, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{нп}$  – плотность пластовой нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $\varphi$  – истинное нефтесодержание в интервале «забой – прием».

Истинное нефтесодержание зависит от  $Re_n$  и может быть рассчитано по следующим формулам:

$$\text{при } 0 < Re_n < 400 \quad \varphi_n = 0,0024 Re_n; \quad (6.16)$$

$$\text{при } 400 < Re_n < 850 \quad \varphi_n = 0,915 + 10^{-4} Re_n \quad (6.17)$$

При соблюдении условия (6.14) пластовое давление

$$P_{пл} = 10^{-6} [(L_c - H_{сп}) \rho_{вн} g + (H_{сп} - H_{дин}) \rho_{нд} g + (H_{дин} - H_{ст}) \rho_{нп} g]$$

### Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатируемой скважинным штанговым насосом при следующих условиях:

глубина скважины 1000 м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны 0,1302 м; глубина спуска насоса 850 м; внутренний диаметр НКТ 0,062 м; дебит скважины по дегазированной нефти 50 м<sup>3</sup>/сут; объемный коэффициент нефти 1,06; плотность пластовой нефти 853 кг/м<sup>3</sup>; плотность дегазированной нефти 880 кг/м<sup>3</sup>; кинематическая вязкость пластовой нефти 1·10<sup>-5</sup> м<sup>2</sup>/с; обводненность продукции 0,2; плотность воды 1100 кг/м<sup>3</sup>; динамический уровень 650 м; статический уровень 150 м.

При предыдущем текущем ремонте скважина не была заглушена водой.

Так как скважина обводненная, проверяем возможность накопления воды, поступающей из пласта, в интервале «забой — прием насоса». Рассчитываем сначала приведенное число Рейнольдса по нефти по формуле (6.7):

$$Re_n = 1,274 \cdot 50 \cdot 1,06 / (86400 \cdot 0,1302 \cdot 1 \cdot 10^{-5}) = 600.$$

В данном случае  $Re = 600 < Re_{нпр} = 1600$ , поэтому условие (6.5)

не выполняется. Проверяем выполнение условия (6.6), для чего рассчитываем

$$H'_{сп} = 1000 (0,1302)^2 / [(0,1302)^2 + (0,062)^2] = 815 \text{ м.}$$

Таким образом условие (6.6) выполняется и поэтому вся поступающая из пласта вода выносится с интервала «забой – прием насоса».

Рассчитываем по (6.6) плотность водонефтяной смеси на данном интервале, предварительно вычисляя по (6.4) среднюю плотность нефти:

$$\rho_{н\text{ ср}} = (853+880) / 2 = 866,5 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{вн} = 866,5 + (1100 - 866,5) \cdot 0,2 = 913,2 \text{ кг/м}^3,$$

Пластовое давление определяется по формуле (6,9):

$$p_{пл} = 10^{-6} [(1100-850) \cdot 913,2 \cdot 9,81 + (850-650) \cdot 880 \cdot 9,81 + (650-150) \cdot 913,2 \cdot 9,81] = (1,344 + 1,726 + 4,479) = 7,55 \text{ МПа.}$$

#### Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания;

#### Контрольные вопросы

1. Что понимают под пластовым давлением?
  2. Как рассчитывается пластовое давление для безводной скважины?
  3. Как рассчитывается высота столба нефти?
  4. Как рассчитывается плотность водонефтяной смеси в условиях неполного выноса поступающей из пласта воды?

### ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 7

#### РАСЧЕТ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ, ЭКСПЛУАТИРУЕМОЙ УСТАНОВКОЙ ПОГРУЖНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО ЭЛЕКТРОНАСОСА

**Цель:** научиться рассчитывать пластовое давление в скважине, эксплуатируемой установкой погружного центробежного электронасоса.

#### Теоретическая часть

Для безводной скважины пластовое давление  $p_{пл}$  рассчитывают по формуле:

$$p_{пл} = h_n \rho_n g 10^{-6} \quad (7.1)$$

где  $h_n$  – высота столба нефти в скважине, отсчитываемая от забоя, м;  $\rho_n$  – средняя плотность нефти в остановленной скважине, кг/м<sup>3</sup>.

Высота столба нефти:

$$h_n = L_c - H_{ст}, \quad (7.2)$$

где  $L_c$  – глубина скважины, м;  $H_{ст}$  – статический уровень жидкости, м. Если при остановке скважины давление на устье больше атмосферного, то пластовое давление:

$$p_{пл} = L_c \rho_n g 10^{-6} + p_y \quad (7.3)$$

где  $p_y$  – давление на устье остановленной скважины, МПа.

Среднюю плотность нефти можно рассчитывать, принимая линейный закон ее распределения в функции давления:

$$\rho_n = (\rho_{ин} + \rho_{нд}) / 2 \quad (7.4)$$

Условия полного выноса накопленной в интервале «забой – прием» воды, поступающей с продукцией из пласта, следующие:

$$Re_n > Re_{нпр} = 1600 \quad (7.5)$$

или

$$Re_n < Re_{нпр} = 1600$$

$$H_{сп} > H'_{сп} = L \frac{D_{эк}^2}{(D_{эк}^2 + d_{вн}^2)} \quad (7.6)$$

где  $Re_n$  – приведенное число Рейнольдса по нефти;  $Re_{нпр}$  – предельное приведенное число Рейнольдса по нефти, равное 1600, и при котором вся вода, поступающая из пласта, выносится с интервала «забой – прием» (накопления воды в этом интервале при эксплуатации скважины не происходит);  $H_{сп}$  – глубина спуска подъемника или насоса, м;  $D_{эк}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;  $d_{вн}$  – внутренний диаметр НКТ, м. Приведенное число Рейнольдса по нефти

$$Re_n = 1,274 Q_{нд} b_n / (86400 D_{эк} v_n), \quad - \quad (7.7)$$

где  $Q_{нд}$  – дебит скважины по дегазированной нефти, м<sup>3</sup>/сут;  $b_n$  – объемный коэффициент нефти;  $v_n$  – кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях, м<sup>2</sup>/с.

При соблюдении условий (7.5) или (7.6) плотность водонефтяной смеси  $\rho_{вн}'$  в интервале «забой – прием» рассчитывают по формуле:

$$\rho_{вн}' = \rho_n + (\rho_v - \rho_n) B \quad (7.8)$$

где  $\rho_v$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $B$  – обводненность продукции.

В данном случае пластовое давление

$$\rho_{пл} = 10^6 [(L_c - H_{сп}) \rho_{вн} + (H_{сп} - H_{дин}) \rho_{нд} g + (H_{дин} - H_{ст}) \rho_{вн} g], \quad (7.9)$$

где  $H_{дин}$  – динамический уровень в скважине, м.

Условие неполного выноса накопленной в интервале «забой – прием» воды следующее:

$$Re_n < Re_{нпр} = 1600, \\ H_{сп} < H'_{сп} = L_c D_{эк}^2 / (D_{эк}^2 + d_{вн}^2) \quad (7.10)$$

В условиях неполного выноса поступающей из пласта воды (вода накапливается в интервале «забой – приём») плотность водонефтяной смеси:

$$\rho_{\text{вн}} = \rho_{\text{в}} - \frac{(1-B)H_{\text{сн}}}{(L_{\text{с}} - H_{\text{сн}})} \left( \frac{d_{\text{вн}}}{D_{\text{эк}}} \right)^2 (\rho_{\text{г}} - \rho'_{\text{вн}}) \quad (7.11)$$

где  $\rho'_{\text{вн}}$  – плотность водонефтяной смеси при условии полного выноса воды, рассчитываемая по (7.8), кг/м<sup>3</sup>.

Если скважина в процессе эксплуатации дает безводную продукцию, но при текущем ремонте она была заглушена водой, то возможны также два условия:

в процессе эксплуатации происходит полный вынос воды глушения;

в процессе эксплуатации воды глушения частично остается в интервале «забой – прием».

Условия полного выноса воды глушения следующие:

$$\text{Re}_{\text{н}} > \text{Re}_{\text{нпр}} = 850 \quad (7.12)$$

или

$$\begin{aligned} \text{Re}_{\text{н}} < \text{Re}_{\text{нпр}} = 850 \\ H_{\text{сп}} > H'_{\text{сп}} \end{aligned} \quad (7.13)$$

где  $H'_{\text{сп}}$  – глубина спуска подъемника (насоса), при которой возможен полный вынос воды, рассчитываемая по (7.6), м.

При соблюдении условий (7.12) или (7.13) пластовое давление определяют по формуле (7.1) или (7.3).

Условие неполного выноса воды глушения следующее:

$$\begin{aligned} \text{Re}_{\text{н}} < \text{Re}_{\text{нпр}} = 850 \\ H_{\text{сп}} < H'_{\text{сп}} \end{aligned} \quad (7.14)$$

При соблюдении условий (7.14) плотность водонефтяной смеси в интервале «забой – прием»:

$$\rho_{\text{вн}} = \rho_{\text{в}} - \Phi (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{нп}}) \quad (7.15)$$

где  $\rho_{\text{в}}$  – плотность воды глушения, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{нп}}$  – плотность пластовой нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $\Phi$  – истинное нефтесодержание в интервале «забой – прием».

Истинное нефтесодержание зависит от  $\text{Re}_{\text{н}}$  и может быть рассчитано по следующим формулам:

$$\text{при } 0 < \text{Re}_{\text{н}} < 400 \quad \Phi_{\text{н}} = 0,0024 \text{Re}_{\text{н}}; \quad (7.16)$$

$$\text{при } 400 < \text{Re}_{\text{н}} < 850 \quad \Phi_{\text{н}} = 0,915 + 10^{-4} \text{Re}_{\text{н}} \quad (7.17)$$

При соблюдении условия (7.14) пластовое давление

$$P_{\text{пл}} = 10^{-6} [(L_{\text{с}} - H_{\text{сп}}) \rho_{\text{вн}} g + (H_{\text{сн}} - H_{\text{дин}}) \rho_{\text{нд}} g + (H_{\text{дин}} - H_{\text{ст}}) \rho_{\text{нп}} g]$$

### Оборудование и материалы

1. Комплект тренажеров-имитаторов "Нефтегазовая промышленность"

### Указания по технике безопасности

1. Практическая работа выполняется только после инструктажа по технике

безопасности (Приложение 1) с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.

2. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

### **Задания**

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Вычислить пластовое давление в безводной скважине эксплуатируемой установкой погружного центробежного электро-насоса при следующих условиях:

глубина скважины 1700 м; дебит дегазированной нефти 100 м<sup>3</sup>/сут; внутренний диаметр эксплуатационной колонны 0,1503 м; внутренний диаметр НКТ 0,0503 м; плотность дегазированной нефти 810 кг/м<sup>3</sup>; плотность пластовой нефти 778 кг/м<sup>3</sup>; объемный коэффициент нефти 1,12; кинематическая вязкость пластовой нефти 2·10<sup>-5</sup> м<sup>2</sup>/с; глубина спуска насоса 1100 м; динамический уровень при атмосферном затрубном давлении 600 м; статический уровень 95 м.

При предыдущем подземном текущем ремонте скважина была заглушена водой плотностью 1160 кг/м<sup>3</sup>.

Для решения этой задачи проверяются условия (7.12), (7.13) или (7.14). При соблюдении того или иного условия выбираются соответствующие формулы для расчета пластового давления.

### **Содержание отчета**

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания;

### **Контрольные вопросы**

1. Что понимают под пластовым давлением?
2. Как рассчитывается пластовое давление для безводной скважины?
3. Как рассчитывается высота столба нефти?
4. Как рассчитывается плотность водонефтяной смеси в интервале «забой-прием»?

## **ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №8 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВЫКИДНОЙ ЛИНИИ. РАСЧЕТ ДАВЛЕНИЯ НА УСТЬЕ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ**

**Цель:** научиться рассчитывать давление на устье добывающей скважины.

### **Теоретическая часть**

Вопросы сбора и подготовки продукции скважин неразрывно связаны с вопросами эксплуатации добывающих скважин, что обусловлено гидродинамическим единством различных элементов всей системы добычи нефти и газа. Технология и характеристики системы сбора и подготовки продукции оказывают прямое воздействие на процесс эксплуатации добывающих скважин.

Гидравлический расчет выкидных линий добывающих скважин базируется на использовании уравнения Д. Бернулли, записанного относительно выбранной плоскости сравнения для двух сечений (устье добывающей скважины – вход в сепарационную установку):

$$\rho g(z_y - z_c) + (p_y - p_c) + \rho(v_y^2 - v_c^2)/2 = \Delta p_{дл} + \Delta p_{мс}, \quad (8.1)$$

где  $z_y, z_c$  – соответственно абсолютные величины над плоскостью сравнения устья скважины и сепаратора, м;  $p_y, p_c$  – соответственно давления на устье скважины и на входе в сепаратор, Па;  $v_y, v_c$  – соответственно скорость движения нефти на устье скважины и перед входом в сепаратор, м/с;  $\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $\Delta p_{дл}$  – потери давления по длине при движении нефти до сепаратора, Па:

$$\Delta p_{дл} = \lambda \frac{l\rho}{d_{вн}} \cdot \frac{v^2}{2}, \quad (8.2)$$

$l$  – длина выкидной линии, м;  $d_{вн}$  – внутренний диаметр выкидной линии, м;  $v$  – средняя скорость движения нефти в выкидной линии, м/с;  $\Delta p_{мс}$  – потери давления на местных сопротивлениях, Па

$$\Delta p_{мс} = \xi \rho (v_1 - v_2)^2 / 2 \quad (8.3)$$

$\xi$  – коэффициент потерь на местных сопротивлениях;  $(v_1 - v_2)$  – потерянная скорость на местном сопротивлении.

Коэффициенты потерь на местных сопротивлениях для различных их видов (внезапное расширение или сужение потока, задвижки, повороты и т. д.) приводятся в справочниках.

Коэффициент гидравлических сопротивлений  $\lambda$  рассчитывается по соответствующим формулам в зависимости от режима движения жидкости.

Для простых напорных трубопроводов при течении в них жидкостей гидравлический расчет сводится к решению одной из следующих задач:

- расчет пропускной способности;
- расчет начального давления;
- расчет диаметра трубопровода.

### Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Рассчитать давление на устье  $p_y$  добывающей скважины для следующих условий: выкидная линия горизонтальна, местные сопротивления отсутствуют, длина выкидной линии  $l = 3600$  м, внутренний диаметр линии  $d_{вн} = 0,1$  м, дебит скважины  $Q = 280$  м<sup>3</sup>/сут, плотность нефти  $\rho_n = 865$  кг/м<sup>3</sup>; давление перед входом в сепаратор  $P_c = 1,6$  МПа, вязкость нефти  $\mu_n = 5$  мПа·с.

Так как выкидная линия горизонтальна, то  $z_y = z_c$ . Учитывая, что диаметр выкидной линии постоянен,  $v_y = v_c$ . Тогда уравнение Бернулли записывается в виде:

$$P_y = P_c + \Delta p_{дл} \quad (8.4)$$

Прежде чем рассчитать  $\Delta p_{дл}$ , определяем скорость движения нефти

$$v = Q / \pi d_{\text{вн}}^2 = 280 / (86400 \cdot 3,14 \cdot 0,1^2) = 0,143 \text{ м/с.}$$

Рассчитываем число Рейнольдса:

$$Re = \frac{vd\rho}{\mu} = \frac{0,143 \cdot 0,1 \cdot 865}{5 \cdot 10^{-3}} = 7145.$$

Так как число  $Re = 7145 > 2320$ , то режим турбулентный и коэффициент гидравлических сопротивлений вычисляем по формуле

$$\lambda = 0,3164 / Re^{0,25} = 0,3164 / 7145^{0,25} = 0,3164 / 9,194 = 0,0344.$$

Рассчитываем  $\Delta p_{\text{дл}}$  по формуле (8.2):

$$\Delta p_{\text{дл}} = 0,0344 \frac{3600 \cdot 865 \cdot 0,413^2}{0,1 \cdot 2} = 0,092 \text{ МПа}$$

Определяем по (8.4) давление на устье скважины

$$p_y = 1,6 + 0,092 = 1,7 \text{ МПа}$$

Таким образом, давление на устье скважины должно быть равным 1,7 МПа.

#### *Варианты расчета выкидной линии*

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Давление у входа в сепаратор, МПа	1,6	1,2	1,8	2,0	1,4	1,6	1,8	1,2	2,0	2,4
Длина выкидной линии, км	15	16	17	14	18	20	19	17	20	14
Дебит скважины, т/сут	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190

#### **Содержание отчета**

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания;

#### **Контрольные вопросы**

1. Как рассчитывается давление на устье добывающей скважины?
2. На чем базируется гидравлический расчет выкидных линий добывающих скважин?
3. Как рассчитывается скорость движения нефти?
4. Как рассчитываются потери давления по длине трубопровода?

### **ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 9**

**Гидравлический расчет выкидной линии. Расчет давления перед входом в сепаратор**

**Цель:** научиться рассчитывать давление перед входом в сепаратор.

### Теоретическая часть

Гидравлический расчет выкидных линий добывающих скважин базируется на использовании уравнения Д. Бернулли, записанного относительно выбранной плоскости сравнения для двух сечений (устье добывающей скважины – вход в сепарационную установку):

$$\rho g(z_y - z_c) + (p_y - p_c) + \rho(v_y^2 - v_c^2)/2 = \Delta p_{дл} + \Delta p_{мс}, \quad (9.1)$$

где  $z_y$ ,  $z_c$  – соответственно абсолютные величины над плоскостью сравнения устья скважины и сепаратора, м;  $p_y$ ,  $p_c$  – соответственно давления на устье скважины и на входе в сепаратор, Па;  $v_y$ ,  $v_c$  – соответственно скорость движения нефти на устье скважины и перед входом в сепаратор, м/с;  $\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $\Delta p_{дл}$  – потери давления по длине при движении нефти до сепаратора, Па:

$$\Delta p_{дл} = \lambda \frac{l \rho}{d_{вн}} \cdot \frac{v^2}{2}, \quad (9.2)$$

$l$  – длина выкидной линии, м;  $d_{вн}$  – внутренний диаметр выкидной линии, м;  $v$  – средняя скорость движения нефти в выкидной линии, м/с;  $\Delta p_{мс}$  – потери давления на местных сопротивлениях, Па

$$\Delta p_{мс} = \xi \rho (v_1 - v_2)^2 / 2 \quad (9.3)$$

$\xi$  – коэффициент потерь на местных сопротивлениях;  $(v_1 - v_2)$  – потерянная скорость на местном сопротивлении.

Коэффициенты потерь на местных сопротивлениях для различных их видов (внезапное расширение или сужение потока, задвижки, повороты и т. д.) приводятся в справочниках.

Коэффициент гидравлических сопротивлений  $\lambda$  рассчитывается по соответствующим формулам в зависимости от режима движения жидкости.

Для простых напорных трубопроводов при течении в них жидкостей гидравлический расчет сводится к решению одной из следующих задач:

- расчет пропускной способности;
- расчет начального давления;
- расчет диаметра трубопровода.

### Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Рассчитать давление перед входом в сепаратор для следующих условий: давление на устье скважины  $p = 1,82$  МПа, длина  $l = 14,1$  км, дебит скважины  $Q_m = 147$  т/сут, плотность нефти  $\rho_n = 890$  кг/м<sup>3</sup>, вязкость нефти  $\mu_n = 20$  мПа·с. Внутренний диаметр выкидной линии  $d_{вн} = 0,1$  м. Выкидная линия горизонтальна.

### Варианты расчета выкидной линии

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Давление на устье, МПа	1,6	1,2	1,8	2,0	1,4	1,6	1,8	1,2	2,0	2,4
Длина выкидной линии, км	15	16	17	14	18	20	19	17	20	14
Дебит скважины, т/сут	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190

### Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания;

### Контрольные вопросы

5. Как рассчитывается давление на устье добывающей скважины?
6. На чем базируется гидравлический расчет выкидных линий добывающих скважин?
7. Какой вид имеет уравнение Д. Бернулли?
8. Как рассчитываются потери давления на местных сопротивлениях трубопровода?

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТРУКТУРЫ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА

**Цель:** научиться визуально определять структуру газожидкостного потока.

### Теоретическая часть

Потери энергии в газожидкостном подъемнике зависят от количества газа в смеси (от газонасыщенности). Действительно, увеличение газонасыщенности приводит к уменьшению плотности смеси, влечет за собой изменение скорости смеси, смену структур ее течения, что в конечном счете вызывает изменение потерь на трение при движении газожидкостной смеси в подъемнике.

Под газонасыщенностью понимается относительное объемное содержание газа в смеси в условиях ее движения (при данных  $P$  и  $t$ ). Для элемента газожидкостного подъемника длиной  $d_x$  газонасыщенность ( $\varphi$ ) может быть определена, как:

$$\varphi = \frac{v_{\Gamma}}{f d_x} = \frac{f_{\Gamma} d_x}{f d_x} = \frac{f_{\Gamma}}{f}, \quad (10.1)$$

где  $v_{\Gamma}$  – объем газа в элементе подъемника;

$f$  – площадь сечения подъемника;

$f_{\Gamma}$  – площадь сечения подъемника, занятая газовой фазой.

Истинная газонасыщенность определяется не только расходами фаз, но и различной скоростью движения газа и жидкости.

При подъеме газожидкостной смеси по вертикальным трубам газовая фаза, являясь более легкой, имеет тенденцию к всплыванию в движущейся жидкости. Т.е. газ,

распределенный в жидкости в виде пузырьков, движется в среднем с большей скоростью, чем жидкость. Разность средних скоростей течения газа и жидкости назовем относительной скоростью газа.

$$C_{от} = C_r - C_{ж} , \quad (10.2)$$

где  $C_{ж}$  – средняя скорость восходящего потока жидкости;

$C_r$  – средняя скорость газа;

$C_{от}$  – скорость газа относительно жидкости.

При одинаковом расходе газа увеличение относительной скорости его движения через жидкость приведет к уменьшению площади, через которую движется газ, т.е. к уменьшению газосодержания.

При восходящем движении газожидкостной смеси давление вдоль подъемника уменьшается, что приводит к расширению газа, а в случае растворимости газа в жидкости и к выделению дополнительных порций газа из раствора, т.е. при движении газожидкостной смеси вверх происходит постоянное увеличение газонасыщенности.

Возрастание газонасыщенности ведет к смене структур течения газо-жидкостной смеси (Рисунок 10.1). При малой газонасыщенности структура течения смеси в подъемнике эмульсионная, при которой газ движется в восходящем потоке жидкости в виде отдельных пузырьков. Увеличение газонасыщенности, т.е. возрастание количества и размеров газовых пузырьков, приводит в стесненных условиях движения смеси по трубам к их слиянию в пузырьки больших размеров, занимающие почти все сечение подъемника – «четочная» структура течения. Дальнейшее увеличение газосодержания приводит к увеличению длины газовых «четок» и затем к их слиянию. Образуется стержневая структура течения, при которой газ движется по центру трубы, неся жидкость в своем потоке в виде тумана и перемещая ее за счет сил трения вдоль стенок трубы.

Вид структуры течения определяется не только газосодержанием, но и расходом жидкости и свойствами фаз. Так, при больших расходах жидкости (больших скоростях движения смеси) «четочная» структура может практически отсутствовать при переходе от эмульсионной структуры к стержневой. Низкое поверхностное натяжение может привести к стабилизации эмульсионной структуры, которая в этом случае сохраняется и при больших газосодержаниях (режим пены).

Со сменой структур происходит и изменение относительной скорости газа. Если при эмульсионной структуре относительная скорость не превышает 20-30 см/сек, то при стержневой она уже измеряется десятками метров в секунду.

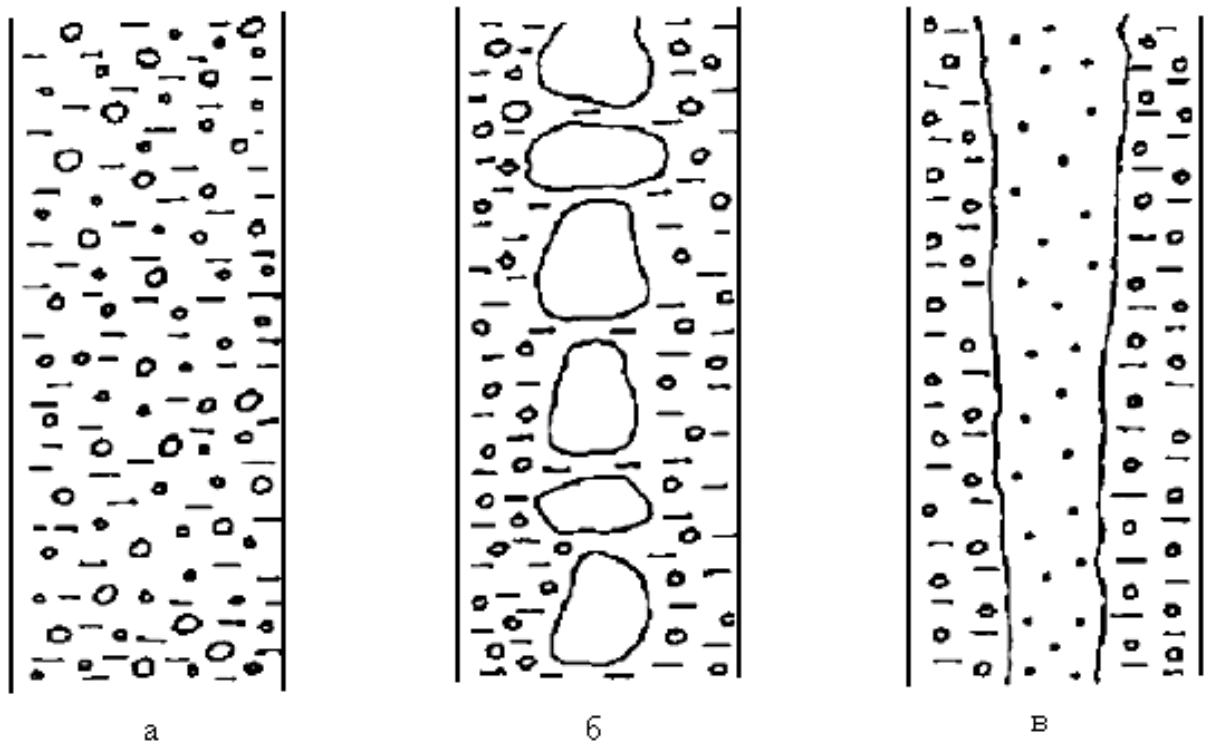


Рисунок 10.1 – Схематическое изображение основных структур восходящего газожидкостного потока: а) эмульсионная (пузырьковая, пенная); б) снарядная (пробковая, «четочная»); в) стержневая (кольцевая, туманная).

### Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование, входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Визуально определить структуры восходящего газожидкостного потока при увеличении расхода газа.

Схема лабораторной установки показана на Рисунке 10.2.

Подъем газожидкостной смеси производится по колонне 3 длиной  $L=20,3$  м, имеющей внутренний диаметр  $d=0,024$  м. Некоторые участки колонны выполнены из прозрачного материала для наблюдения за структурой газожидкостной смеси. Из такого же материала выполнена камера, в которую входит нижняя часть колонны, причем нижний срез колонны находится в центре камеры. Воздух к башмаку колонны подается от компрессора I по воздуховоду 2, проложенному таким образом, что имеется возможность регулировать подачу воздуха вентилем 9, находящимся рядом с пультом управления компрессорами, смонтированным вместе с устройствами для осуществления замеров газа и воды.

Подача жидкости к башмаку лифтовой колонны 2 производится из напорной трубы 7. Установление необходимого динамического уровня  $h_0$  производится открытием одного из вентилях 10 на патрубках, соединяющих трубы 7 и 8. Вентили установлены через 2, начиная от башмака. Излишек воды будет через открытый вентиль удаляться из трубы 7 в трубу 8 и затем в слив. При работе газожидкостного подъемника вода будет забираться из трубы 7, для возмещения потерь будет производиться, подлив воды в трубу 7 через ее открытый верхний конец при помощи водовода с краном. Высота столба воды в трубе 7 регистрируется косвенно по показаниям манометра, показывающего  $P_{заб}$ .

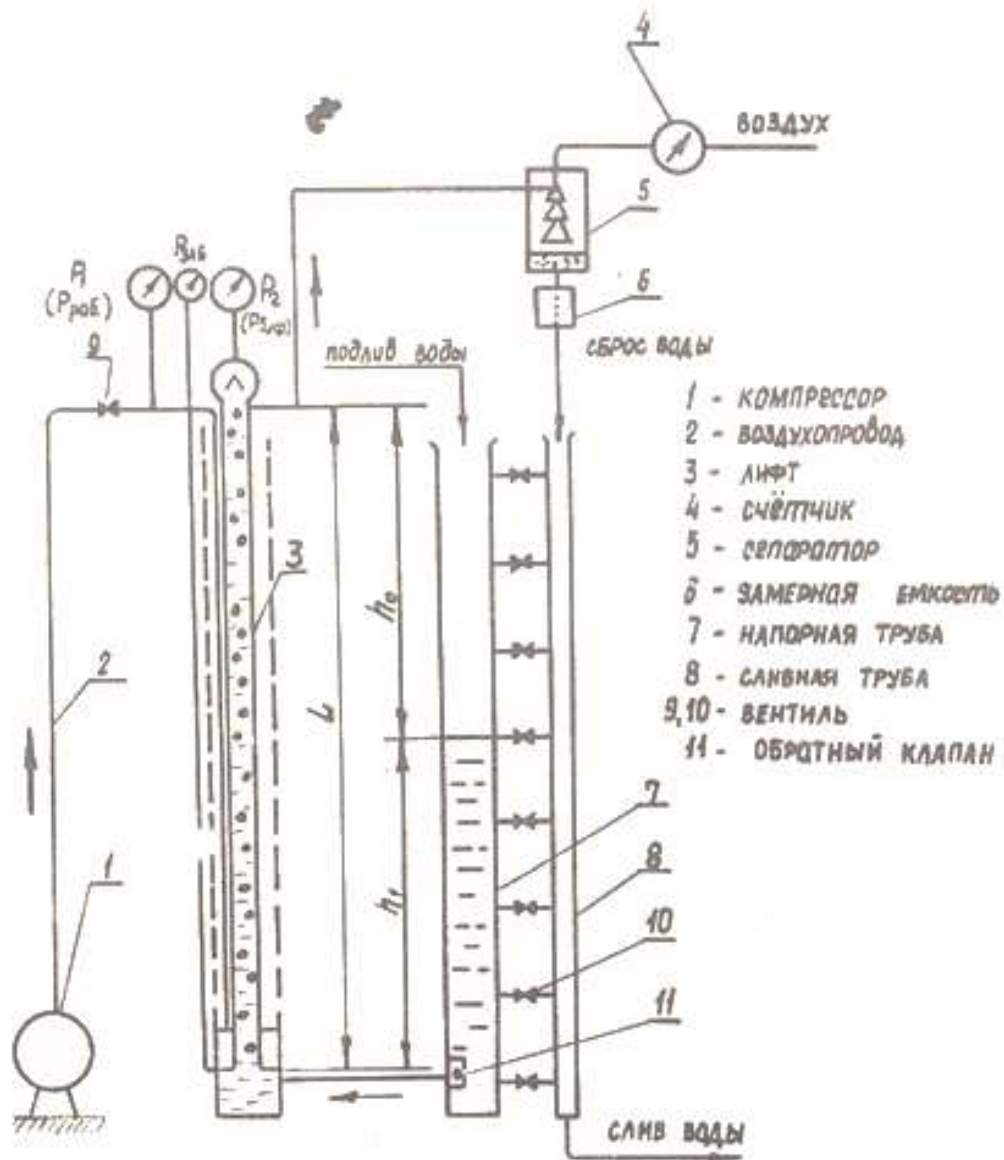


Рисунок 10.2 – Схема лабораторной установки

Газожидкостная смесь после выхода из колонны 3 направляется в сепаратор 5. Отделившийся от воды газ поступает в газовый счетчик. В качестве такового используются либо газовые часы ГСБ-400 (для малых расходов газа), либо ротационные счетчики РС-40 и РС-100. Вода проходит в измерную емкость 6 и оттуда в слив.

Таким образом, Практическая установка представляет собой двухрядный воздушный подъемник: центральный ряд труб – колонна 3, второй ряд труб – камера, кольцевое пространство между вторым рядом труб и обсадной колонной – труба 7.

Примечание: Практическая установка имеет три параллельные колонны. Диаметры двух других колонн – 0,018 и 0,030 м.

Работу проводить в следующем порядке:

а) вентиль 9, регулирующий подачу газа, приоткрывать плавно и наблюдать за изменением подачи по положению поплавка ротаметра;

б) установить минимальный расход газа, при котором происходит подъем газожидкостной смеси, дождаться установления режима, определить структуру;

в) увеличить количество подаваемого газа, чтобы получить другие структуры газожидкостной смеси.

## Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания.

## Контрольные вопросы

1. Что такое истинная газонасыщенность и от чего она зависит?
2. Каково влияние относительной скорости газа на плотность смеси?
3. Чем объясняется многообразие структур течения газожидкостной смеси?

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 11 УСТАНОВЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ МЕЖДУ ДЕБИТОМ ЖИДКОСТИ И РАСХОДОМ ГАЗА

**Цель:** научиться определять зависимость между дебитом жидкости и расходом газа.

### Теоретическая часть

При движении смеси в газожидкостном подъемнике давление на его башмаке ( $P_1$ ) должно быть достаточным для компенсации веса столба смеси в подъемнике для преодоления потерь на трение при движении газожидкостной смеси по трубам ( $P_{тр}$ ), а также для создания на устье давления  $P_2$ , необходимого для отвода смеси от подъемника:

$$P_1 = P_2 + P_{тр} + \rho_{см}gL, \quad (11.1)$$

где  $\rho_{см}$  – средняя величина плотности смеси в подъемнике;

$g$  – ускорение силы тяжести;

$L$  – длина газожидкостного подъемника.

В уравнении баланса давления в газожидкостном подъемнике (11.1) пренебрегаем инерционными потерями ввиду их малости. Для упрощения рассуждений будем считать движение газожидкостной смеси изотермическим.

Потери давления при движении газожидкостной смеси в подъемнике определяются разностью давлений у его башмака и на устье ( $P_1 - P_2$ ) и будут складываться из потерь на преодоление веса столба смеси и на трение:

$$P_1 - P_2 = \rho_{см}gL + P_{тр} \quad (11.2)$$

Выразим давления в уравнении (10.2) через соответствующие столбы жидкости:

$$P_1 = \rho_{ж}gh_1; P_2 = \rho_{ж}gh_2; P_{тр} = \rho_{ж}gh_{тр}. \quad (11.3)$$

Подстановка значений (11.3) в уравнение (11.2) и некоторые преобразования дают возможность получить уравнение баланса давления в газожидкостном подъемнике в безразмерных параметрах, которое более удобно для анализа работы подъемника.

$$\frac{h_1 - h_2}{L} = \frac{\rho_{\text{см}}}{\rho_{\text{ж}}} + \frac{h_{\text{тр}}}{L}. \quad (11.4)$$

Физический смысл членов уравнений (10.2) и (10.4) одинаков, если не считать, что в равенстве (10.4) потери давления отнесены к единичной длине подъемника. Но к этому можно прийти и в уравнении (10.2), поделив все его члены на  $L$ . Таким образом, в уравнении (10.4) мы имеем:

$$\xi = \frac{h_1 - h_2}{L} = \frac{P_1 - P_2}{\rho_{\text{ж}} g L}, \quad (11.5)$$

где  $\xi$  – общие потери давления (энергии) в газожидкостном подъемнике на единичной его длине.

Согласно уравнению (11.2), его можно представить в конечных разностях:

$$\xi = \frac{P_1 - P_2}{\rho_{\text{ж}} g L}. \quad (11.6)$$

При давлении на устье подъемника, равном атмосферному, геометрическим выражением расхода энергии будет относительное погружение подъемника под уровень жидкости:

$$\xi = \frac{h_1}{L}. \quad (11.7)$$

Характеристической кривой подъемника данного диаметра называется зависимость дебита жидкости от расхода газа; при постоянстве расхода энергии (относительного погружения). Вид этой зависимости представлен на Рисунке 11.1.

На оси абсцисс отложен расход газа при среднем давлении в подъемнике.

Газожидкостный подъемник начинает работать в точке А, при начальном расходе газа  $V_n$ . Расход газа  $V_n$  необходим для создания газожидкостной смеси достаточно малой плотности для того, чтобы давление у башмака подъемника  $P_1$  могло поднять эту смесь до его устья.

Дальнейшее увеличение расхода газа приводит к увеличению дебита жидкости на участке характеристической кривой АВ.

В нашей задаче расход энергии  $\xi = \text{const}$ , поэтому увеличение расхода газа при постоянном дебите вызывает высвобождение энергии, которая и тратится в подъемнике на увеличение дебита жидкости.

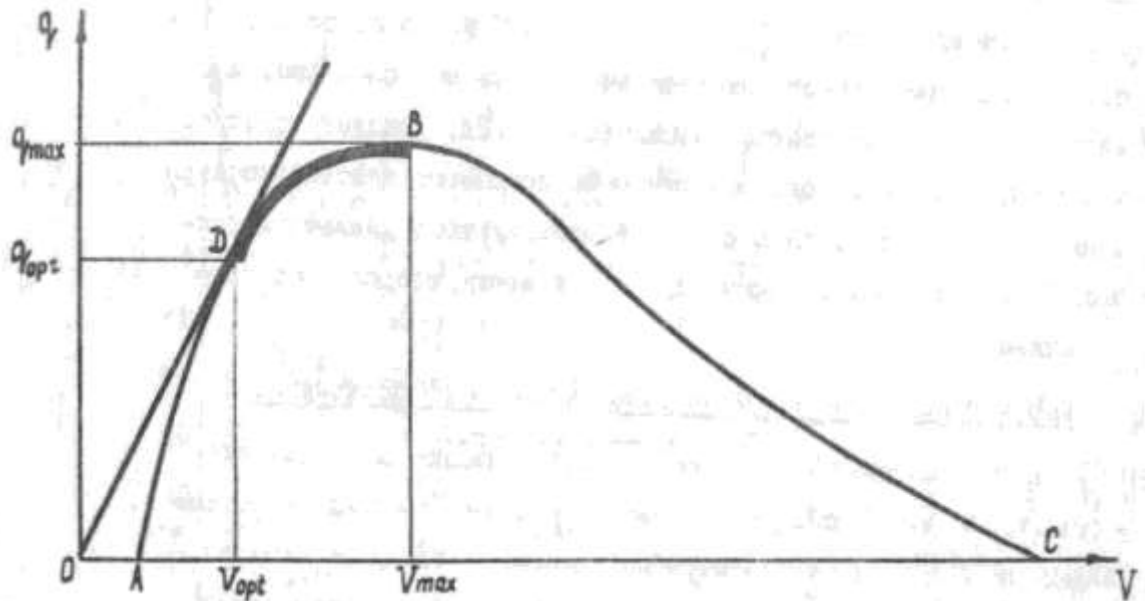


Рисунок 11.1 – График зависимости дебита жидкости от расхода газа (кривая лифтирования)

В точке В дебит подъемника максимален, расход газа, соответствующий этому дебиту –  $V_{max}$ .

Дальнейшее увеличение расхода газа приводит к уменьшению дебита жидкости – участок характеристической кривой ВС.

При  $\xi = const$  постоянство дебита обеспечено быть не может, и он падает с увеличением расхода газа. В точке С вся энергия расходуется на преодоление потерь на трение при движении газа.

Промысловые газожидкостные подъемники обычно работают в области между точками В и Д. Выход из этой области не выгоден ни с точки зрения обеспечения максимальных отборов, ни с точки зрения энергетических затрат. В точке В обеспечивается максимальный дебит подъемника, в точке Д – работа его с наименьшими затратами энергии.

### Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование, входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Построить график зависимости количества поднимаемой жидкости от расхода газа, выявить динамику изменения удельного расхода газа, определить наивыгоднейшие режимы работы подъемника.

Для результатов замеров и последующих расчетных величин необходимо подготовить таблицу (Таблица 11.1).

Таблица 11.1 – Результаты замеренных и расчетных величин

№	Замеренные величины						Расчетные величины			
	Давление		Расход воды		Расход воды		Расход воды	Расход воздуха	Уд.расход воздуха	Относительное погружение
	$P_{раб.}$	$P_{буф.}$	Q, л	t, с	Q, л	t, с	q, см <sup>3</sup> /с	V, см <sup>3</sup> /с	R=V/q	$\xi = \frac{10(P_{заб} - P_{буф})}{\gamma L}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1										
2										
3										

Произвести замеры величин:  $P_{раб.}$ ,  $P_{буф.}$ , Q, t.

Работу проводить в следующем порядке:

а) вентиль 9, регулирующий подачу газа, приоткрывать плавно и наблюдать за изменением подачи по положению поплавка ротаметра;

б) показания по манометрам, регистрирующим  $P_{зab.}$  и  $P_{буф.}$ , снижать только после установления режима;

в) расход газа замерять по газовому счетчику ГСБ-400 только на малой подаче газа, затем переходить на счетчики РС-40 или РС-100;

г) замер расхода жидкости производить после частичного заполнения емкости мерника (от 10 до 15 л.). Следить за тем, чтобы не происходило переполнения емкости и своевременно открывать сливное отверстие;

д) помнить, что первый режим относится к моменту начала выброса газожидкостной смеси (Рисунок 11.1) и производить замеры только по газу. В графах 4, 5, 8, 10 сделать прочерк. Замеры по газу и жидкости производить на втором и последующих режимах (8÷10).

Результаты замеров занести в таблицу 1.

Построить два графика  $q = f(V)$  и  $R = f(V)$  на листе миллиметровой бумаги планшетного формата.

После построения кривых для  $q$  и  $R$  найти точки оптимума и максимума.

Рассчитать  $q_{max}$ ,  $q_{opt}$ ,  $V_{max}$ ,  $V_{opt}$ ,  $R_{max}$ ,  $R_{opt}$ .

Для расчета применяются формулы, которые были выведены академиком А.П. Крыловым на основании экспериментальных данных для двух режимов работы подъемника – В и Д (Рисунок 11.1), наиболее интересных для промышленной практики.

Режим максимального дебита подъемника:

$$q_{max} = \frac{1.8 d^3 (P_1 - P_2)^{1.5}}{\rho^{1.5} L^{1.5}}. \quad (11.10)$$

$$V_{max}^0 = \frac{2.16 \cdot 10^{-4} d^{2.5} (P_1 - P_2)^{0.5} \rho^{0.5} L^{0.5}}{lg \frac{P_1}{P_2}}. \quad (11.11)$$

$$R_{max} = \frac{1.2 \cdot 10^{-4} \rho^2 L^2}{d^{0.5} (P_1 - P_2) lg \frac{P_1}{P_2}}. \quad (11.12)$$

Оптимальный режим работы подъемника:

$$q_{opt} = q_{max} \frac{\rho g L - (P_1 - P_2)}{\rho g L}. \quad (11.13)$$

$$V_{opt} = V_{max} \left[ \frac{\rho g L - (P_1 - P_2)}{\rho g L} \right]^2. \quad (11.14)$$

$$R_{opt} = R_{max} \frac{\rho g L - (P_1 - P_2)}{\rho g L}. \quad (11.15)$$

В вышеперечисленных уравнениях:

$q$  – дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сек;

$V^0$  – расход газа, приведённый к нормальным условиям, м<sup>3</sup>/сек;

$R$  – удельный расход газа, м<sup>3</sup>/ м<sup>3</sup>;

$d$  – диаметр подъёмника, м;

$P$  – давление, н/м<sup>2</sup>;

$\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$L$  – длина подъемника, м;

$g$  – ускорение силы тяжести, м/сек<sup>2</sup>.

Сравнить полученные значения с фактическими величинами.

## Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания.

## Контрольные вопросы

1. Может ли характеристическая кривая  $q = f(V)$  исходить из начала координат?
2. Объяснить закономерности изменения дебита жидкости от расхода газа при постоянстве  $\xi$ .
3. Как изменится кривая  $q = f(V)$  с увеличением погружения для подъемника большего диаметра?
4. Что больше, относительное погружение подъемника под динамический уровень или расход энергии на единицу длины подъемника?
5. Как найти точку оптимального режима работы газожидкостного подъемника и чем характеризуется оптимальный режим?

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 12 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОДЪЕМНИКА

**Цель:** научиться определять коэффициент полезного действия (КПД) газожидкостного подъемника.

### Теоретическая часть

С уменьшением расхода газа на подъем единицы объема или массы жидкости эффективность работы газожидкостного подъемника увеличивается. Особенно мы должны стремиться к уменьшению удельного расхода газа при компрессорном газлифте, т.к. это приводит к уменьшению затрат энергии на подъем нефти. На рисунке 11.1 точка Д характеризует оптимальный режим работы подъемника с минимумом расхода газа на подъем единицы продукции, т.е. с максимальным КПД газожидкостного подъемника.

Под коэффициентом полезного действия газожидкостного подъемника понимается отношение полезной работы по подъему дебита от динамического уровня до устья подъемника к затраченной энергии сжатого газа:

$$\text{КПД} = \frac{q(H-h_{\text{дин}})}{P_0 V_0 \ln \frac{P_1}{P_2}}. \quad (12.1)$$

При атмосферном давлении на устье газожидкостного подъемника формулу (12.1) можно записать в следующем виде:

$$\text{КПД} = \frac{L(1-\xi)}{P_0 R_0 \ln \frac{P_1}{P_2}} \quad (12.2)$$

Из уравнения (12.2) вытекает очевидный вывод, что при постоянном расходе энергии  $\xi$  максимальный КПД газожидкостного подъемника будет при минимальном удельном расходе газа, т.е. в точке Д (Рисунок 11.1).

### Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование, входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Исследовать работу газожидкостного подъемника при различных  $\xi$  и проследить за

изменением КПД установки.

Работу проводить в следующем порядке:

- а) Подготовить 3 экземпляра таблицы 1.
- б) Открыть один из верхних вентилях 10 на перемычках (Рисунок 10.2).
- в) Выполнить все операции, предусмотренных лабораторной работой 10.
- г) Изменить  $\xi$ , для чего открыть нижерасположенный вентиль 10 и произвести действия по пункту в). Аналогичным образом поступить еще раз.
- д) Все три кривые  $q = f(V)$  строить на одном листе миллиметровой бумаги.
- е) После построения графиков соединить пунктирными линиями точки оптимумов и максимумов.
- ж) По формуле (12.1) подсчитать КПД для каждого режима:
  - при некотором постоянном расходе газа;
  - при работе в режиме  $q_{max}$ ;
  - при работе в режиме  $q_{opt}$ .
- и) Построить графики  $\eta = f(\xi)$  для вышеперечисленных режимов работы.

### Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания.

### Контрольные вопросы

1. Что понимают под коэффициент полезного действия газожидкостного подъемника?
2. Как изменяется КПД с изменением погружения?

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 13

### ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОДЪЕМНИКА МЕТОДОМ АЗНИИ

**Цель:** провести исследование газожидкостного подъемника методом АзНИИ.

#### Теоретическая часть

**При работе газожидкостного подъемника в скважине практически невозможно получить** характеристическую кривую подъемника. **Меняя расход газа с целью изменения дебита подъемника, мы будем менять и дебит пласта, а, следовательно, и динамический уровень, что вызовет изменение расхода** энергии на подъем жидкости.

Поэтому **кривые**, получаемые при исследовании газлифтных **скважин, не являются** характеристическими кривыми подъемника, **они** характеризуют работу скважины, т.е. системы подъемник-пласт.

Исследование газлифтных скважин с помощью глубинных манометров встречает значительные затруднения из-за трудности спуска манометра в работающую скважину, особенно при больших удельных расходах газа. Поэтому чаще всего подобные скважины исследуются без использования глубинных манометров, а целью исследования является определение коэффициента продуктивности и свойств призабойной **зоны** пласта.

Наиболее распространенным методом исследования газлифтных скважин является метод АзНИИ. Изменение режима работы скважины производится изменением расхода рабочего агента.

По результатам исследования скважины строятся зависимости дебита скважины и рабочего давления ( $Pp$ ) в функции расхода нагнетаемого газа (приведенного к нормальным условиям) (Рисунок 13.1).

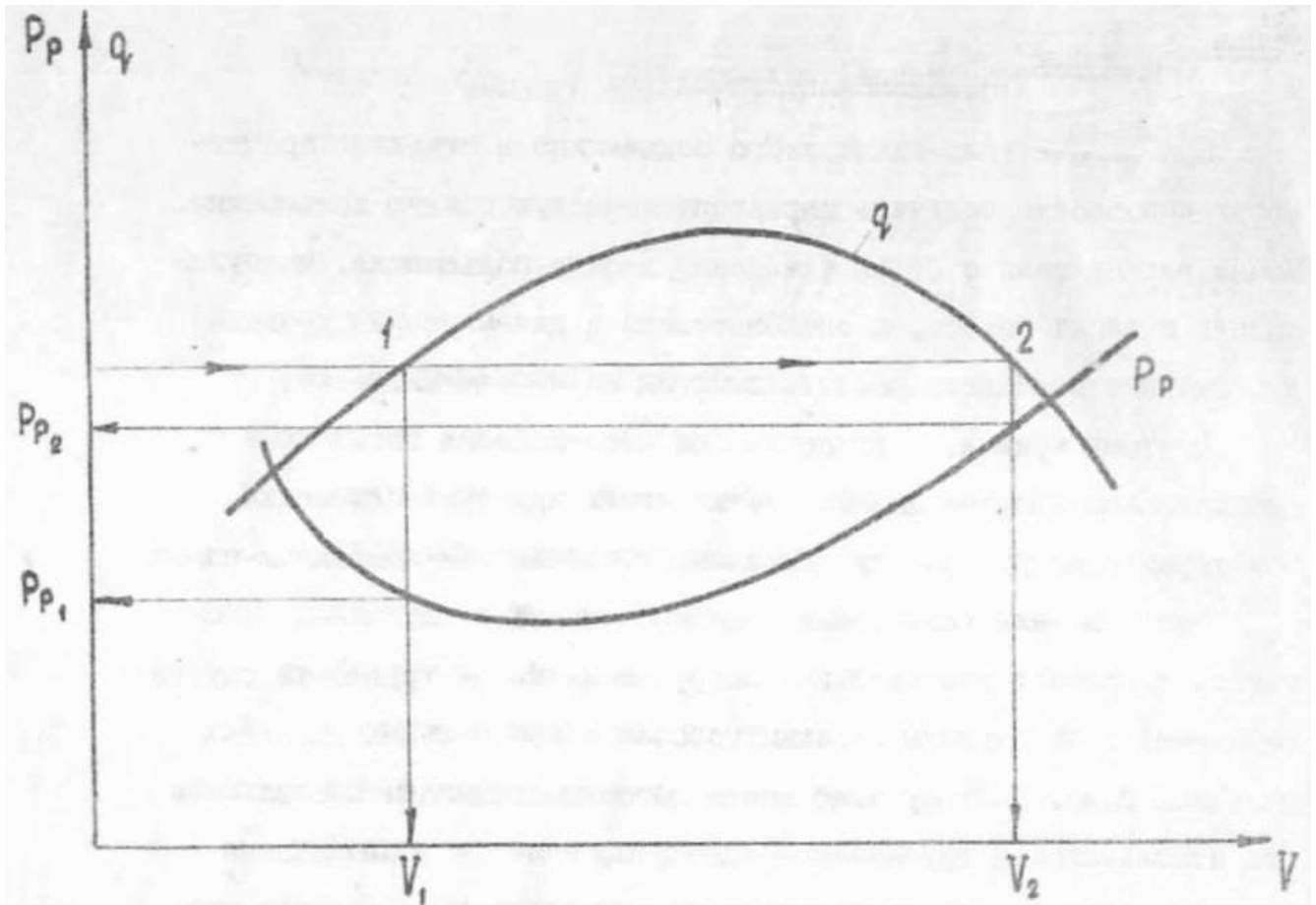


Рисунок 13.1 – График зависимости дебита скважины и рабочего давления ( $P_p$ ) в функции расхода нагнетаемого газа

Для обработки данных исследования используется формула Веймаута:

$$V = Ad^2 \sqrt[3]{\frac{P_p^2 - P_1^2}{L}} \quad (13.1)$$

где  $P_1$  – давление у башмака подъемника;

$d$  – эквивалентный диаметр кольцевого пространства (при кольцевой закачке газа);

$A$  – постоянный коэффициент, зависящий от плотности используемого газа.

Формула (13.1) выводится из уравнения Дарси-Вейсбаха, в котором скорость газа и его плотность берутся при среднем давлении  $\frac{P_p + P_1}{2}$ , а коэффициент гидравлического сопротивления по Веймауту.

Из уравнения (13.1) получим формулу, используемую для обработки данных исследования:

$$V_1^2 m = P_{p1}^2 - P_{1(1)}^2 \quad (13.2)$$

$$V_1^2 m = P_{p2}^2 - P_{1(2)}^2 \quad (13.3)$$

При одинаковом дебите скважины давления у башмака подъемника также одинаковы, т.е.

$$P_{1(1)} = P_{1(2)},$$

$$m = \frac{P_p^2 - P_1^2}{V_2^2 - V_1^2} \quad (13.4)$$

Снимая с графиков исследования значения  $P_{p1}$ ,  $P_{p2}$ ,  $V_1$ ,  $V_2$ . определяют  $m$  и находят давление у башмака при любом режиме работы скважины:

$$P_1 = \sqrt{P_p^2 - V^2 m} \quad (13.5)$$

Зная давление у башмака подъемника, можно определить забойное давление:

$$P_{заб} = P_1 + \rho g(H - L) \quad (13.6)$$

и построить индикаторную кривую.

В уравнении (13.6)  $H$  – глубина скважины.

### Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование, входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Исследование работы газожидкостного подъемника включает в себя следующие задачи:

- выявление зависимости дебита и рабочего давления от расхода газа;
- определение значения забойного давления при различных режимах;
- сравнение  $P_{заб.}(расч.)$  с  $P_{заб.}(зам.)$ , с установлением возможной погрешности при пользовании методом АзНИИ по сравнению с исследованиями скважин при использовании глубинных манометров.

В данной работе, в отличие от Лабораторных работ 10, 11, 12, меняется назначение отдельных частей лабораторной установки. Здесь она является не только газожидкостным подъемником, а моделирует систему пласт-скважина.

Однорядный подъемник представлен трубой 2, кольцевое пространство моделируется газоподводящей линией.

Пласт моделируется сливной трубой. При неработающем подъемнике за счет постоянного налива жидкости в трубу и приоткрытой сливной задвижке создается статический уровень в сливной трубе, создающий динамическое пластовое давление в скважине.

При работе подъемника отбор жидкости из сливной трубы увеличивается, что приводит к снижению динамического уровня и уменьшению забойного давления. При этом, с падением уровня уменьшается расход жидкости через сливную задвижку.

При выполнении работы нужно предусмотреть, чтобы максимальная производительность подъемника была ниже расхода налива жидкости в трубу.

Работу проводить в следующем порядке:

а) Регулируя открытие сливного крана на водяном коллекторе и крана подлива воды в трубу 7, установить динамическое равновесие столба жидкости в трубе 7, стремясь при этом получить его наибольшую высоту. Указанная операция представляет собой создание модели пласта в системе пласт-подъемник.

б) Приоткрыв вентиль 9 подачи воздуха, дождаться установления режима работы подъемника.

в) Произвести замеры, аналогично тому, как это требуется при выполнении задач в Лабораторной работе 12 и занести данные в таблицу. Получение при этом точки начала выброса не является обязательным.

г) Построить графики в координатах.

д) Произвести вычисления  $P_{заб}$  по формулам 13.3-13.6.

е) Построить графики в координатах  $q - R_{заб}^{расч}$ ,  $q - R_{заб}^{зам}$ . Выявить наличие или

отсутствие расхождений, объяснив причины возможного расхождения.

### **Содержание отчета**

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания.

### **Контрольные вопросы**

1. Можно ли получить характеристическую кривую газожидкостного подъемника в газлифтной скважине?
2. Сущность исследований газлифтных скважин методом АзНИИ.

## **ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №14 ТИПЫ И КОНСТРУКЦИИ СЕПАРАТОРОВ**

**Цель:** Изучить типы и конструкции сепараторов .

### **Теоретическая часть**

«В промысловой практике в основном используются следующие типы сепараторов. Одноёмкостный гидроциклонный сепаратор предназначен для работы на первой ступени сепарации, а для нефтей с большими газовыми факторами на второй и третьей ступенях. Одноёмкостный гидроциклонный сепаратор состоит из нескольких одноточных гидроциклонов и горизонтальной технологической ёмкости. Корпус однотонного гидроциклона типа ОГ-200, выполненный из труб, состоит из вертикальной части 2 и отвода 5, соединенных между собой фланцевым соединением 1 (рисунок 14.1).

Ввод нефтегазовой смеси в однотонный гидроциклон осуществляется через патрубок ввода 3, расположенный тангенциально к корпусу. Внутренняя полость патрубка ввода имеет прямоугольное сечение для того, чтобы при помощи вставных клиньев регулировать скорость нефтегазовой смеси на входе в одноточный гидроциклон. Внутри корпуса имеется направляющая трубка 4, вокруг которой закручивается газонефтяной поток. При этом нефть, имеющая значительно большую плотность, чем нефтяной газ, под действием центробежной силы отбрасывается к стенкам гидроциклона, а нефтяной газ движется в центральной его части. Концентрично разделенный поток нефти и газа, вращаясь, опускается вниз по корпусу одноточного гидроциклона, в нижней части которого установлено переточное устройство 6, состоящее из отбойника 5 и козырька 7 и переводящее нефтяной поток с верхней образующей отвода на нижнюю вдоль стенки, чтобы исключить перемешивание нефти с потоком нефтяного газа.

Разделенные потоки нефти и газа поступают в технологическую ёмкость. Параметры одноточных гидроциклонов приведены в таблице 14.1.

Технологическая ёмкость предназначена для более полного отделения нефти от нефтяного газа и освобождения нефти от пузырьков нефтяного газа. Принципиальная схема одноёмкостного гидроциклонного сепаратора на рисунке 14.2. Нефтегазовая смесь по линии 1 поступает во входной патрубок 2 одноточного гидроциклона А.

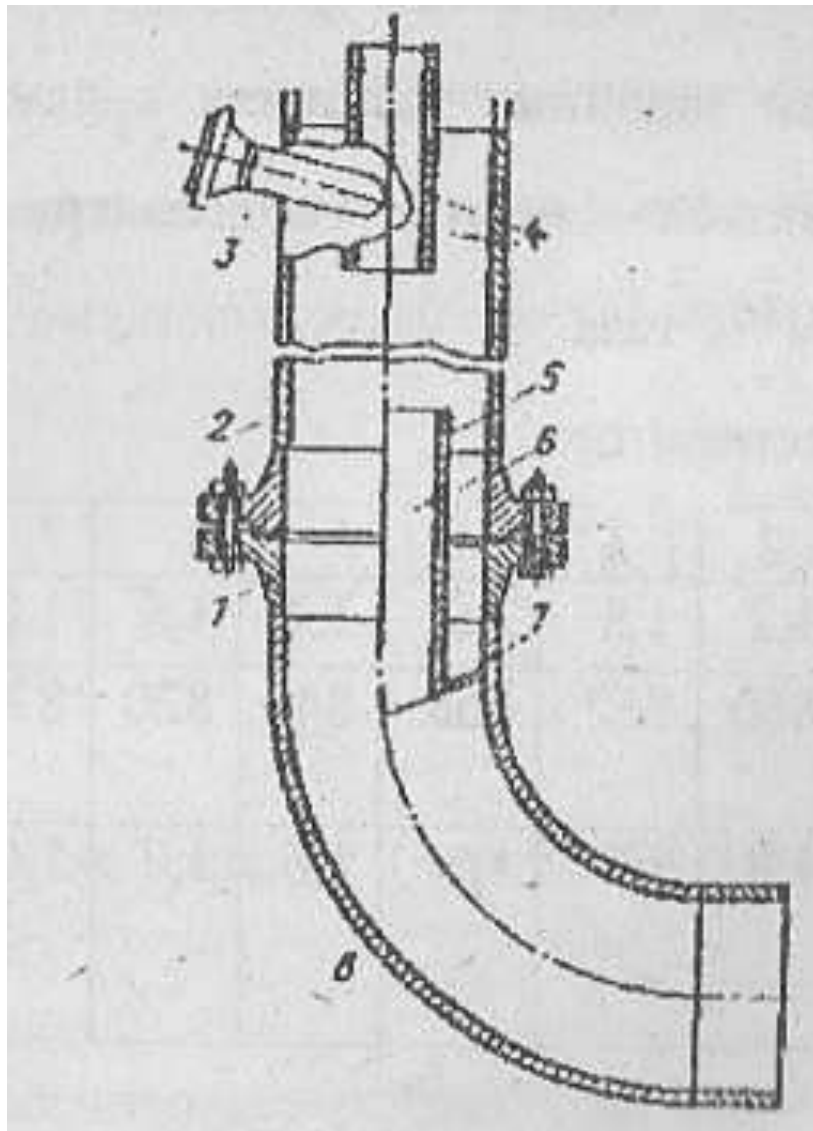


Рисунок 14.1. - Одноточный гидроциклон типа ОГ-200

С помощью секции перетока 5 нефть на повороте переводится на нижнюю стенку и попадает на сливные полки 6, установленные в технологической ёмкости Б, по которым тонким слоем, достаточно медленно, чтобы не вызвать пенообразование, стекает вниз.

Технологическая ёмкость оснащена регулятором уровня 7, который с помощью клапана 9, установленного на линии вывода нефти 8, поддерживает определенный уровень нефти.

Газовый поток из гидроциклона А направляется в верхнюю часть технологической ёмкости Б, где переходит отбойную секцию, состоящую из отбойных пластин 11 и 13 и распределительных решеток 14, и по линии вывода газа 15 выводится из сепаратора.

Таблица 14.1 - Параметры одноточных гидроциклонов типа ОГ

Параметры	Тип гидроциклона					
	ОГ-150	ОГ-200	ОГ-250	ОГ-300	ОГ-400	ОГ-500
Внутренний диаметр ОГ, мм	150	200	250	300	400	500
Максимальная пропускная способность нефти, м <sup>3</sup> /сут.	550	1000	1500	2200	4000	5500

Скорость ввода нефтегазовой смеси, м/с	13-30	15-30	17-30	18-30	22-30	23-30
Площадь сечения входного патрубка, см <sup>2</sup>	28	50	77	113	200	225
Высота цилиндрической части, мм	750	1000	1250	1300	1300	1300

Примечание: Угол наклона входного патрубка составляет 10 - 15°

Один гидроциклонный сепаратор содержит несколько одноточных гидроциклонов, установленных на технологической емкости, так что подходящий газонефтяной поток распределяется между ними равномерно.

Нефтегазовый сепаратор типа НГС (рисунок 14.3) представляет собой горизонтальный аппарат 1, внутри которого непосредственно у штуцера ввода нефтегазового потока 2, смонтированы распределительные устройства 3 и наклонные желоба (дефлекторы) 4 и 5. Газонефтяная смесь направляется на наклонные желоба, по которым плавно стекает вниз. При этом исключается пенообразование нефти, из неё выделяются пузырьки нефтяного газа.

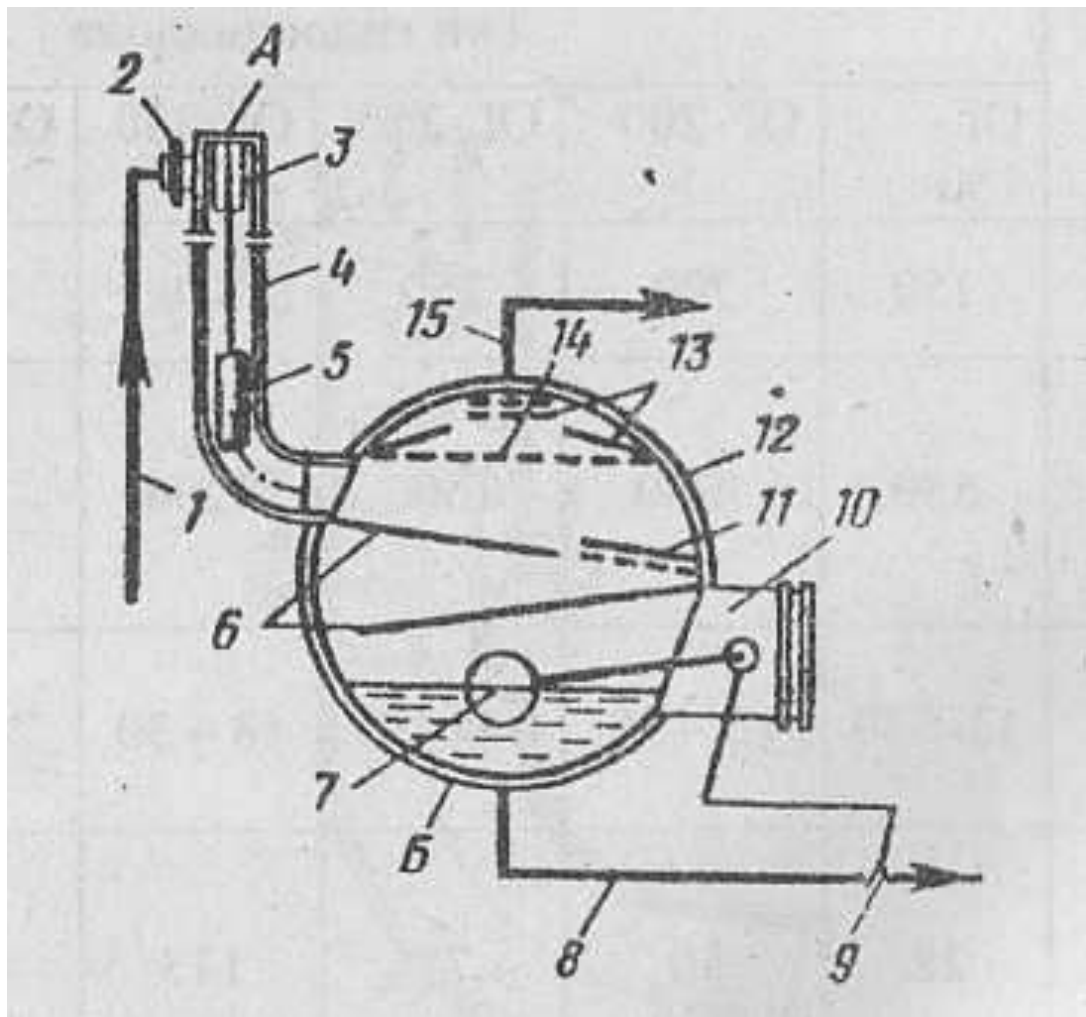


Рисунок 14.2 - Схема одноёмкостного гидроциклонного сепаратора

Нефтяной газ, отделившийся от нефти, проходит сначала фильтр грубой очистки 6, затем фильтр тонкой очистки 8, в которых улавливаются взвешенные капельки нефти, после чего выводится через штуцер выхода газа 7. Отсепарированная нефть выводится через

патрубок выхода нефти 10, над которым установлен диск 9 для предотвращения воронкообразования и попадания газа в нефтяную линию.

Сепараторы тарельчатого типа СГТ конструкции Грозненского нефтяного института предназначены для сепарации нефтегазовых смесей, характеризующихся высокими значениями газовых факторов (от 100 до 500 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>). Сепаратор представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат, в котором имеются секции: приемная А, пеногасительная Б, сепарационная В и секция отбора жидкости Г (рисунок 14.4).

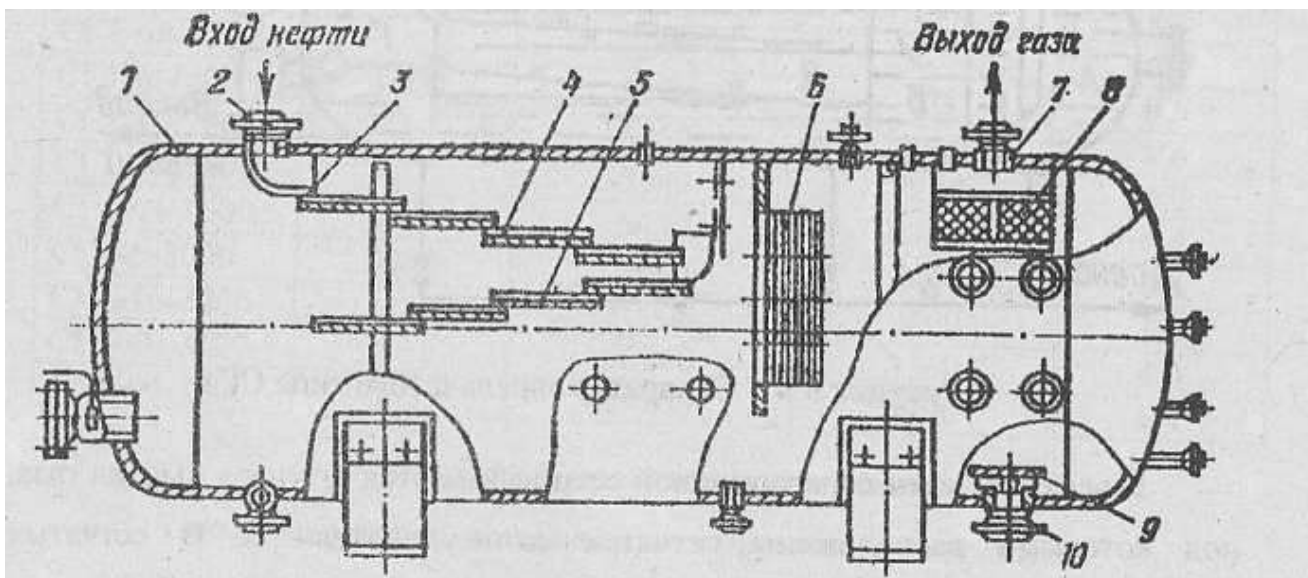


Рисунок 14.3 - Нефтегазовый сепаратор типа НГС

Нефтегазовая смесь вводится в сепаратор через патрубок ввода 1, опущенный под слой жидкости для уменьшения пенообразования, возникающего при падении струи на поверхность жидкости. Из приемной секции А газ и нефть через переливную перегородку 2 поступают сначала в пеногасительную секцию Б, в которой установлены пеногасительные решетки 3, а затем в сепарационную секцию В. Разрушение пены способствует лучшему выделению нефтяного газа из нефти.

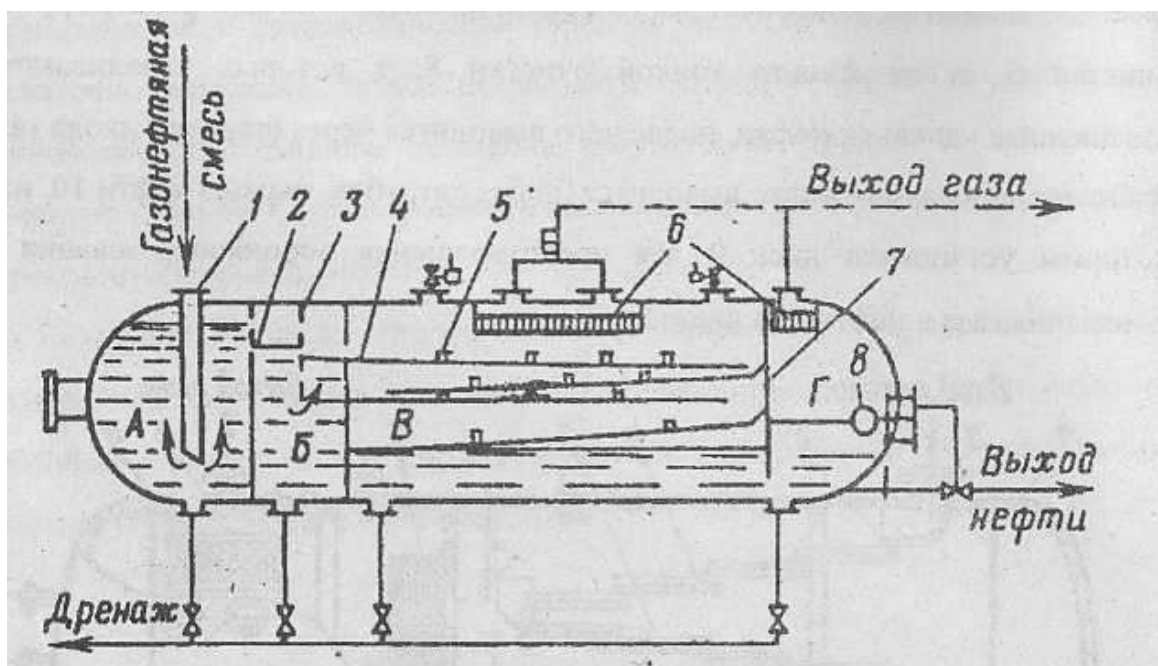


Рисунок 14.4 - Сепаратор тарельчатого типа СГТ

В верхней части сепарационной секции имеются штуцера вывода газа, под которыми

расположены сетчатые каплеуловители 6. В сетчатых каплеуловителях улавливаются мельчайшие капельки нефти, взвешенные в газовом потоке. Нефтяной газ выводится из сепаратора через два штуцера, расположенных в сепарационной секции, и через штуцер, расположенный в секции отбора жидкости. Нефть, поступающая в сепарационную секцию, попадает на наклонные полки 4, на которых имеются отверстия с патрубками 5 для прохода нефтяного газа, выделяющегося из нефти, находящейся на нижележащих полках и внизу сепарационной секции. Наклонные полки по своей конструкции похожи на тарелки ректификационных колонн, поэтому сепаратор называется тарельчатым. Из сепарационной секции нефть перетекает под перегородкой 7 в секцию отбора жидкости, которая снабжена поплавковым регулятором уровня 8 для поддержания уровня жидкости в этой секции».[5]

Техническая характеристика сепараторов тарельчатого типа СГТ приведена в таблице 14.2.

Таблица 14.2 - Техническая характеристика сепараторов тарельчатого типа СГТ

Шифр аппарата	Условный диаметр, мм	Пропускная способность		Рабочее давление, МПа
		по нефти, м <sup>3</sup> /сут.	по газу, 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /сут.	
СГТ-6-1200	1200	2530	200	0,6
СГТ-16-1200		2600	340	1,6
СГТ-40-1200		2670	400	4,0
СГТ-64-1200		2590	526	6,4
СГТ-6-1600	1600	5250	525	0,6
СГТ-16-1600		5350	1061	1,6
СГТ-40-1600		5540	2220	4,0
СГТ-64-1600		5450	2750	6,4
СГТ-6-3000	3000	9840	984	0,6
СГТ-16-3000		10000	2000	1,6
СГТ-40-3000		10380	3360	4,0
СГТ-64-3000		10200	3290	6,4

### Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Изучить типы и конструкции сепараторов.

### Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания.

### Контрольные вопросы

1. Что входит в состав нефтегазового сепаратора типа НГС?
2. Какие типы сепараторов в основном используются в промышленной практике?
3. В чем заключается принцип действия одноточного гидроциклона?

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №15 РАСЧЕТ ВЕРТИКАЛЬНОГО ГРАВИТАЦИОННОГО СЕПАРАТОРА

**Цель:** научиться производить расчет вертикального гравитационного сепаратора.

### Теоретическая часть

Расчет данного вида аппарата ведется для газовой и жидкой фаз.

Для газовой фазы рассчитывается пропускная способность сепаратора  $V_T$  при известных диаметре сепаратора  $D_c$ , термобарических условиях в нем ( $p_c$ ,  $T_c$ ) и свойствах фаз ( $\rho_n, \rho_g, \mu_n, \mu_g$ ).

Исходя из осаждения в газовом потоке жидких и твердых частиц в поле силы тяжести, максимальная пропускная способность по газу,  $m^3/сут$ .

$$V_{\max} = 842 \frac{D_c^2 p_c d_{ж}^2 (c_n - c_z)}{T_c \mu_z z} \quad (15.1)$$

где  $V_{г.макс}$  - максимальная пропускная способность сепаратора по газу, расход которого приведен к нормальным условиям,  $m^3/сут$ ;  $D_c$  - внутренний диаметр сепаратора, м;  $d_{ж}$  - диаметр капли жидкости, м ( $d_{ж} = 1 \cdot 10^{-4}$  м);  $p_c$  - давление в сепараторе, Па;  $T_c$  - температура в сепараторе, К.

Исходя из условий всплытия пузырьков газа в движущейся в сепараторе нефти, максимальная пропускная способность сепаратора по жидкости,  $m^3/сут$ .

$$Q_{ж.макс} = 36964 D_c^2 \frac{d_g^2 (\rho_n - \rho_z)}{\mu_n} \quad (15.2)$$

где  $d_g$  - диаметр пузырька газа, м (можно принять  $d_g = 1 \cdot 10^{-3}$  м);  $\mu_n$  - вязкость нефти, Па\*с.

### Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Рассчитать пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора в соответствии с примером:

диаметром  $D_c = 1,2$  м. Жидкая фаза - нефть плотностью  $\rho_n = 852$   $кг/м^3$  (при давлении в сепараторе  $p_c = 1,6$  МПа, температуре  $T_c = 293$  К) и вязкостью при этих условиях = 6 мПа\*с. Плотность газа в нормальных условиях  $\rho_{го} = 1,35$   $кг/м^3$ . Вязкость газа в условиях сепаратора  $\mu_g = 1,3 \cdot 10^{-5}$  Па\*с. Коэффициент  $z$  принять равным 1.

Решение. Предварительно вычисляем плотность газа при условиях в сепараторе

$$\rho_z = \rho_{го} \frac{p_c T_{го}}{p_{го} T_c z} = \frac{1,35 * 1,6 * 273}{0,1 * 293 * 1} = 20,12 \text{ кг} / \text{м}^3$$

По формуле (15.1) рассчитываем максимальную пропускную способность сепаратора по газу:

$$V_{\max} = \frac{842 * 1,2^2 * 1,6 * 10^6 * (1 * 10^{-4}) * (852 - 20,12)}{293 * 1,3 * 10^{-5} * 1} = 4,23 * 10^6 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Пропускная способность по жидкости:

$$Q_{ж. макс} = \frac{36964 * 1,2^2 * (1 * 10^{-3}) * (852 - 20,12)}{6 * 10^{-3}} = 7380 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Таким образом, при заданных условиях в данном сепараторе будет эффективно сепарироваться нефть с содержанием в ней до  $\Gamma = 4,23 * 10^6 / 7380 = 573 \text{ м}^3 / \text{м}^3$  газа.

#### Варианты расчета сепаратора

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Диаметр $D_c$	1,6	1,2	1,8	2,0	1,4	1,6	1,8	1,2	2,0	2,4
Плотность нефти $\rho_n$	850	860	852	865	840	820	870	850	860	840
Давление сепараторе, МПа	1,6	1,8	1,7	1,5	1,6	1,7	1,6	1,5	1,6	1,7

#### Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания.

#### Контрольные вопросы

1. Как рассчитывается максимальная пропускная способность по газу?
2. Как рассчитывается пропускная способность по жидкости?
3. В чем измеряется пропускная способность сепаратора?

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №16 ТИПЫ И КОНСТРУКЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ

**Цель:** изучить типы и конструкции резервуаров.

#### Теоретическая часть

«Для накопления, кратковременного хранения, подготовки и хранения нефти служат резервуарные парки - группа резервуаров, сосредоточенных в одном месте. По назначению они подразделяются на сырьевые, технологические и товарные. Сырьевые резервуары предназначены для хранения обводненной нефти. В технологических резервуарах осуществляется предварительный сброс пластовой воды. Товарные резервуары предназначены для хранения обезвоженной и обессоленной нефти.

По расположению нефтяные резервуары подразделяются на надземные, подземные, полуподземные. По материалу, из которого они изготовлены, подразделяются на металлические и железобетонные. Обычно наземные резервуары - металлические, а подземные и полуподземные - железобетонные.

Вертикальные цилиндрические стальные резервуары типа РВС представляют собой сварную конструкцию из стальных листов толщиной от до 14 мм. Основные элементы вертикального стального резервуара - днище, корпус и крыша. Днище резервуара сварено из листов толщиной от 4 до 14 мм, расположено на фундаменте в виде песчаной подушки и имеет уклон от центра к периферии, равный 2%. Уклон днища необходим для стока и удаления отделившейся в резервуаре пластовой воды. Корпус резервуара изготавливают в виде поясов, которые могут соединяться между собой тремя способами: ступенчатым,

телескопическим и встык.

Толщина поясов или одинакова по высоте, или возрастает к низу.

Крыши вертикальных стальных резервуаров применяются трех типов: плоские, конические и сферические. Резервуары с плоскими крышами имеют наименьшее газовое пространство, поэтому в них меньше потери нефти от испарения. Технологическая характеристика вертикальных стальных резервуаров приведена в таблице 16.1.

На резервуаре (рисунок 16.1) установлено следующее оборудование: верхний световой люк 1, вентиляционный патрубок 2, гидравлический предохранительный клапан 3, огневой предохранитель 4, дыхательный клапан 5, замерный люк 6, лестница 7, указатель уровня 8, люк-лаз 9, сифонный кран 10, подъемная труба 11, шарнир 12, раздаточный патрубок 13, приёмный патрубок 14, перепускное устройство 15, хлопушка 16, лебедка 17, управление хлопушкой 18 и роликовый блок 19.

Наполнение резервуаров нефтью осуществляется через приемный патрубок 14. С внутренней стороны резервуара на приёмном патрубке установлена хлопушка 16, предназначенная для предотвращения утечки нефти из резервуара при неисправности задвижек или порыве трубопровода.

Таблица 16.1 - Технологическая характеристика вертикальных стальных резервуаров

Тип резервуара	Фактический объём, м <sup>3</sup>	Внутренний диаметр нижнего пояса, мм	Высота корпуса, мм	Масса, кг
PBC-100	104	4730	5920	4965
PBC-200	204	6630	5920	7353
PBC-300	332	7580	7375	11209
PBC-400	421	8530	7375	12712
PBC-700	757	10430	8845	18383
PBC-1000	1056	12330	8845	25047
PBC-2000	2135	15180	11805	42961
PBC-3000	3340	18980	11825	63081
PBC-5000	4832	22790	11845	90256
PBC-10000	10950	34200	11920	159090

При наполнении резервуара крышка хлопушки открывается под напором поднимающего потока, а при прекращении поступления нефти она захлопывает приемный патрубок.

Иногда приемный патрубок соединяют не только с приемным, но и с раздаточными трубопроводами, наполнение и опорожнение резервуара ведут через один приемный патрубок. При этом во время опорожнения хлопушка открывается с помощью управления хлопушкой 18, которая представляет собой барабан с тросом, установленный внутри резервуара, а штурвал вынесен наружу резервуара. Для обеспечения открывания задвижки используют перепускное устройство 15, позволяющее выравнять давление до и после хлопушки.

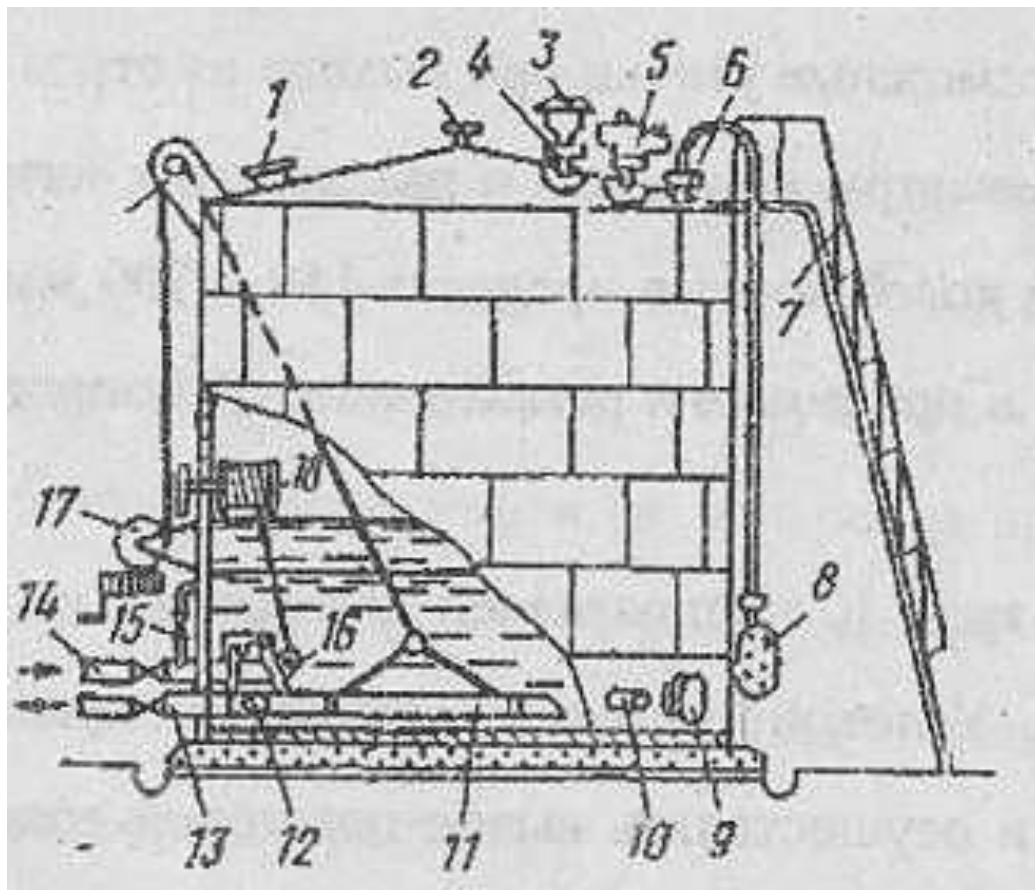


Рисунок 16.1 - Схема расположения оборудования стальных вертикальных цилиндрических резервуаров

Опорожнение резервуара может осуществляться и через раздаточный патрубок 13, к внутреннему концу которого на шарнире 12 присоединена подъемная труба 11. Подъемная труба предназначена для откачки нефти из резервуара с любой необходимой высоты. Трубу поднимают лебёдкой 17 с помощью троса, перекинутого через роликовый блок 19, а опускают под собственным весом. Будучи поднятой выше уровня нефти, подъемная труба предотвращает возможные утечки при выходе из строя задвижек или порыве трубопровода. Диаметры приёмных и раздаточных патрубков в зависимости от расхода нефти колеблются в пределах 150 - 700 мм, так, чтобы скорость движения нефти в приёмных и раздаточных трубопроводах составляла 0,5 - 1,0 м/с.

Сифонный кран 10 предназначен для вывода из резервуара свободной пластовой воды. Угловой патрубок сифонного крана может с помощью поворотной ручки осуществлять вывод пластовой воды с заданной высоты. Поддержание в резервуаре некоторого слоя воды, так называемой водяной подушки, необходимо для предотвращения утечек нефти при появлении неплотности дна. Поворотом углового патрубка в нижнее положение можно полностью удалить пластовую воду из резервуара. Сифонные краны выпускаются двух типов: СК-50 для резервуаров объёмом до 4000 м<sup>3</sup> и СК-80 для резервуаров большего объёма. Условные диаметры сифонных кранов соответственно равны 50 и 80 мм. Верхний световой люк 1 предназначен для проветривания и освещения внутреннего объёма резервуара во время ремонта и зачистки.

Вентиляционный патрубок 2 предназначен для полного удаления паров нефти при ремонтных работах.

Дыхательный клапан 5 предназначен для выпуска воздуха с парами нефти при подъёме уровня нефти в резервуаре и ввода воздуха внутрь резервуара при снижении уровня нефти. Изменение уровня нефти происходит при наполнении и опорожнении резервуара - большие дыхания резервуара, а при температурных расширениях и уменьшениях объёма нефти в

процессе суточных колебаний температуры воздуха - малые дыхания резервуара.

Резервуары с плавающей крышей предназначены для хранения лёгких нефтей с целью снижения потерь нефти от испарения. Крыша, плавающая на поверхности нефти, исключает газовое пространство в резервуаре, отсутствуют большие и малые дыхания и связанные с ними потери лёгких углеводородов.

Железобетонные резервуары по сравнению со стальными обладают следующими преимуществами: расход стали на 1 м<sup>3</sup> объёма железобетонных резервуаров примерно в 2 раза меньше, чем стальных; вследствие малой теплопроводности бетона потери нефти от испарения при малых дыханиях резервуара значительно меньше (в 8 - 12 раз). Железобетонные резервуары бывают цилиндрические и прямоугольные. Наибольшее распространение получили цилиндрические резервуары.

Один из основных недостатков железобетонных резервуаров - это высокая проницаемость нефти через бетон, что устраняется применением различных герметизирующих покрытий».[5]

Потери легких фракций нефти при хранении ее в резервуарах обусловлены нарушением фазового равновесия между газовой и жидкой фазами в резервуаре при изменении уровня нефти в нем. Когда нефть поступает в резервуар, то в соответствии с законом фазовых равновесий часть наиболее легких углеводородов переходит из жидкого состояния в газообразное, создавая определенное парциальное давление каждого компонента в газовой фазе. Если уровень нефти в резервуаре поддерживается постоянным, то между углеводородами, находящимися в газовой и жидкой фазах, наступает состояние динамического равновесия, т. е. переход углеводородов из жидкого состояния в газообразное прекращается.

При повышении уровня нефти в резервуаре углеводороды, находящиеся в газовой фазе, выбрасываются через дыхательный клапан в атмосферу. При понижении уровня нефти в резервуар поступает воздух, парциальное давление углеводородов в газовой фазе снижается, и часть легких углеводородов вновь переходит из жидкого состояния в газообразное, т. е. идет процесс испарения нефти. Таким образом при малых и больших дыханиях резервуара происходят потери нефти от испарения. Потери нефти будут меньше, если нефть подвергалась углубленной сепарации.

Способы снижения потерь нефти от испарения подразделяются на: 1) уменьшение амплитуды малых дыханий; 2) уменьшение амплитуды больших дыханий; 3) исключение объема газовой фазы в резервуаре.

Уменьшение амплитуды малых дыханий достигается покрытием поверхности резервуаров лучеотражательными красками. Применение лучеотражательных красок, обладающих малым коэффициентом поглощения лучей, изменяет температурный режим резервуаров, намного уменьшает амплитуду колебаний температуры нефти и газового пространства и сокращает потери нефти от малых дыханий.

Коэффициенты лучепоглощения стенок резервуаров, окрашенных в разные цвета, приведены ниже.

Белая меловая самовосстанавливающаяся краска	0,17
.....	
Новая алюминиевая краска	0,33
.....	
Алюминиевая краска, подвергавшаяся длительному воздействию атмосферы	0,65
.....	

Окраска резервуаров белой самовосстанавливающейся краской снижает потери нефти от испарения при малых дыханиях на 40 – 50 % по сравнению с окраской алюминиевой краской.

Уменьшение амплитуды больших дыханий достигается применением газоуравнительной системы, которая работает следующим образом. Газовые пространства резервуаров сообщаются между собой системой тонкостенных трубопроводов. Газовоздушная смесь из газового пространства наполняемого резервуара перетекает в опорожняемый резервуар. На газовой линии устанавливают задвижки и огневые предохранители, обеспечивающие возможность отключения каждого резервуара от газоуравнительной системы и исключающие попадание огня в другие резервуары в случае пожара в одном из резервуаров.

Исключение объема газовой фазы в резервуаре достигается использованием резервуаров с плавающей крышей или применением плавающих покрытий. Если понтон или другое покрытие плавает непосредственно на поверхности нефти, занимая практически всю площадь поверхности, то тем самым исключается наличие газового пространства в резервуаре и не происходит испарения нефти.

### **Задания**

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Изучить типы и конструкции резервуаров.

### **Содержание отчета**

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;

### **Контрольные вопросы**

1. Какое оборудование входит в состав резервуара?
2. Что такое РВС?
3. Для чего используется плавающая крыша?

## **ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №17 УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ**

**Цель:** изучить установки комплексной подготовки нефти.

### **Теоретическая часть**

Подготовка нефти на промыслах заключается в отделении от нефти пластовой воды, механических примесей и солей, а также легких газообразных углеводородов. Отделение от нефти легких газообразных углеводородов стабилизирует нефть и снижает её испаряемость. От качества подготовки нефти зависят эффективность и надежность транспорта нефти, качество полученных из неё продуктов. Повышенное содержание в товарной нефти воды, хлористых солей и механических примесей способствует более интенсивному коррозионному износу трубопроводов, оборудования перекачивающих станций и аппаратов нефтеперерабатывающих заводов, снижает пропускную способность трубопроводов.

От групповых установок продукция скважин поступает на сборный пункт. С помощью

вакуум-компрессоров продукцию глубинно-насосных скважин направляют в сепаратор, где происходит сепарация при давлении 0,1 МПа. Газ при этом осушают в осушителе газа и направляют на прием компрессоров высокого давления и после сжатия и отделения конденсата в сепараторе подают в компрессорные скважины или на ГБЗ. Нефть проходит горизонтальные отстойники, где от нее отделяется пластовая вода и песок, а затем поступает в сборные резервуары для дополнительного отстоя. Газовое пространство отстойников и сборных резервуаров соединено с приемной линией вакуум-компрессоров, что предотвращает потери нефти от испарения.

На устье скважин или на групповых установках в продукцию скважин вводят реагент-деэмульгатор для лучшего отделения воды в отстойниках в зависимости от стойкости нефтяных эмульсий.

Из отстойников пластовая вода вместе с песком попадает в песколовки 8, где песок осаждается, а пластовая вода по лоткам направляется в нефтеловушку, в которой из воды улавливается нефть.

В зависимости от содержания в товарной нефти воды, хлористых солей и механических примесей они разделены на три группы.

Таблица 17.1 - Группы товарных нефтей

Показатели	Норма для группы		
	I	II	III
Содержание воды, %, не более	0,5	1	1
Содержание хлористых солей, мг/л	100	300	900
Содержание механических примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05
Давление насыщенного пара при температуре нефти, кПа, не более	66,66	66,66	66,66

На нефтяных месторождениях эксплуатируются следующие установки обезвоживания и обессоливания нефти:

- термохимические установки обезвоживания нефти (ТХУ);
- электрообессоливающие установки (ЭЛОУ).

В термохимической установке обезвоживания нефти (рисунок 17.1) сырую нефть I из сырьевого резервуара 1 насосом 2 через теплообменник 3 подают в трубчатую печь 4. Перед насосом 2 в нефть закачивают реагент-деэмульгатор. В теплообменнике 3 и трубчатой печи 4 нефтяная эмульсия подогревается и в процессе её турбулентного перемешивания в насосе, и при движении по трубному змеевику в печи происходит доведение реагента-деэмульгатора до капель пластовой воды и разрушение бронирующих слоев асфальто-смолистых веществ. Нагрев в трубчатой печи осуществляется при необходимости нагрева нефтяной эмульсии до температуры 120°C (при повышенном давлении, чтобы не допустить вскипания воды).

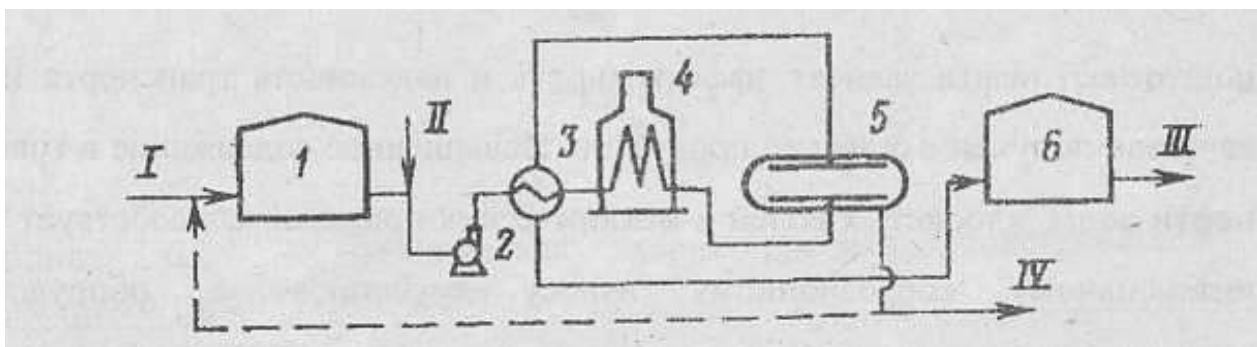


Рисунок 17.1 - Технологическая схема термохимической установки обезвоживания нефти

При меньших температурах нагрева вместо трубчатой печи можно использовать пароподогреватель. Оптимальной температурой нагрева считается такая, при которой кинематическая вязкость нефтяной эмульсии составляет  $4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ . Неустойчивая эмульсия из трубной печи 4 поступает в отстойник 5, где расслаивается на нефть и воду. Обезвоженная нефть выводится сверху из отстойника 5, проходит через теплообменник 3, где отдает часть тепла поступающей на деэмульсацию сырой нефти и поступает в резервуар 6, из которого товарная нефть III насосом откачивается в магистральный нефтепровод. Отделившаяся в отстойнике 5 пластовая вода IV направляется на установку по подготовке сточных вод.

Сырьевой резервуар 1 может работать как резервуар с предварительным сбросом воды. В этом случае часть горячей воды, выходящей из отстойника 5 и содержащей реагент-деэмульгатор, подаётся в поток сырой нефти перед резервуаром 1 (пунктирная линия).

В резервуаре поддерживается слой воды, так что поступающая нефтяная эмульсия распределенным потоком проходит через толщу воды, что способствует более полному отделению свободной воды из нефтяной эмульсии. Отделившаяся в резервуаре вода насосом откачивается на установку по подготовке сточных вод. Наиболее эффективным считается способ обессоливания на электрообессоливающей установке (рисунок 17.2). При этом вводится ступень теплехимического обезвоживания, Сырая нефть I из сырьевого резервуара 1 насосом 2 прокачивается через теплообменник 3 и подогреватель 4 и поступает в отстойник 5.

Перед насосом 2 в нефть вводят реагент-деэмульгатор II, поэтому в отстойнике 5 из сырой нефти выделяется основное количество пластовой воды.

Из отстойника 5 в нефть с содержанием воды до 1 - 2 % направляется в электрогидратор 8. При этом перед электрогидратором в поток нефти вводят пресную воду III и деэмульгатор II, так что перед обессоливанием обводненность нефти в зависимости от содержания солей доводится до 8 - 15 %. Соли растворяются в пресной воде и после отделения воды от нефти в электрогидраторе нефть становится обессоленной.

Сверху электрогидратора 8 выходит обезвоженная и обессоленная нефть, которая, пройдя промежуточную ёмкость 7, насосом 6 прокачивается через теплообменник 3, подогревая сырую нефть, и направляется в резервуар 9 товарной нефти. Вода IV, отделившаяся от нефти в отстойнике 5 и электрогидратора 8, направляется на установку по подготовке воды.

Товарная нефть V насосом откачивается в магистральный нефтепровод.

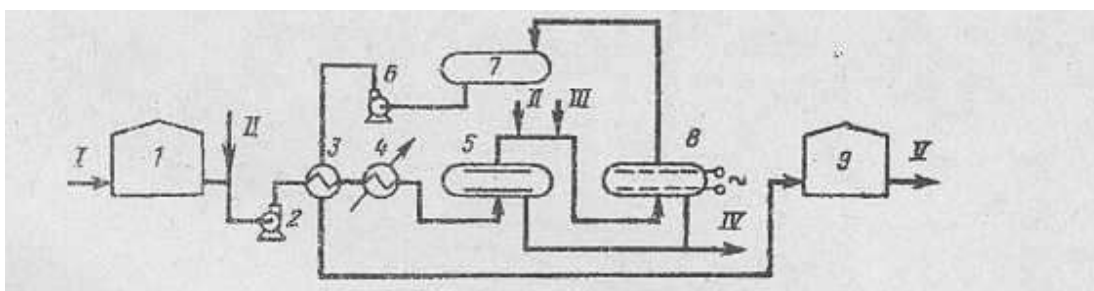


Рисунок 17.2 – Технологическая схема электрообессоливающей установки

### Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Изучить классификацию установок комплексной подготовки нефти.

### Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания.

### Контрольные вопросы

1. От чего зависит эффективность и надежность транспорта нефти?
2. Как устроена электрообессоливающая установка?
3. В чем заключается принцип действия термохимической установки

обезвоживания нефти?

### Практическое занятие 1

#### СПОСОБЫ ВЫРАЖЕНИЯ СОСТАВОВ СМЕСЕЙ И СВЯЗЬ МЕЖДУ НИМИ

**Цель:** изучить компоненты, характеризующие состав смеси.

#### Актуальность темы

Для выполнения основных расчетов при сборе, транспорте и хранении углеводородов необходимо знать формулы, характеризующие состав смеси.

#### Теоретическая часть

Состав смеси характеризуется числом компонентов смеси и их соотношением. Соотношения компонентов определяются долями: массовой, объемной, молярной. Сумма долей всех компонентов, составляющих смесь, равна единице.

$$q_i = \frac{m_i}{\sum_{i=1}^r m_i}, \quad (1.1)$$

где  $m_i$  - масса  $i$ -го компонента в растворе;  $r$  - число компонентов в растворе

Соответственно молярная доля  $i$ -го компонента в растворе равна:

$$N_i = \frac{n_i}{\sum_{i=1}^r n_i}, \quad (1.2)$$

где  $n_i$  – число молей  $i$ -го компонента в растворе

$$n_i = \frac{m_i}{M_i}, \quad (1.3)$$

$M_i$  – молярная масса  $i$ -го компонента.

Из (1.2) с учетом (1.1) и (1.3) следует

$$N_i = \frac{q_i}{M_i} \cdot \frac{1}{\sum_{i=1}^r \frac{q_i}{M_i}}, \quad (1.4)$$

Аналогично из (1.1) с учетом (1.2) и (1.3) получается

$$q_i = \frac{N_i M_i}{\sum_{i=1}^r N_i M_i}. \quad (1.5)$$

Задача 1.1 В смеси нефтей содержится (т) соответственно нефти башкирского горизонта 202, визейского - 290 и пашийского - 408. Определить молярную долю каждой нефти в смеси, если молярная масса (кг/кмоль) нефти башкирского горизонта 262, визейского - 271, пашийского - 256 соответственно.

Решение. Определяют число молей нефти каждого горизонта отдельно и смеси нефтей в целом.

По (1.3) находят число молей нефти башкирского горизонта

$$n = 202 \cdot 1000 / 262 = 771 \text{ кмоль.}$$

Соответственно визейского,  $n_2 = 1070$  кмоль; пашийского,  $n_3 = 1594$  кмоль.

Общее число молей нефти в смеси составляет

$$\sum_{i=1}^3 n_i = 771 + 1070 + 1594 = 3435 \text{ кмоль.}$$

Тогда молярные доли каждой нефти в смеси, определенные по (1.2), соответственно равны для башкирского горизонта  $N_1 = 771/3435 = 0,224$ ; визейского  $N_2 = 1070/3435 = 0,312$ ; пашийского  $N_3 = 1594/3435 = 0,464$ .

Массовая и объемные доли. Объемная доля для растворов (смесей), подчиняющихся правилу аддитивности, определяется следующим образом:

$$v_i = \frac{V_i}{\sum_{i=1}^r V_i}, \quad (1.6)$$

где  $V_i$  - объем  $i$ -го компонента до смешения при заданных температуре и давлении смеси. Так как:

$$\rho_i = \frac{m_i}{V_i}, \quad (1.7)$$

где  $\rho_i$  - плотность  $i$ -го компонента при заданных температуре и давлении, то из (1.6) с учетом (1.7) и (1.1) следует:

$$v_i = \frac{q_i \frac{1}{\rho_i}}{\sum_{i=1}^r \left( \frac{q_i}{\rho_i} \right)}, \quad (1.8)$$

Аналогично из (1.1) с учетом (1.7) и (1.6)

$$q_i = \frac{\rho_i v_i}{\sum_{i=1}^r \rho_i v_i}, \quad (1.9)$$

Задача 1.2. При приготовлении рекомбинированной пробы . смешивают 100 м<sup>3</sup> пропана, 75 м<sup>3</sup> изобутана, 75 м<sup>3</sup> нормального бутана. Определить объемную долю отдельных компонентов смеси. По (1.6) объемная концентрация пропана равна:

$$v_i = \frac{100}{100 + 75 + 75} = 0,4$$

Аналогично  $v_2=0,3$ ;  $v_3=0,3$ .

$$\sum_{i=1}^3 v_i = 0,4 + 0,3 + 0,3 = 1.$$

Объемная и молярные доли. Рассмотренных определений достаточно для выражения объемной доли через молярную. Из (1.6) с учетом (1.7), (1.3) и (1.2) следует:

$$v_i = \frac{N_i M_i}{\rho_i \sum_{i=1}^r \left( \frac{N_i M_i}{\rho_i} \right)}$$

Для газообразных компонентов в первом приближении (приложение I) можно принять, что в диапазоне давлений, мало отличающихся от атмосферного, отношение молярной массы газа к его плотности практически постоянно, т. е.:

$$\frac{M_i}{\rho_i} = const..$$

Следовательно, для смеси газов из (1.10) с учетом (1.11) получаем:

$$v_i = N_i,$$

так как  $\sum_{i=1}^r N_i = 1$  по определению. Аналогично выводу уравнения (1.10), из (1.2) с учетом (1.3), (1.7) и (1.6) следует:

$$N_i = \frac{\rho_i v_i}{M_i \sum_{i=1}^r \left( \frac{\rho_i v_i}{M_i} \right)}$$

Задача 1.3 Рассчитать молярную и массовую доли нефти в водонефтяной эмульсии, если объемная доля воды в ней 50 % (обводненность эмульсии). Известно, что молярная масса нефти 200 кг/кмоль. ее плотность 850 кг/м<sup>3</sup>, плотность воды 1000 кг/м<sup>3</sup>.

Решение. При известной молярной массе воды, равной 18 кг/кмоль, по (1.13) находят молярную долю нефти в эмульсии:

$$N_H = \frac{850 \cdot 0,5}{200} \frac{1}{\frac{850 \cdot 0,5}{200} + \frac{1000 \cdot 0,5}{18}} = 0,071.$$

Учитывая, что  $v_H + v_B = 1$ , т. е.

$$v_H = 1 - 0,5 = 0,5$$

по (1.9) находят массовую долю нефти в эмульсии:

$$q_H = \frac{850 \cdot 0,5}{850 \cdot 0,5 + 1000 \cdot 0,5} = 0,46.$$

### Вопросы к практическому занятию:

1. Чем характеризуется состав смеси?
2. Какими долями характеризуется соотношение компонентов?
3. Чему равна сумма долей всех компонентов, составляющих смесь?

4. Как определить молярную долю  $i$ -го компонента в растворе?
5. Чем отличается раствор от эмульсии?

## Практическое занятие 2

### РАСЧЕТ СВОЙСТВ СМЕСИ, ПОЛУЧАЮЩИХСЯ ПРИ ПЕРЕМЕШИВАНИИ ГАЗОНЕФТЯНЫХ СМЕСЕЙ

**Цель:** научиться выполнять расчеты составов смесей газов и нефтей в нормальных и стандартных условиях.

**Актуальность темы.** Успешность процесса подготовки продукции скважин зависит от изучения состава смесей газов и нефтей.

#### Теоретическая часть

Для расчета составов смесей, получающихся в результате перемешивания  $g$  смесей различного состава, можно воспользоваться следующими уравнениями:

для смесей газов в нормальных (стандартных) условиях:

$$N_{i\Sigma} = \frac{\sum_{j=1}^l N_{ij}V_j}{\sum_{j=1}^l V_j}, \quad (2.1)$$

где  $N_{ij}, N_{i\Sigma}$  - молярная доля  $i$ -го компонента в  $j$ -м растворе и в смеси, получаемой в результате смешения растворов, соответственно;  $V_j$  - объем  $j$ -го раствора, приведенный к нормальным (стандартным) условиям,

для смесей нефтей:

$$N_{i\Sigma} = \frac{\sum_{j=1}^l N_{ij}n_j}{\sum_{j=1}^l n_j}, \quad (2.2)$$

где  $n_j$  - число молей  $j$ -й нефти,  $l$  - общее число перемешиваемых нефтей.

Уравнение (2.2) является общим и справедливо для смесей (растворов) веществ в любых агрегатных состояниях. Например, при перемешивании пластовых нефтей из скважин, эксплуатирующих различные горизонты и работающих в единый коллектор, состав получающегося попутного нефтяного газа может быть рассчитан по уравнению:

$$N_{i\Sigma} = \frac{\sum_{j=1}^l N_{ij}Q_{nj}\Gamma_j}{\sum_{j=1}^l Q_{nj}\Gamma_j}, \quad (2.3)$$

где  $Q_{nj}$  - дебит сепарированной нефти  $j$ -й скважины;  $\Gamma_j$  - газосодержание пластовой нефти  $j$ -й скважины (объем газа приведен к нормальным или стандартным условиям).

Необходимо отметить, что при расчете составов любых смесей (растворов) предполагают, что образующие смеси (растворы) однородны по составу, а химические реакции превращения отдельных компонентов в смеси отсутствуют.

При удалении из смеси отдельных компонентов полностью или частично, молярные доли оставшихся компонентов нефти можно рассчитать следующим образом:

$$N_{i\Sigma} = \frac{N_i - N_{i\text{уд}}}{1 - \sum_{j=1}^l N_{i\text{уд}}}, \quad (2.4)$$

где  $N_i$  - молярная доля  $i$ -го компонента в смеси первоначального состава,  $N_{i\text{уд}}$  - молярная доля части  $i$ -го компонента, удаляемого из смеси: полностью  $N_{i\text{уд}} = N_i$ , частично  $N_{i\text{уд}} < N_i$

**Задача 2.1.** Определить молярную долю метана в нефтяном газе, образующемся в результате смешивания 80 м<sup>3</sup> газа I горизонта и 20 м<sup>3</sup> газа II горизонта. Молярный состав газов, %, I горизонт: сероводород 20, двуокись углерода 20, азот 40, метан 10, этан 5, бутан 5; II горизонт: метан 80, этан, пропан, бутан 5, пентан 5. Объемы газов определены в стандартных условиях.

**Решение.** В соответствии с (2.1) молярная доля метана в общей смеси двух многокомпонентных газов различного состава будет:

$$N_{\text{CH}_4\Sigma} = \frac{0,1 \cdot 80 + 0,8 \cdot 20}{80 + 20}.$$

**Задача 2.2.** Смесь газов двух горизонтов (см. условия задачи 2.1) очищается от неуглеводородных компонентов. Определить состав смеси после их удаления.

**Решение.** Состав смеси газов после очистки от неуглеводородных компонентов можно рассчитать по (2.4), предварительно определив состав исходной смеси, подвергающейся очистке, по (2.1). Но так как неуглеводородные компоненты удаляют полностью, то состав

смеси после очистки может быть определен сразу по уравнению, получаемому в результате комбинации уравнений (2.1) и (2.4):

$$N_{io} = \frac{N_{i,1}V_1 + N_{i,11}V_{11}}{V_{11} + V_1(1 - \sum_{j=1}^3 N_{i,уд}}$$

В соответствии с полученным уравнением имеем

$$N_{CH_4o} = \frac{0,1 \cdot 80 + 0,8 \cdot 20}{20 + 80[1 - (0,2 + 0,2 + 0,4)]} = 0,666.$$

Аналогично

$$N_{C_2H_6} = 0,139, N_{C_3H_8} = 0,028, N_{C_4H_{10}} = 0,139, N_{C_4H_{12}} = 0,028.$$

**З а д а ч а 2.3.** Пластовые нефти трех горизонтов - башкирского, визейского и пашийского по единому сборному коллектору попадают на установку подготовки нефти. Определить состав получающегося нефтяного газа, если в сборный коллектор поступает ( $m^3/сут$ ): 101 нефти башкирского, 145 - визейского, 204 - пашийского горизонтов, соответственно. Газосодержание пластовых нефтей этих горизонтов соответственно составляет,  $m^3/m^3$ ; 33,0 - башкирского, 39,2 - визейского и 37,6 - пашийского. Объем газа приведен к стандартным условиям (таблица 2.1).

**Р е ш е н и е .** Состав нефтяного газа можно рассчитать по уравнению (2.3), которое для конкретных условий задачи принимает вид:

$$v_{i\Sigma} = \frac{\sum_{j=1}^3 v_{ij} Q_{н\Gamma_j}}{\sum_{j=1}^3 Q_{н\Gamma_j}},$$

так как:

$$N_{ij} = v_{ij},$$

где  $v_{ij}$  - объемная доля  $i$ -го компонента в попутном газе нефти  $j$ -го горизонта.

Находим объемную концентрацию метана в попутном газе смеси нефтей:

$$v_{CH_4\Sigma} = \frac{24,6 \cdot 101 \cdot 33 + 41,8 \cdot 145 \cdot 39,2 + 34,5 \cdot 204 \cdot 37,6}{101 \cdot 33 + 145 \cdot 39,2 + 204 \cdot 37,6} = 35 \%$$

Результаты аналогичных расчетов для других компонентов попутного нефтяного газа смеси нефтей трех горизонтов представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Состав нефтей

Нефть горизонтов	Объемное содержание компонентов, %						
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>12</sub> +высшие	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
Башкирского	24,6	20,6	19,5	10,3	5,1	1,0	18,9
Визейского	41,8	14,9	15,5	7,8	3,8	0,3	15,9
Пашийского	34,5	14,1	18,2	8,2	2,8	0,2	22,0
Всех горизонтов (расчет)	35,0	15,7	17,5	8,5	3,6	0,4	19,3

#### Вопросы к практическому занятию:

1. По какой формуле выполняется расчет для смесей газов в нормальных (стандартных) условиях?
2. По какой формуле выполняется расчет для смесей нефтей в нормальных (стандартных) условиях?
3. По какой формуле выполняется расчет молярных долей оставшихся компонентов нефти при удалении из смеси отдельных компонентов?

### Практическое занятие 3

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗСОДЕРЖАНИЯ НЕФТИ И ЕЕ ОБЪЕМНОГО КОЭФФИЦИЕНТА

**Цель:** изучить процесс насыщения нефти газом.

**Актуальность темы** состоит в получении исходной информации для расчета газосодержания нефти.

#### Теоретическая часть

Газосодержание нефти определяют как отношение объема газа, выделяющегося из пластовой нефти в результате ее однократного разгазирования до атмосферного давления при температуре 20 °С, к объему оставшейся сепарированной нефти.

$$\Gamma_0 = \frac{V_r}{V_n} \quad (3.1)$$

где  $V_r$  - объем газа однократного разгазирования пластовой нефти при 20 °С, приведенный к стандартным условиям, м<sup>3</sup>;  $V_n$  - объем сепарированной нефти, остающейся после однократного разгазирования пластовой нефти при 20 °С, м<sup>3</sup>.

Массовую долю растворенного в нефти газа можно рассчитать по уравнению:

$$q_r = \frac{m_r}{m_n + m_r} = \frac{\Gamma_0 \rho_r}{\rho_n + \Gamma_0 \rho_r}, \quad (3.2)$$

где  $m_n$ ,  $m_r$  - массы сепарированной нефти и газа, соответственно, представляющие в растворе пластовую нефть, кг;  $\rho_n$  - плотность сепарированной нефти в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_r$  - плотность газа однократного разгазирования нефти, приведенного к стандартным условиям, кг/м<sup>3</sup>.

Уравнение (3.2) следует из (1.1) с учетом (1.7) и (3.1), так как для смеси газов:

$$V_r = \sum_{i=1}^r V_i. \quad (3.3)$$

Из (1.2) с учетом (1.3) и правила аддитивности получают:

$$N_r = \frac{\Gamma_0 \rho_r M_{nr}}{\rho_n M_r (1 + \Gamma_0 \frac{\rho_r}{\rho_n})}, \quad (3.4)$$

где  $M_{nr}$ ,  $M_r$  - молярные массы нефти с растворенным в ней газом и растворенного газа соответственно, кг/кмоль;  $N_r$  - молярная доля растворенного в нефти газа.

Если неизвестна молярная масса нефти с растворенным в ней газом, то молярную массу растворенного в нефти газа можно рассчитать по уравнению:

$$N_r = \frac{1}{1 + \frac{1}{\Gamma_0} \frac{\rho_n M_r}{\rho_r M_n}}, \quad (3.5)$$

где  $M_n$  - молярная масса дегазированной нефти. Из сопоставления (3.4) и (3.5) следует:

$$M_{nr} = M_n = \frac{1 + \Gamma_0 \frac{\rho_r}{\rho_n}}{1 + \Gamma_0 \frac{\rho_r M_n}{\rho_n M_r}}, \quad (3.6)$$

**Задача 3.1.** Определить массовую и мольную доли растворенного в пластовой нефти газа и молярную массу пластовой нефти, если  $\Gamma_0 = 100$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, плотность газа  $\rho_r = 1,5$  кг/м<sup>3</sup>, плотность сепарированной нефти  $\rho_n = 860$  кг/м<sup>3</sup>, а молярная масса сепарированной нефти  $M_n = 200$  кг/кмоль.

**Решение.** По (3.2) определяют массовую долю растворенного газа:

$$q_r = \frac{100 \cdot 1,5}{860 + 100 \cdot 1,5} = 0,149.$$

Молярная доля растворенного газа не может быть рассчитана по (3.4) и (3.5) из-за недостатка исходной информации. Однако молярный объем газа в ст. ус. в первом приближении можно принять равным 24 м<sup>3</sup>/кмоль, т. е.

$$\frac{M_r}{\rho_r} = 24 \text{ м}^3/\text{кмоль}, \quad (3.7)$$

Следовательно, из (3.5) получают:

$$N_r = \frac{1}{1 + \frac{24 \rho_n}{\Gamma_0 M_n}}. \quad (3.8)$$

Тогда:

$$N_r = \frac{1}{1 + \frac{24 \cdot 860}{100 \cdot 200}} = 0,49$$

Для молярной массы пластовой нефти в первом приближении из (3.6):

$$M_{нг} = M_n \frac{1 + \Gamma_0 \frac{\rho_r}{\rho_n}}{1 + \Gamma_0 \frac{M_n}{24 \rho_n}}, \quad (3.9)$$

тогда

$$M_{нг} = 200 \cdot \frac{1 + 100 \frac{1,5}{860}}{1 + 100 \frac{200}{860 \cdot 24}} = 119 \text{ кг/кмоль.}$$

**Вопросы к практическому занятию:**

1. Как определить газосодержание нефти?
2. Чему равен молярный объем газа в стандартных условиях?
3. Единица измерения молярной массы нефти?

## Практическое занятие 4

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ВОД

**Цель:** изучить методику определения физико-химических свойств пластовых вод.

**Актуальность темы** состоит в определении физико-химических свойств пластовых вод.

#### Теоретическая часть

Пластовые воды нефтяных месторождений это неотъемлемая составная часть продукции добывающих скважин, которая обуславливает значительную долю осложнений при добыче и подготовке нефти на промыслах.

#### Состав пластовых вод

Пластовые воды нефтяных месторождений, как правило, представляют собой сложные многокомпонентные системы. Обычно они содержат ионы растворимых солей: анионы  $\text{OH}^-$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ; катионы  $\text{H}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{NH}_4^+$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$  и др.; ионы микроэлементов:  $\text{Br}^-$ ,  $\text{J}^-$  и др.; коллоидные частицы:  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ; растворенные газы:  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{N}_2$  и др.;

#### Нафтеновые кислоты и их соли.

Количественные соотношения между этими ионами определяют тип пластовых и сточных вод.

#### Минерализация воды

Под минерализацией воды понимают общее содержание растворенных в ней солей. По В. И. Вернадскому природные воды в зависимости от массового содержания (%) в них растворенных веществ делят на:

пресные с содержанием солей 0,001-0,1; минерализованные, содержание солей 0,1-5; рассолы с содержанием солей 5-35.

#### Жесткость воды

Жесткостью воды (водного раствора) называется суммарное количество содержащихся в воде катионов кальция  $\text{Ca}^{2+}$  и магния  $\text{Mg}^{2+}$ , выраженное в молях на килограмм (литр) раствора.

Эквивалентом  $\mathcal{E}$  ионов вещества, диссоциированного в воде, называется их молекулярная масса или часть ее, соответствующая единице валентности. Или иначе, эквивалентом  $\mathcal{E}$  ионов называется отношение молекулярной массы ионов к валентности его в растворе (реакции).

Таким образом, для определения эквивалента  $\mathcal{E}$  нужно молекулярную массу иона, подсчитываемую как сумму атомных масс элементов его составляющих, разделить на валентность иона  $n_i$  в данной реакции:

$$\mathcal{E} = \frac{M_n}{n_n}, \quad (4.1)$$

Таким образом, чтобы выразить содержание ионов вещества в растворе, например, в миллиграмм-эквивалентах на килограмм (мг-экв/кг), нужно количество миллиграммов ионов вещества в килограмме раствора разделить на его эквивалент:

$$q_{\mathcal{E},i} = \frac{m_i \cdot 10^3}{m_B + \sum_{i=1}^k m_i}, \quad (4.2)$$

где  $q_{\mathcal{E},i}$  - концентрация  $i$ -х ионов в растворе, мг-экв/кг,  $q_i$  - массовая доля  $i$ -х ионов в растворе;  $m_i$  - масса  $i$ -х ионов в растворе, кг;  $m_B$  - масса воды в растворе, кг;  $k$  - число разновидностей ионов растворенных веществ в воде (натрий, кальций, магний и т. д.);  $\mathcal{E}_i$  - эквивалент  $i$ -х ионов в данном растворе;  $q_i \cdot 10^3$  - содержание  $i$ -х ионов в растворе, мг/кг.

Эквиваленты компонентов попутных вод нефтяных месторождений приведены ниже.

Ион.....	$\text{Na}^+$	$\text{Mg}^+$	$\text{Ca}^+$	$\text{K}^+$	$\text{NH}_4^+$	$\text{H}^+$	$\text{Fe}^{3+}$	$\text{Fe}^{2+}$
Эквивалент.....	23,00	12,15	20,04	39,10	18,04	1,01	18,62	27,19
Ион.....	$\text{Cl}^-$	$\text{SO}_4^{2-}$	$\text{HCO}_3^-$	$\text{Br}^-$	$\text{I}^-$	$\text{HS}^-$	$\text{CO}_3^{2-}$	Нафтен-ионы
Эквивалент.....	35,45	46,03	61,02	79,91	126,90	33,07	30,01	150-200

В зависимости от соотношения между общей жидкостью воды  $J_0$  и содержанием в ней ионов  $\text{HCO}_3^-$  нефтепромысловые сточные воды можно разделить на две группы:

$J_0 \geq q_{\text{HCO}_3^-}$  жесткие;

$J_0 \leq q_{\text{HCO}_3^-}$  щелочные воды.

Для вод первой группы различают жесткость общую  $J_0$ , карбонатную  $J_{\text{к}}$  и некарбонатную  $J_{\text{нк}}$ , кальциевую  $J_{\text{Ca}}$  и магниевую  $J_{\text{Mg}}$ .

Для вод второй группы понятие карбонатной и некарбонатной жесткости теряет смысл, поэтому они характеризуются только общей, кальциевой и магниевой жесткостью.

Между различными жесткостями воды существует связь:

$$J_0 = J_{\text{к}} + J_{\text{нк}} = J_{\text{Ca}} + J_{\text{Mg}}. \quad (4.3)$$

Задача 4.1 Определить тип пластовой воды, ее карбонатную и некарбонатную, кальциевую и магниевую жесткость и

процент-эквивалентный состав, если известно, что в одном литре пластовой воды содержатся ионы  $\text{Cl}^-$  - 38065,8 мг;  $\text{SO}_4^{2-}$  - 83,9 мг;  $\text{HCO}_3^-$  - 482,0 мг;

$\text{Ca}^{2+}$  - 1667,7 мг;  $\text{Mg}^{2+}$  - 249,7 мг и  $\text{Na}^+$ —?

Решение. Расчетное содержание ионов натрия для решения задачи можно определить следующим образом.

Известно, что пластовые воды электронейтральны. Поэтому число молей положительно заряженных ионов (катионов) должно быть равно числу молей отрицательно заряженных ионов (анионов), следовательно, исходный состав пластовой воды необходимо перевести в миллиграмм-эквивалентный состав в соответствии с (4.2).

Так как плотность пластовой воды неизвестна, будем выражать концентрацию ионов вещества в растворе в миллиграмм-эквивалентах на литр раствора из отношения:

$$q_{v,i} = \frac{m_{v,i}}{\Xi_i}, \quad (4.4)$$

где  $q_{v,i}$  - содержание  $i$ -х ионов вещества, мг-экв/л;  $m_{v,i}$  - концентрация  $i$ -х ионов вещества, мг/л;  $\Xi_i$  - эквивалент  $i$ -х ионов вещества.

Тогда концентрация ионов хлора ( $\text{Cl}^-$ ) в растворе (пластовой воде) будет:

$$q_{v,cl} = \frac{380,065}{35,45} = 1073,79.$$

Результаты аналогичных пересчетов концентраций других ионов представлены в таблице 4.1.

Для определения концентрации ионов натрия в растворе по разности запишем:

$$1073,79 + 1,75 + 7,90 = 83,22 + 20,55 + r_{\text{Na}},$$

где  $r_{\text{Na}}$  - число миллиграмм-эквивалентов ионов натрия в литре раствора.

Откуда

$$r_{\text{Na}} = 1083,44 - 103,77 = 979,67.$$

По определению общая жесткость складывается из кальциевой и магниевой, значения которых получены при пересчете концентрации ионов. Следовательно,

$$J_0 = J_{\text{Ca}} + J_{\text{Mg}} = 83,22 + 20,55 = 103,77.$$

Так как  $103,77 > 7,90$ , т.е.  $J_0 > q_{\text{HCO}_3^-}$ , то пластовая вода жесткая.

Как видно, из таблицы 1.2, карбонатная жесткость равна:

$$J_{\text{к}} \equiv q_{\text{HCO}_3^-} = 7,9 \text{ мг - экв/л,}$$

следовательно, некарбонатная жесткость воды:

$$J_{\text{нк}} = 103,77 - 7,9 = 95,87.$$

Следует обратить внимание на то, что присутствие ионов натрия не придает воде жесткости.

В таблице 4.1 приведена процент-эквивалентная форма представления солевого состава воды, которая получается следующим образом:

$$A_i = \frac{r_{Ai} \cdot 100}{\sum_{i,j} (r_{Ai} + r_{Kj})}; K_j = \frac{r_{Kj} \cdot 100}{\sum_{i,j} (r_{Ai} + r_{Kj})}, \quad (4.5)$$

где  $A_i$ ,  $K_j$  - процент-эквивалентная доля  $i$ -го аниона и  $j$ -го катиона соответственно, %;  $r_{Ai}$  - число миллиграмм-эквивалентов  $i$ -го аниона в литре раствора, мг-экв/л;  $r_{Kj}$  - число

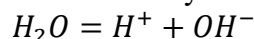
миллиграмм-эквивалентов  $i$ -го катиона в литре раствора, мг-экв/л;  $\sum_{i,j} r_{Ai} + r_{Kj}$  - сумма миллиграмм-эквивалентов всех анионов и катионов в литре раствора, мг-экв/л.

Таблица 4.1. Ионный состав пластовых вод

Ионы	Содержание ионов		
	мг/л	мг-экв/л	%-ЭКЛ
Cl <sup>-</sup>	38065,8	1073,79	49,55
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	83,9	1,75	0,08
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	482,0	7,90	0,37
Ca <sup>2+</sup>	1667,7	83,22	3,84
Mg <sup>2+</sup>	249,7	20,55	0,95
Na <sup>+</sup>		979,67	45,21
		Σ2166,88	Σ100,00

*Показатель содержания водородных ионов pH*

Важной характеристикой химического состава пластовой и сточной вод является содержание в ней водородных ионов. Часть молекул воды диссоциирует на ионы:



Состояние равновесия при данной температуре характеризуется константой:

$$K_B = \frac{C_{H^+} + C_{OH^-}}{C_{H_2O}}, \quad (4.6)$$

где  $C_{H^+}$ ,  $C_{OH^-}$  - концентрация ионов  $H^+$ ,  $OH^-$  в воде соответственно, моль/л;  $C_{H_2O}$  - концентрация  $H_2O$ , моль/л.

Концентрация воды постоянна и равна 55,56 моль/л. Поэтому из (4.6) следует:

$$K_B = 55,56K = C_{H^+} + C_{OH^-}, \quad (4.7)$$

где  $K_B$  - ионное произведение воды (таблицы 4.2), значения которого при различных температурах представлены в [1].

Таблица 4.2 Ионное произведение воды [1]

t, °C	$K_B, 10^{14}$	t, °C	$K_B, 10^{14}$	t, °C	$K_B, 10^{14}$	t, °C	$K_B, 10^{14}$
0	0,112	25	1,01	60	9,61	150	234
5	0,186	30	1,47	70	21,0	165	315
10	0,293	35	2,09	80	35,0	200	485
15	0,452	40	2,92	90	53,0	250	550
18	0,570	45	4,02	100	59,0	306	304
20	0,680	50	5,47	122	120		

При нейтральной реакции концентрации ионов водорода  $H^+$  и гидроксильной группы  $OH^-$  равны, следовательно:

$$C_{H^+} + C_{OH^-} = (C_{H^+})^2. \quad (4.7)$$

Так как при температуре 22 °C ионное произведение воды равно  $10^{-14}$ , то:

$$C_{H^+} = 10^{-7} \text{ моль/л.} \quad (4.8)$$

Отрицательное значение логарифма концентрации водородных ионов обозначается pH, т. е.

$$-\ln C_{H^+} = pH. \quad (4.9)$$

Следовательно, реакции водных растворов при 22 °C с помощью этого показателя будут характеризоваться следующим образом:

pH=7- нейтральная, pH>7 - щелочная, pH<7 - кислая.

Задача 4.2. Температура воды после ступени предварительного сброса 33 °C, pH = 7. Определить реакцию сточной воды.

Решение. При нейтральной реакции в соответствии с (4.8) концентрации ионов водорода и гидроксильной группы равны, поэтому показатель рН нейтральной реакции воды при 33 °С будет следующим:

$$K_B = \left[ \frac{2,09 - 1,47}{5} \cdot 3 + 1,47 \right] \cdot 10^{-14} = 1,842 \cdot 10^{-14}.$$

По (4.7) вычисляют концентрацию ионов водорода:

$$C_{H^+} = \sqrt{1,842 \cdot 10^{-14}} = 1,357 \cdot 10^{-7}.$$

В соответствии с определением (4.9) рассчитывают показатель рН нейтральной реакции воды

$$pH = - \lg C_{H^+} = 6,87.$$

Следовательно, рН воды после ступени предварительного сброса подчиняется неравенству  $pH > 6,87$ , поэтому вода щелочная.

*Физические свойства пластовых и сточных вод*

Из физических свойств пластовой и сточной вод наибольшее значение в процессах сбора и подготовки имеют плотность и вязкость ее.

*Плотность воды.* Плотность пластовой (минерализованной) воды в зависимости от соледержания может быть в первом приближении рассчитана по формуле:

$$\rho_{ВП} = \rho_B + 0,7647S, \quad (4.10)$$

где  $\rho_B$  - плотность дистиллированной воды при 20°С, кг/м<sup>3</sup>;

$S$  - концентрация соли в воде (растворе), кг/м<sup>3</sup>.

В диапазоне температур от 0 до 45 °С плотность водных растворов солей нефтяных месторождений изменяется мало, поэтому в первом приближении влияние температуры может быть учтено следующим образом:

$$\rho_{ВП}(t) = \rho_{ВП} - 0,0714(t - 20), \quad (4.11)$$

где  $\rho_{ВП}(t)$ ,  $\rho_{ВП}$  - плотность минерализованной воды при температуре  $t$  и 20° С соответственно, кг/м<sup>3</sup>;

*Вязкость воды.* Важное значение имеет возможность учета изменения вязкости попутной воды при изменении ее температуры, соледержания и, как следствие, плотности.

Как показывает обработка экспериментальных данных, в первом приближении вязкость минерализованной воды может быть рассчитана следующим образом:

при  $\Delta\rho \leq \Delta\rho^*$

$$\mu_{ВП} = \mu_B(t) \cdot 10^{0,8831\Delta\rho \cdot 10^{-3}}, \quad (4.12)$$

где  $\mu_{ВП}$  - вязкость пластовой воды при температуре  $t$ , мПа·с;

$\mu_B(t)$  - вязкость дистиллированной воды при температуре  $t$ , мПа·с; значение ее может быть определено по справочнику [2] или по формуле:

$$\mu_B(t) = 1353(t + 50)^{1,6928}, \quad (4.13)$$

$\Delta\rho$  – разность между плотностью, минерализованной и дистиллированной вод при 20 °С, кг/м<sup>3</sup>;

$$\Delta\rho = \rho_{ВП} - 998,3, \quad (4.14)$$

$\rho_{ВП}$  – плотность минерализованной и дистиллированной вод при 20 °С, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho^*$ -параметр, определяемый по формуле:

$$\Delta\rho^* = 0,793(146,8 - t), \quad (4.15)$$

при  $\Delta\rho > \Delta\rho^*$

$$\mu_{ВП} = \mu_B(t) \cdot 10^{10^{-3}A(\rho)}, \quad (4.16)$$

где  $A(\rho)$  - функция, зависящая от температуры и плотности;

при  $0 < t < 20$  °С

$$A(\rho) = 2,096(\Delta\rho - 0,5787\Delta\rho^*), \quad (4.17)$$

при  $20 < t < 30$ °С

$$A(\rho) = 2,096(\Delta\rho - 0,5787\Delta\rho^*) - 0,032(t - 20)(\Delta\rho - \Delta\rho^*), \quad (4.18)$$

при  $t > 30$ °С

$$A(\rho) = 1,776(\Delta\rho - 0,503\Delta\rho^*), \quad (4.19)$$

Задача 4.3. Температура попутной воды в технологическом процессе последовательно принимает значения 0, 15, 25, 33 и 45 °С, а солесодержание ее равно 200 г/л. Определить изменение плотности и вязкости.

Решение. В соответствии с (4.10) рассчитывают плотность минерализованной воды при 20 °С

$$\rho_{\text{вп}}=998,3+0,7647 \cdot 200=1151 \text{ кг/м}^3$$

и при 0 °С

$$\rho_{\text{вп}}=1151-0,7647(0-200)=1152 \text{ кг/м}^3$$

Плотности воды при других температурах представлены в таблице 4.3.

Для определения вязкости воды рассчитывают вспомогательный параметр  $\Delta\rho^*$  по (4.15) последовательно при всех температурах (см. таблицу 4.3). При  $t=0$   $\Delta\rho^*=0,793(146,8-0)=116,4 \text{ кг/м}^3$ .

В соответствии с (4.14)  $\Delta\rho=1151-998,3=152,7 \text{ кг/м}^3$ . Так как  $152,7>116,4$ , то вязкость находят по (4.16), предварительно определив функцию  $A(\rho)$  по (4.17),

Таблица 4.3 - Результаты решения задачи 4.3

Температура, °С	$\rho_{\text{вп}}$ , кг/м <sup>3</sup>	$\Delta\rho^*$ , кг/м <sup>3</sup>	$\mu_{\text{в}}(t)$ , мПа·с	$A(\rho)$	$\mu_{\text{вп}}(t)$ , мПа·с
0	1152	116,4	1,80	178,87	2,72
15	1151	104,5	1,15	193,31	1,79
25	1150	96,6	0,91	193,91	1,42
33	1150	90,2	0,76	190,62	1,18
45	1149	80,7	0,61	199,10	0,96

$$A(\rho) = 2,096(152,7 - 0,5787 \cdot 116,4) = 178,87.$$

Вязкость дистиллированной воды при 0 °С

$$\mu_{\text{в}}(0) = 1353 \cdot (0+50)^{-1,6928} = 1,8 \text{ мПа} \cdot \text{с},$$

тогда вязкость минерализованной воды

$$\mu_{\text{вп}}(0) = 1,8 \cdot 10^{178,87 \cdot 10^{-3}} = 2,72 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

Результаты аналогичных расчетов вязкости воды при других температурах представлены в таблице 4.3. Из результатов решения задачи видно, что вязкость уменьшилась почти в 3 раза, а плотность - на 3 кг/м<sup>3</sup> при изменении температуры от 0 до 45 °С.

#### Вопросы к практическому занятию:

1. Какие осложнения вызывают пластовые воды нефтяных месторождений при добыче и подготовке промыслов?
2. Какие ионы растворимых солей содержат пластовые воды?
3. По какой формуле рассчитывается плотность пластовой (минерализованной) воды в зависимости от солесодержания?

## Практическое занятие 5

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННЫХ СВЯЗЕЙ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ

**Цель:** приобрести умение определять корреляционные связи физико-химических свойств нефти.

**Актуальность темы.** Корректировка технологического процесса на производстве невозможна без определения корреляционных связей физико-химических свойств нефти.

#### Теоретическая часть

##### Влияние температуры на плотность сепарированной нефти

Плотность сепарированной нефти в зависимости от температуры можно рассчитать исходя из определения коэффициента термического расширения нефти

$$\rho_n(t) = \rho_n \frac{1}{1 + \alpha_n(t - 20)} \quad (5.1)$$

где  $\rho_n$ ,  $\rho_n(t)$  — плотность сепарированной нефти при 20 °С и при температуре  $t$  соответственно, кг/м<sup>3</sup>;  $\alpha_n$  — коэффициент термического расширения нефти, зависимостью которого от температуры в диапазоне от 10 до 120 °С можно пренебречь и рассчитывать его по формулам

$$\alpha_n = 10^{-3} \times \begin{cases} 2.638(1.169 - \rho_n * 10^{-3}), & \text{если } 780 \leq \rho_n \leq 860 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \\ 1.975(1.272 - \rho_n * 10^{-3}), & \text{если } 860 \leq \rho_n \leq 960 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \end{cases} \quad (5.2)$$

Задача 5.1. Найти плотность сепарированной нефти Сретенского месторождения тульского горизонта при температуре 68 °С, если плотность ее при 20 °С равна 849 кг/м<sup>3</sup>, и нефти кыновского горизонта того же месторождения при 73 °С, если плотность ее при 20 °С равна 893 кг/м<sup>3</sup>.

Решение. Для нефти тульского горизонта определяют коэффициент термического расширения нефти

$$\alpha_n = 2,638(1,169 - 849, 10^{-3}) * 10^{-3} = 0,8442 \cdot 10^{-3} \text{ } 1/\text{ }^\circ\text{C},$$

Находят ее плотность при температуре 68°С

$$\rho_n(68) = \frac{849}{1 + 0,8442 * 10^{-3} (68 - 20)} = 816 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Аналогично для нефти кыновского горизонта

$$\rho_n(73) = \frac{893}{1 + 0,7485 * 10^{-3} (73 - 20)} = 859 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

#### Влияние содержания газа на изменение объема нефти при постоянных температуре и давлении

Для растворения в нефти газа необходимо повысить давление и привести систему в равновесие. Увеличение давления уменьшает объем нефти, растворение же в ней газа увеличивает его. Эти два процесса противоположного изменения объема нефти можно учесть раздельно введением двух различных коэффициентов: сжимаемости нефти и «набухания» ее.

Таким образом, объем нефти при растворении в ней газа при постоянных температуре и давлении газонасыщенностью  $\Gamma_0$  можно рассчитать по формуле

$$V_{н\Gamma} = V_n^* (1 + \lambda_{н\Gamma} \Gamma_0), \quad (5.4)$$

где  $V_n^*$  — объем сепарированной нефти при постоянных давлении и температуре в системе, м<sup>3</sup>;  $\Gamma_0$  — отношение объема газа, растворяемого в нефти, к объему этой нефти, приведенные к стандартным условиям;  $\lambda_{н\Gamma}$  — коэффициент изменения объема нефти из-за изменения ее насыщенности газом

$$\lambda_{н\Gamma} = 10^{-3} [4,3 + 0,858\rho_\Gamma + 5,2(1 - 1,5\Gamma_0 * 10^{-3})\Gamma_0 \times 10^{-3} - 3,54\rho_n * 10^{-3}] \quad (5.5)$$

где  $\rho_n$ ,  $\rho_\Gamma$  — плотности нефти и газа, растворяемого в нефти, при 20 °С и 0,1 МПа, кг/м<sup>3</sup>.

Легко показать [3], что коэффициент  $\lambda_{\text{нг}}$  равен отношению

$$\lambda_{\text{нг}} = \frac{\rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{гк}}}, \quad (5.6)$$

где  $\rho_{\text{гк}}$  — кажущаяся плотность газа, растворенного в нефти, кг/м<sup>3</sup>.

При этом нефть с растворенным в ней газом при постоянных давлении и температуре рассматривают как раствор, подчиняющийся правилу аддитивности

$$V_{\text{нг}} = \frac{m_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}^*} + \frac{m_{\text{г}}}{\rho_{\text{гк}}}, \quad (5.7)$$

где  $m_{\text{н}}$ ,  $m_{\text{г}}$  — массы сепарированной нефти и газа, который должен быть растворен в ней, соответственно, кг;  $\rho_{\text{н}}$  — плотность сепарированной нефти при давлении и температуре в системе, кг/м<sup>3</sup>.

Задача 5.2. При приготовлении рекомбинированной пробы пластовой нефти Радаевского месторождения сепарированная нефть плотностью 883 кг/м<sup>3</sup> при 20 °С и атмосферном давлении сжимают до пластового давления 12,7 МПа и нагревают до пластовой температуры 26 °С. Затем эту нефть насыщают попутным газом плотностью 1,4 кг/м<sup>3</sup> при 20 °С и 0,1 МПа до газонасыщенности 24,1 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (объемы газа, растворяемого в нефти, и нефти приведены к 20°С и атмосферному давлению). Определить, насколько увеличится объем 0,5 кг нефти из-за растворения в ней газа и кажущуюся плотность растворенного газа.

Решение. Вначале необходимо определить объем сепарированной нефти массой 0,5 кг при пластовых давлении и температуре.

Уменьшение объема сепарированной нефти из-за сжатия ее до давления 12,7 МПа можно определить по формуле

$$\Delta V_p = -\frac{m_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}} \beta_{\text{н}} \rho_{\text{пл}} = -\frac{0,5}{883} * 6,5 * 10^{-4} * 12,7 = -4,674 * 10^{-6} \text{ м}^3,$$

где  $\rho_{\text{н}}$  — плотность сепарированной нефти при 20 °С и 0,1 МПа, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{пл}}$  — коэффициент сжимаемости сепарированной нефти, принят равным  $\beta_{\text{н}} = 6,5 * 10^{-4}$  МПа-1;  $\rho_{\text{пл}}$  — пластовое давление, МПа.

Увеличение объема нефти из-за нагревания ее до пластовой температуры составит

$$\Delta V_t = \frac{m_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}} \alpha_{\text{н}} (t_{\text{пл}} - 20) = \frac{0,5}{883} * 0,7683 * 10^{-3} (26 - 20) = 2,61 * 10^{-6} \text{ м}^3,$$

где

$$\alpha_{\text{н}} = 1,975(1,272 - 883 * 10^{-3})10^{-3} = 0,7683 * 10^{-3} + 2,61 * 10^{-6} = 564,19 * 10^{-6} \text{ м}^3$$

Таким образом, объем сепарированной нефти массой 0,5 кг при пластовых давлении и температуре составит

$$V_{\text{н}}^* = V_{\text{н}} + \Delta V_p + \Delta V_t = \frac{0,5}{883} - 4,679 * 10^{-6} + 2,61 * 10^{-6} = 564,19 * 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Коэффициент изменения объема нефти из-за изменения ее насыщенности газом рассчитывают по:

$$\lambda_{\text{нг}} = 10^{-3} [4,3 + 0,858 * 1,4 + 5,2(1 - 1,5 * 24,1 * 10^{-3}) * 24,1 * 10^{-3} - 3,54 * 883 * 10^{-3}] = 2,496 * 10^{-3}.$$

Увеличение объема нефти из-за растворения в ней газа составит

$$\Delta V = V_{\text{нг}} - V_{\text{н}}^* = V_{\text{н}}^* \lambda_{\text{нг}} \Gamma_0 = 564,19 * 10^{-6} * 2,496 * 10^{-3} * 24,1 = 33,94 * 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Кажущуюся плотность растворенного газа определяют из:

$$\rho_{\text{гк}} = \frac{\rho_{\text{г}}}{\lambda_{\text{нг}}} = \frac{1,4}{2,496 * 10^{-3}} = 560,9 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

#### Объемный коэффициент нефти

Объемный коэффициент нефти можно рассчитать по формуле:

$$b = 1 + \alpha_{\text{нг}} \Gamma_0 + \alpha_{\text{н}} (t - 20) - 6,5 * 10^{-4} \rho, \quad (5.8)$$

где  $p$  — Давление в системе, МПа;  $t$  — температура, °С.

Для нефтей в пластовых условиях объемный коэффициент в первом приближении можно определить по формуле

$$b = 1 + 3 * 10^{-3} \Gamma_0 \quad (5.9)$$

Объемный коэффициент по (1.55) составит

$$b = 1 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 24.1 = 1.072$$

Экспериментальное значение объемного коэффициента нефти [4] составляет 1.07.

### Плотность нефти с растворенным в ней газом

Плотность нефти с растворенным в ней газом можно рассчитать по уравнению

$$\rho_{нг} = \frac{1}{b} (\rho_n + \rho_r \Gamma_0). \quad (5.10)$$

Задача 5.3 Для условий задач 5.2 и 5.3 рассчитать плотность нефти в пластовых условиях.

Решение.

$$\rho_{нг} = 883 + 1,4 - 24,1/1,057 = 867 \text{ кг/м}^3,$$

если объемный коэффициент равен 1,057, и

$$\rho_{нг} = 883 + 1,4 \cdot 24,1/1,072 = 855 \text{ кг/м}^3,$$

если объемный коэффициент— 1,072.

Справочное значение плотности пластовой нефти Радаевского месторождения составляет  $875 \text{ кг/м}^3$ , что отличается всего на  $8 \text{ кг/м}^3$  от расчетного значения  $867 \text{ кг/м}^3$  при объемном коэффициенте 1,057.

### Влияние температуры на давление насыщения нефти газом

Влияние температуры на давление насыщения нефти газом может быть оценено по эмпирической формуле

$$\rho_{st} = \rho_{st_0} + \frac{t - t_0}{9.157 - f_{ш}}, \quad (5.11)$$

где  $\rho_{st}, \rho_{st_0}$  - давления насыщения при температурах  $t$  и  $t_0$  соответственно, МПа;

$$f_{ш} = \frac{0,7532 \rho_n}{\Gamma_0 (N_{CH_4} + 0,8 N_A)}, \quad (5.12)$$

где  $N_{CH_4}, N_A$  — молярные доли метана и азота соответственно в газе однократного разгазирования нефти при  $20^\circ\text{C}$  до атмосферного давления.

Задача 5.5. Давление насыщения нефти Квасниковского месторождения при пластовой температуре  $78^\circ\text{C}$  составляет 19,9 МПа. Газонасыщенность пластовой нефти 188 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, объемное содержание азота 12,9%, метана — 68,9% в газе, растворенном в нефти. Плотность сепарированной нефти 799 кг/м<sup>3</sup>. Определить давление насыщения нефти в результате ее охлаждения при подъеме по стволу скважины от забоя до устья, если температура нефти на устье составляет  $28^\circ\text{C}$ .

Решение. По представленной выше формуле может быть рассчитано давление насыщения нефти при устьевой температуре. При этом

$$f_{ш} = 0.7535 \cdot \frac{799}{188 \cdot (0.689 - 0.8 \cdot 0.129)} = 5.464.$$

Давление насыщения нефти при температуре  $28^\circ\text{C}$  будет

$$p_{s28} = 19.9 + \frac{28 - 78}{9.157 - 5.464} = 6.4 \text{ МПа.}$$

### Молярная масса нефти

Молярная масса сепарированной нефти (кг/кмоль) в результате ее однократного разгазирования при  $20^\circ\text{C}$  до атмосферного давления может быть рассчитана по формуле

$$M_n = 0,2 \rho_n \mu_n^{0.11} \quad (5.13)$$

где  $\mu_n$  — вязкость сепарированной нефти при стандартных условиях, мПа\*с.

В определенном диапазоне плотности сепарированной нефти удовлетворительные результаты дает известная формула Крего

$$M_n = 44,29 \frac{\bar{\rho}_n}{1,03 - \bar{\rho}_n} \quad (5.14)$$

где  $\rho_n$  — отношение плотности сепарированной нефти при  $15,5^\circ\text{C}$  к плотности воды

при той же температуре.

Молярную массу пластовой нефти можно рассчитать по формулам:

$$M_{\text{нг}} = 0,157 \rho_{\text{нг}} \mu_{\text{нг}}^{0,267}, \text{ если } \mu_{\text{нг}} < 1,5 \text{ мПа} \cdot \text{с} \quad (5.15)$$

$$M_{\text{нг}} = 0,172 \rho_{\text{нг}} \mu_{\text{нг}}^{0,136} \text{ если } \mu_{\text{нг}} \geq 1,5 \text{ мПа} \cdot \text{с} \quad (5.16)$$

или по двухпараметрической формуле

$$M_{\text{нг}} = 5,495 * 10^{1,824 \rho_{\text{нг}} 10^{-3}} \quad (5.17)$$

При отсутствии данных по молярной массе сепарированной нефти и ее вязкости, а также плотности газонасыщенной нефти молярную массу пластовой нефти можно определить по формуле

$$M_{\text{н}} = 44,3 \frac{\rho_{\text{н}} + \rho_{\text{г}} \Gamma_0}{1030 - \rho_{\text{н}} + 1,845 \Gamma_0}. \quad (5.18)$$

Задача 5.6. Найти молярную массу сепарированной нефти Азевского месторождения, если ее плотность 893 кг/м<sup>3</sup>, вязкость 41,2 мПа·с при 20°C и атмосферном давлении. Решение. По (5.18)

$$M_{\text{н}} = 0,2 * 893 * 41,2^{0,11} = 269 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$$

Молярную массу сепарированной нефти определяют по формуле Крего, для этого находят относительную плотность нефти при температуре 15,5 °С.

Как рассчитано в задаче 5.1, коэффициент термического расширения нефти плотностью 893 кг/м<sup>3</sup> равен 0,7485·Ю-3 1/°С, тогда плотность нефти при 15,5 °С будет

$$\rho_{\text{н}}(15,5) = \frac{893}{1 + 0,7485 * 10^{-3}(15,5 - 20)} = 896 \text{ кг/кмоль}$$

Так как относительная плотность по воде в 1000 раз меньше, то по формуле Крего

$$M_{\text{н}} = 44,29 \frac{0,896}{1,03 - 0,896} = 296 \text{ кг/кмоль}.$$

По формуле Крего получено завышенное значение.

**Зависимость вязкости сепарированной нефти от температуры**

Удовлетворительная связь между вязкостью сепарированной нефти и температурой описывается известным уравнением Вальтерра

$$\lg \lg(\vartheta_{\text{н}} + 0,8) = a_1 - a_2 \lg(1 + t/273), \quad (5.19)$$

где  $\vartheta_{\text{н}}$  — относительная кинематическая вязкость сепарированной нефти при температуре  $t$ , численно совпадающей с кинематической вязкостью нефти, выраженной в квадратных миллиметрах на секунду;  $a_1 a_2$  — эмпирические коэффициенты, зависящие от состава нефти.

Для применения (5.19) необходимо знание экспериментальных значений вязкости нефти при двух температурах, подставляя которые в (5.19), можно определить коэффициенты  $a_1 a_2$ .

Используя два экспериментальных значения вязкости нефти при температуре 20 и 50 °С, температурную зависимость динамической вязкости нефти можно описать

$$\lg \mu_t = (\lg \mu_{20})(\lg \mu_{50} / \lg \mu_{20})^{\frac{t-20}{30}} \quad (5.20)$$

где  $\mu_{20}, \mu_{50}, \mu_t$  — относительные динамические вязкости нефти при атмосферном давлении и температурах 20, 50 и  $t$  °С соответственно, численно равные соответствующим значениям динамической вязкости сепарированной нефти, выраженной в миллипаскалях в секунду.

Если известно только одно экспериментальное значение вязкости нефти при какой-либо температуре  $t_0$  то значение ее при другой температуре можно определить по формуле

$$\mu_t = \frac{1}{C} (C\mu_{t_0})^x, \quad (5.21)$$

где

$$x = \frac{1}{1 + a(t - t_0)\lg(C\mu_{t_0})}; \quad (5.22)$$

$\mu_t, \mu_{t_0}$  — динамическая вязкость нефти при температуре  $t$  и  $t_0$  соответственно, мПа · с;  
 $a, C$  — эмпирические коэффициенты.

Если  $\mu \geq 1000$  мПа·с, то  
 $C=10$  1/мПа·с;  $a=2,52 \cdot 10^{-3}$  1/°С  
 если  $10 \leq \mu \leq 1000$  мПа·с, то  
 $C=100$  1/мПа·с;  $a=1,44 \cdot 10^{-3}$  1/°С  
 если  $\mu < 10$  мПа·с, то  
 $C=1000$  1/мПа·с;  $a=0,76 \cdot 10^{-3}$  1/°С

При отсутствии экспериментальных данных для ориентировочных оценок "вязкости нефти при 20 °С и атмосферном давлении можно воспользоваться следующими формулами:  
 если  $845 < \rho_H < 924$  кг/м<sup>3</sup>

$$\mu_H = \left[ \frac{0.658\rho_H^2}{10^3 * 833 - \rho_H^2} \right]^2; \quad (5.23)$$

если  $780 < \rho_H < 845$  кг/м<sup>3</sup>

$$\mu_H = \left[ \frac{0.456\rho_H^2}{10^3 * 833 - \rho_H^2} \right]^2 \quad (5.24)$$

где  $\mu_H, \rho_H$  — вязкость и плотность сепарированной нефти при 20 °С и атмосферном давлении, мПа·с и кг/м<sup>3</sup> соответственно.

Задача 5.7. Определить вязкость сепарированной нефти Шагиртского месторождения при 73 °С, если известна только ее плотность при 20 °С в поверхностных условиях, равная 919 кг/м<sup>3</sup>.

Решение. Оценивают вязкость нефти при 20°С и атмосферном давлении

$$\mu_H = 0,658 * \frac{919^2}{10^3 * 836 - 919^2} = 180 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

Затем рассчитывают вязкость нефти при 73 °С.

Так как  $10 < \mu_H < 1000$  мПа·с, то

$$C=100 \frac{1}{\text{мПа} \cdot \text{с}}; a=1,44 \cdot 10^{-3} \text{ 1/}^\circ\text{С},$$

а показатель степени

$$x = \frac{1}{1 * 1.44 * 10^{-3}(73 - 20)\lg(100 * 180)} = 0.7549.$$

Таким образом, вязкость нефти при 73 °С будет

$$\mu_H = (100 \cdot 180)^{0.7549} / 100 = 93 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

#### Вязкость газонасыщенной нефти

По формуле Чью и Коннели можно рассчитать вязкость газонасыщенной нефти при давлении насыщения

$$\mu_s = A_{\mu_t}^B \quad (5.25)$$

где  $\mu_s$  — вязкость нефти, насыщенной газом, при температуре  $t$  и давлении насыщения, мПа·с  
 $\mu_t$  — вязкость сепарированной нефти при температуре  $t$ , мПа·с;  $A, B$  — эмпирические коэффициенты, определяемые по формулам

$$A = \exp [(12,4 \cdot 10^{-3} G_o - 8,576) \cdot 10^{-3} G_o], \quad (5.26)$$

$$B = \exp [(8,02 \cdot 10^{-3} G_o - 4,631) \cdot 10^{-3} G_o] \quad (5.27)$$

Задача 5.8. Рассчитать динамическую вязкость нефти Урицкого месторождения, если давление насыщения уменьшилось от 14,2 до 2 МПа (при температуре 42 °С) с соответствующим уменьшением газонасыщенности от 68,2 До 10 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и последующим затем

охлаждением нефти на 18 °С.

Известно, что вязкость сепарированной нефти Урицкого месторождения при 20 и 50 °С соответственно составляет 23,6 и 8,3 мПа·с.

Решение. Если известно два значения вязкости сепарированной нефти, то можно рассчитать вязкость сепарированной нефти при 42 и 24 °С (на 18°С ниже) по:

$$\lg \mu_{42} = (\lg 23.6) (\lg 8.3 / \lg 23.6)^{\frac{(42-20)}{30}} = 1.0229.$$

Откуда  $\mu_{42} = 10.5$  мПа · с

Аналогично при 24 °С

$$\lg \mu_{24} = (\lg 23.6) (\lg 8.3 / \lg 23.6)^{\frac{(24-20)}{30}} = 1.3014.$$

Откуда  $\mu_{24} = 24$  мПа · с

Затем находят коэффициенты А и В: при газонасыщенности 68,2 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>

$$A = \exp [(12,46 \cdot 68,2 \cdot 10^{-3} - 8,576) 68,2 \cdot 10^{-3}] = 0,59;$$

$$B = \exp [(8,02 \cdot 68,2 \cdot 10^{-3} - 4,631) 68,2 \cdot 10^{-3}] = 0,757,$$

при газонасыщенности 10 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>

$$A = \exp [(12,46 \cdot 10 \cdot 10^{-3} - 8,576) 10 \cdot 10^{-3}] = 0,919;$$

$$B = \exp [(8,02 \cdot 10 \cdot 10^{-3} - 4,631) 10 \cdot 10^{-3}] = 0,956.$$

Далее рассчитывают вязкость газонасыщенной нефти при температуре 42°С и давлении насыщения

$$\mu_{нг} = 0,59 \cdot 10,5^{0,757} = 3,5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

и при остаточной газонасыщенности 10 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>

$$\mu_s = 0,919 \cdot 10,5^{0,956} = 8,7 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

Справочное значение вязкости нефти при температуре 42 °С, газонасыщенности 68,2 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и давлении 14,5 МПа составляет 3,5 мПа·с, что совпадает с расчетным ее значением при давлении 14.2 МПа. Влиянием незначительного различия давления на вязкость нефти можно пренебречь.

Охлаждение газонасыщенной нефти вызывает не только увеличение ее вязкости, но и снижение давления насыщения.

Информации для расчета снижения давления насыщения недостаточно, поэтому определяют вязкость частично дегазированной нефти после ее охлаждения до 24 °С по той же формуле:

$$\mu_s = 0,919 \cdot 20^{0,956} = 16,1 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

Полученная расчетная вязкость 16,1 мПа·с несколько завышена из-за неучета сжимаемости нефти при давлении выше давления насыщения.

### Теплоемкость нефти

Теплоемкость нефти может быть рассчитана по формуле, которая после упрощений приобретает вид

$$C_p = \frac{107,325}{\sqrt{\rho_n}} (496,8 + t), \quad (5.28)$$

где  $\rho_n$  — плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>; t — температура, °С.

Задача 5.9. Рассчитать теплоемкость сепарированных нефтей Сосновского месторождения при 20 °С, если их плотности (кг/м<sup>3</sup>) равны для горизонта В<sub>1</sub> — 862, для Д<sub>1</sub> — 815. Решение. Далее рассчитывают для горизонта В<sub>1</sub>  $c_p = 107,325 (496,8+20)\sqrt{862} = 1889$  Дж/(кг·К), горизонта Д<sub>1</sub>

$$C_p = 107,325 (496,8 + 20) \sqrt{815} = 1943 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К}).$$

### Вопросы к практическому занятию:

1. Молярная масса нефти?
2. Влияние температуры на давление насыщения нефти газом?

3. Вязкость газонасыщенной нефти?
4. Теплоемкость нефти?
5. Зависимость вязкости сепарированной нефти от температуры?

## Практическое занятие 6 КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ НЕФТИ И ГАЗА

**Цель:** научиться рассчитывать компонентный состав нефти и газа.

### Актуальность темы

В процессе подготовки продукции нефтяных скважин выполняется расчет пластовой продукции. Для выполнения этого расчета необходимо знать компонентный состав нефти.

### Теоретическая часть

При известных составах жидкой фазы (нефти) до и после сепарации состав выделившегося из нефти газа можно рассчитать по уравнению

$$N_{iГ} = N_{iНГ} N_{ОН} - \frac{N_{iН} N_{ОНГ}}{N_{ОН} - N_{ОНГ}}, \quad (6.1)$$

где  $N_{iГ}$  — молярная доля  $i$ -го компонента в выделившемся из нефти газе;  $N_{iНГ}$ ,  $N_{iН}$  — молярные доли  $i$ -го компонента в пластовой и сепарированной нефти соответственно;  $N_{ОНГ}$ ,  $N_{ОН}$  — молярные доли нелетучего остатка в пластовой и сепарированной нефти соответственно.

Для расчета состава пластовой (газонасыщенной) нефти по известному составу выделившегося газа, молярной массе сепарированной нефти и константам фазового равновесия можно использовать уравнение

$$N_{iНГ} = N_{iГ} * \frac{1 + \frac{1}{K_i} \frac{\rho_H}{M_H} \frac{24}{\Gamma_0}}{1 + \frac{\rho_H}{M_H} \frac{24}{\Gamma_0}}, \quad (6.2)$$

где  $K_i$  — константа фазового равновесия  $i$ -го компонента при стандартных условиях (приложение II).

Если неизвестна молярная масса сепарированной нефти, то вместо (2.2) можно использовать

$$N_{iВГ} = N_{iГ} \left[ 1 - \frac{120}{\mu_H^{0.11} \Gamma_0 + 120} \left( 1 - \frac{1}{K_i} \right) \right], \quad (6.3)$$

где  $\mu_H$  — динамическая вязкость нефти при стандартных условиях, мПа \* с.

### Молярная доля остатка в этом случае определяем уравнением

$$N_{ОНГ} = 1 - \sum_{i=1}^r N_{iНГ}, \quad (6.4)$$

молярная масса остатка в нефти

$$M_{ОН} = M_H \frac{1 - \frac{1}{M_H} \sum_{i=1}^r \frac{N_{iГ}}{K_i} M_i}{1 - \sum_{i=1}^r \frac{N_{iГ}}{K_i}}, \quad (6.5)$$

где  $r$  — число летучих компонентов в нефти.

**Задача 6.1.** Рассчитать состав выделившегося из нефти газа, если состав нефти до и после разгазирования известен (таблица 6.1).

**Решение.** Используя (6.1), определяют молярную долю компонентов в выделившемся из нефти газе, например сероводорода в газе:

$$N_{H_2SГ} = \frac{0,16 * 0,8273 - 0 * 0,5951}{0,8273 - 0,5951} = 0,57\%.$$

Результаты аналогичных расчетов содержания других компонентов в газе представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Состав нефти и расчетный состав выделившегося газа

Параметр	Молярное содержание компонентов
----------	---------------------------------

	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	C+ высшие
Состав нефти до разгазирования	0,16	0,14	3,66	5,59	7,02	7,61	1,03	5,16	1,96	4,36	3,58	59,51
после разгазирования	—	—	—	—	0,86	2,23	0,66	4,02	2,10	4,30	3,10	82,73
Расчетный состав выделившегося газа	0,57	0,50	13,04	19,92	22,95	22,11	2,05	8,08	1,60	4,51	4,81	—

Задача 6.2. Рассчитать компонентный состав пластовой нефти, если газонасыщенность ее  $\Gamma_0=107 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , молярная масса сепарированной нефти  $M_n= 250 \text{ кг/кмоль}$ , ее плотность в стандартных условиях  $\rho_n= 860 \text{ кг/м}^3$ , а объемное содержание компонентов в газе однократного разгазирования нефти до атмосферного давления при 20 °С следующие (%): метан 50, этан 26,8, пропан 11,3, изобутан 1,3, бутан 3,9, пентан 6,7.

Решение. По (6.2) может быть сразу же рассчитан состав пластовой нефти, если использовать известные константы фазового равновесия компонентов нефти (см. приложение II), которые при 20°С и давлении 0,1 МПа будут: метан 174, этан 29, пропан 8,0, изобутан 2,8, бутан 2,0, пентан 0,6. Вычисляют

$$\frac{\rho_n}{M_n} \frac{24}{\Gamma_0} = \frac{860 * 24}{250 * 107} = 0,7716.$$

Тогда (6.2) примет вид

$$N_{i\text{нг}} = N_{i\text{г}} * \frac{1 + 0,7716 \frac{1}{K_i}}{1 + 0,7716},$$

откуда молярная доля метана в пластовой нефти составит

$$N_{CH_4} = 0,5 \frac{1 + 0,7716}{1,7716} \frac{174}{1,7716} = 0,248;$$

этана

$$N_{C_2H_6} = 0,268 \frac{1 + 0,7716}{1,7716} \frac{29}{1,7716} = 0,155.$$

В результате аналогичных расчетов молярный состав пластовой нефти получается следующим: метан 0,284; этан 0,155; пропан 0,070; изобутан 0,009; бутан 0,030; пентан 0,034; остаток 0,368.

Молярную долю остатка нефти рассчитывают по (6.4)

$$N_{\text{онг}} = 1 - (0,284 + 0,155 + 0,070 + 0,009 + 0,030 + 0,084) = 0,368.$$

Задача 6.3. Сопоставить экспериментальные данные по определению компонентного состава пластовой нефти Алакаевского месторождения с рассчитанными по (6.2) и (6.3) при следующих исходных данных: газонасыщенность пластовой нефти (объем газа при нормальных условиях) 69,1 м<sup>3</sup>/т; молярная масса сепарированной нефти 204 кг/кмоль; ее плотность 840 кг/м<sup>3</sup>; вязкость сепарированной нефти при стандартных условиях 6,2 мПа\*с.

Данные по характеристике составов пластовой и сепарированной нефти и газа однократного разгазирования пластовой нефти при 20 °С представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2. Характеристика составов нефти и газа Алакаевского месторождения

Система	Молярный состав, %				
	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
Эксперимент					
Газ	2,1	1,3	9,1	20,3	27,7
Нефть:					
сепарированная	–	–	–	–	0,83
пластовая	0,81	0,5	3,4	7,63	10,98
Расчет					
Константы фазового равновесия	24,5	71	620	174	29
Нефть пластовая					
расчет по (6.2)					
расчет по (6.3)	0,86	0,51	3,52	7,92	11,29
	0,87	0,51	3,54	7,94	11,33

Решение. Для расчета состава пластовой нефти по (6.2) и (6.3) необходимо знать константы фазового равновесия отдельных компонентов (см. приложение II), а константу сероводорода рассчитать следующим образом [8]:

$$K_{H_2S} = 13.431(a_1 + a_2\bar{K}_{C_2H_6})(a_3 + a_4\bar{K}_{C_3H_8}), \quad (6.6)$$

где

$$\bar{K}_{C_2H_6} = \frac{K_{C_2H_6}}{16.2588}; \quad \bar{K}_{C_3H_8} = \frac{K_{C_3H_8}}{8.665};$$

$$a_1 = 1.67 * 10^{-3}; \quad a_2 = 0.9882;$$

$$a_3 = 1.0331; \quad a_4 = -0.8977 * 10^{-3};$$

$$K_{H_2S} = 13.431 \left( 1.6767 * 10^{-3} + \frac{0.9882}{16.2588} 29 \right) \left( 1.0331 - \frac{0.8977 * 10^{-3}}{8.6658} 8 \right) = 24.5$$

Для удобства расчетов преобразовывают (6.2) к следующему виду:

$$N_{iHГ} = N_{iГ} \left[ 1 - \frac{22.4}{22.4 + M_H \Gamma_T 10^{-3}} \left( 1 - \frac{1}{K_i} \right) \right],$$

где  $\Gamma_T$  — газонасыщенность пластовой нефти (объем газа приведен к нормальным условиям), м<sup>3</sup>/т; 22,4 — объем киломоля газа при нормальных условиях, м<sup>3</sup>/кмоль. Тогда молярная доля сероводорода в пластовой нефти составит

$$N_{H_2S} = 2.1 \left[ 1 - \frac{22.4}{22.4 + 204 * 69.1 * 0.001} \left( 1 - \frac{1}{24.5} \right) \right] = 0.86 \%$$

Так как в этой формуле меняются только два параметра, то

$$N_{iHГ} = N_{iГ} \left[ 1 - 0.61376 \left( 1 - \frac{1}{K_i} \right) \right].$$

Определяют молярную долю двуокиси углерода в пластовой нефти

$$N_{CO_2} = 1.3 \left[ 1 - 0.61376 \left( 1 - \frac{1}{71} \right) \right] = 0.51\%$$

Результаты аналогичных расчетов для других компонентов нефти представлены также в табл. 6.2.

Состав пластовой нефти по (6.3) определяют аналогично (таблица 6.2).

Молярная доля сероводорода в пластовой нефти в этом случае составит

$$N_{H_2S} = 2.1 \left[ 1 - \frac{112}{6.2^{0.11} * 69.1 * 0.84 + 112} \left( 1 - \frac{1}{24.5} \right) \right] = 2.1 \left[ 1 - 0.61221 \left( 1 - \frac{1}{24.5} \right) \right] \\ = 0.87\%$$

Молярная доля остатка, т. е. компонента C<sub>7+</sub> высшие в пластовой нефти рассчитывают по (6.4), как при расчете по (6.2), так и по (6.3).

Необходимо отметить расхождение расчетного и экспериментального составов пластовой нефти только по летучим компонентам тяжелее бутана, при этом содержание пентана занижено, гексана завышено.

Расчеты по (6.2) и (6.3) дают практически совпадающие результаты.

#### **Вопросы к практическому занятию:**

1. По какой формуле можно рассчитать состав выделившегося из нефти газа?
2. Поясните термин: «Газонасыщенность нефти».
3. Какое уравнение используется для расчета состава пластовой (газонасыщенной) нефти по известному составу выделившегося газа, молярной массе сепарированной нефти и константам фазового равновесия?

## Практическое занятие № 7 РАСЧЕТЫ ФАЗОВЫХ РАВНОВЕСИЙ НЕФТИ И ГАЗА

**Цель:** Приобрести умение выполнять расчеты фазовых равновесий.

**Актуальность темы.** Для эффективного процесса сепарации необходимо уметь выполнять расчеты равновесных составов нефти и газа газожидкостной смеси.

### Теоретическая часть

Молярная доля  $i$ -го компонента в двухфазной системе связана с общим составом смеси следующими соотношениями

$$N_{iL} = \frac{N_{i(V+L)}}{1 + (K_i - 1)N_V}, \quad (7.1)$$

$$N_{iV} = \frac{N_{i(V+L)}}{1 + (K_i - 1)N_V}, \quad (7.2)$$

где  $N_{iL}$ ,  $N_{iV}$  — молярные доли  $i$ -го компонента в жидкой (нефти) и газообразной фазах соответственно;  $N_{i(V+L)}$  — молярная доля  $i$ -го компонента в газожидкостной смеси;  $K_i$  — константа фазового равновесия  $i$ -го компонента при данных термодинамических условиях;  $N_V$  — молярная доля газообразной фазы в смеси.

В представленных выше формулах при заданном составе смеси и известных константах фазового равновесия содержится три неизвестных.

Так как по определению

$$\sum_{i=1}^n N_{iL} = \sum_{i=1}^n N_{iV} = \sum_{i=1}^n N_{i(V+L)}, \quad (7.3)$$

где  $n$  — число компонентов в смеси, то

$$\sum_{i=1}^n (N_{iL} - N_{iV}) = \sum_{i=1}^n \frac{N_{i(V+L)}(K_i - 1)}{1 + (K_i - 1)N_V} = 0 \quad (7.4)$$

Уравнение (7.4) содержит одно неизвестное и может быть решено методом последовательных приближений.

**Задача 7.1.** Рассчитать равновесные составы нефти и газа газожидкостной смеси, поступающей в сепаратор при давлении 0,3 МПа и температуре 38 °С, если известен состав пластовой нефти (молярные доли): азот 0,001; метан 0,3298; этан 0,0345; пропан 0,0702; изобутан 0,019; бутан 0,0467; изопентан 0,0166; пентан 0,0249; гексан+высшие 0,083 и нелетучая часть 0,3743.

**Решение.** Для заданного состава смеси при известных константах фазового равновесия можно найти молярную долю газообразной фазы в смеси, и рассчитать соответственно составы равновесных жидкости и газа.

По приложению II определяют константы фазового равновесия при давлении 0,3 МПа и температуре 38 °С. С использованием интерполяционных формул: квадратичной интерпретации, формулы Лагранжа при пяти точках (равноотстоящие узлы), а для приближенных расчетов — линейной интерполяции.

При квадратичной интерполяции [9]

$$K_i(38) = K_i(60) + (38 - 60) \left[ \alpha_2 + (\alpha_1 - \alpha_2) \frac{38 - 40}{30 - 40} \right], \quad (7.5)$$

где  $K_i(38)$ ,  $K_i(60)$  — константы фазового равновесия  $i$ -го компонента при температурах 38 и 60 °С соответственно;

$$\alpha_1 = \frac{K_i(60) - K_i(30)}{60 - 30}; \quad \alpha_2 = \frac{K_i(60) - K_i(40)}{60 - 40}. \quad (7.6)$$

При линейной интерполяции

$$K_i(38) = K_i(30) + \frac{K_i(40) - K_i(30)}{40 - 30} \cdot 8. \quad (7.7)$$

В таблице 7.1 представлены результаты вычисления констант фазового равновесия компонентов смеси.

Таблица 7.1 – Константы равновесия компонентов при 0,3 МПа и 38 °С

Компоненты	Константы, рассчитанные по формулам	
	(2.11)	(2.13)
N <sub>2</sub>	254	254
CH <sub>4</sub>	63,4	63,4
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	13,1	13,1
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3,95	3,96
<i>i</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,61	1,62
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> <i>i</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,18	1,19
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,49	0,49
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,41	0,41
	0,13	0,13

Программа вычислений для микро-ЭВМ «Электроника ВЗ-21» (рис. 7.1) реализуется при следующем порядке работы после ввода ее (программы) в машину:

1. Ввод 30, 40, 60 соответственно в регистры памяти <3>, <4>, <5>.
2. Ввод  $K_i(30)$ ,  $K_i(40)$ ,  $K_i(60)$  соответственно в регистры памяти <6>, <7>, <8>.
3. Ввод 38 в регистр памяти <2>.
4. Пуск В/О С/П.
5. Результат: Значение константы фазового равновесия при 38 °С /0(38°) на индикаторе и в регистре <2>.

Константа фазового равновесия азота при давлении 0,3 МПа и температуре 38 °С рассчитывается следующим образом:

$$K_A(38) = 244 + \frac{256 - 244}{40 - 30} 8 = 254.$$

Как видно из таблицы 7.1, результаты расчетов для данной задачи практически совпали.

Таким образом, для расчетов молярной доли газообразной фазы по (2.10) имеются все данные.

Задаваясь молярными долями газообразной фазы в смеси (первое приближение  $N_v$  — 0,5), используя данные табл. 7.3 и сведения о составе смеси, рассчитывают значение левой части уравнения. В результате вычислений на микро-ЭВМ «Электроника ВЗ-21» при молярных долях газообразной фазы в смеси  $N_v = 0,5; 0,4; 0,475; 0,47; 0,46; 0,465; 0,4655; 0,467; 0,466$  получены соответственно следующие значения левой части уравнения (2.10); —0,1074; 0,2151; —0,0284; —0,0126; 0,0191; 0, 0032; 0,0017; —0,0031; 0,000077. Принимаем  $N_v = 0,466$  (рис. 7.1).

Программа решения уравнения методом последовательных приближений представлена на рисунке 7.1.

В связи с тем, что объем памяти микрокалькулятора очень ограничен, программа составлена таким образом, что после ввода исходных данных для первого слагаемого машина вычисляет его и запоминает, затем вводят исходные данные для второго слагаемого и машина вычисляет его значение, складывает с предыдущим, а результат запоминает и так далее со всеми слагаемыми. Если значение левой части уравнения (7.4) отличается от нуля, то цикл вычислений повторяется с другим значением молярной доли газообразной фазы, вновь результат сравнивается с нулем и так далее до тех пор пока различие между левой и правой частями равенства (7.4) не будет превышать наперед заданной величины. Результаты расчета равновесных составов газообразной и жидкой фаз представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Равновесные составы смеси нефти и газа при 0,3 МПа и 38 °С

Компоненты	Молярные составы нефти и равновесного газа при различных приближениях					
	$N_v=0,465$		$N_v=0,466$		$N_v=0,467$	
	$N_{iL}$	$N_{iV}$	$N_{iL}$	$N_{iV}$	$N_{iL}$	$N_{iV}$
$N_2$	$8 \cdot 10^{-6}$	0,0021	$8 \cdot 10^{-6}$	0,0021	$8 \cdot 10^{-6}$	0,0021
$CH_4$	0,0110	0,6966	0,0110	0,6952	0,0109	0,6937
$C_2H_6$	0,0052	0,0682	0,0052	0,0681	0,0052	0,0680
$C_3H_8$	0,0296	0,1169	0,0296	0,1168	0,0295	0,1166
<i>i</i> - $C_4H_{10}$	0,0148	0,0238	0,0148	0,0238	0,0148	0,0238
$C_4H_{10}$ <i>i</i> - $C_5H_{12}$	0,0431	0,0508	0,0431	0,0508	0,0431	0,0508
$C_5H_{12}$	0,0218	0,0107	0,0218	0,0107	0,0218	0,0107
$C_6H_{14}$ +высшие	0,0343	0,0141	0,0343	0,0141	0,0344	0,0141
Остаток	0,1394	0,0181	0,1396	0,0181	0,1398	0,0182
	0,6996	0	0,7009	0	0,7023	0
Всего	0,9988	1,0013	1,0003	0,9997	1,0018	0,9980

Так как исходный состав пластовой нефти, как правило, содержит погрешность, то при решении (7.4) вполне можно ограничиться приближением, при котором абсолютная величина значения левой части уравнения (7.4) отличается от нуля не более, чем на 0,003, что позволит сократить объем вычислительной работы, согласуется с рекомендациями [11] и наглядно видно из таблицы 7.2.

Задача 7.2. Рассчитать молярные и массовые доли нефти и газа при двухступенчатой дегазации пластовой нефти. Температура дегазации 20 °С. Давление на первой ступени 0,6 МПа, на второй 0,1 МПа. Состав пластовой нефти: метан 0,2695; этан 0,0180; пропан 0,0375; изобутан 0,0152; бутан 0,0352; изопентан 0,0183; пентан 0,0260; гексан 0,0729; гептан + высшие 0,5074. Молярная масса фракции гептан +высшие 284 кг/кмоль.

Решение. Решение задачи аналогично предыдущей.

Константы фазового равновесия при давлении 0,6 МПа рассчитывают квадратичной интерполяцией по программе рисунок 7.1 (Задача 7.1).

Молярную массу пластовой нефти рассчитывают по следующей формуле

$$M_{cm} = \sum_{i=1}^n N_{i(L+V)} M_i, \quad (7.8)$$

где  $n$  — число компонентов; — молярная доля  $i$ -го компонента в смеси  
 $M_i$  — молярная масса  $i$ -го компонента, кг/кмоль.

Результат решения по программе уравнения (7.4), необходимый в дальнейшем для расчета составов нефти и равновесного газа, при молярных долях газообразной фазы в смеси  $N_v = 0,5; 0,25; 0,3; 0,28; 0,285; 0,283; 0,284$  соответственно дает следующие значения левой части уравнения: —0,7212; 0,1393; —0,0631; 0,0134; —0,0062; 0,0016; —0,0023.

Таблица 7.3 – Составы нефти и газа на 1 ступени сепарации

Компоненты	Молярный состав пластовой нефти	Молярная масса, кг/кмоль	Константы равновесия при $p=0,6$ МПа, $t=20$ °С	Молярный состав, %			
				жидкости		Газа	
				Расчетный	откорректированный	расчетный	откорректированный
$CH_4$	0,2695	16,04	28,5	3,07	3,07	87,46	87,46
$C_2H_6$	0,0180	30,07	5,1	0,83	0,83	4,25	4,05
$C_3H_8$	0,0375	44,09	1,45	3,33	3,33	4,82	4,52

<i>i</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0152	58,12	0,48	4,40	4,40	2,11	1,81
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> <i>i</i> -	0,0352	58,12	0,39	4,25	4,25	1,66	1,39
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0183	72,15	0,145	2,41	2,41	0,35	0,25
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0260	72,15	0,119	3,46	3,46	0,41	0,31
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> +выс-	0,0729	86,17	0,031	10,04	9,04	0,31	0,21
шие	0,5074	284	0	70,77	69,21	0	0
Нефть	Σ1,0000	163		Σ102,56	Σ100,0	Σ101,37	Σ100,0

Так как значение левой части (7.4) при  $N_V = 0,283$  удовлетворяет неравенству  $|0,00161| < |0,003|$  (см. задачу 7.2), то молярная доля газообразной фазы на первой ступени дегазации пластовой нефти при давлении 0,6 МПа и температуре 20 °С может быть принята равной 0,283.

Необходимость корректировки состава нефти и равновесного газа вызвана неточностью решения (7.4). При корректировке учитывают следующее. Из-за некоторой неравновесности разгазирования нефти в сепараторах фактический состав жидкости более обогащен легкими углеводородами по сравнению с рассчитанным равновесным составом. Поэтому корректируют в составе жидкости только доли тяжелых компонентов, а в составе газа доли всех компонентов тяжелее метана в сторону уменьшения.

Пренебрегая захватом пузырьков газа жидкостью на первой ступени сепарации, принимают за исходный состав нефти на второй (последней) состав жидкости на первой ступени.

Составы жидкой и газообразной фаз рассчитывают после решения уравнения (7.4) при последовательных приближениях молярных долей газообразной фазы в смеси  $N_V = 0,5$ ;

Таблица 7.4 – Составы нефти и газа после второй ступени сепарации

Компоненты	Молярный состав смеси на входе в сепаратор	Константы равновесия при давлении 0,1 МПа	молярный состав, %			
			Нефти		газа	
			расчетный	откорректированный	Расчетный	откорректированный
C <sub>1</sub> H <sub>4</sub>	0,0307	174	0,27	0,27 0,32	47,30	47,30
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,0083	29	0,31	2,36 3,97	9,03	9,03
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,0333	8	2,35	4,01 2,44	18,81	18,81
<i>i</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0440	2,8	3,97	3,54 9,50	11,13	11,11
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0425	2,0	4,01	73,59	8,02 1,95	8,0
<i>i</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0241	0,8	2,44	Σ100,00	2,13 1,71	1,95
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0346	0,6	3,54		0	2,1
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,0904	0,18	9,50		Σ100,08	1,7
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> +высшие	0,6921	0	73,59			0
	Σ 1.000		Σ99,98			Σ100,00

0,1; 0,005; 0,075; 0,06; 0,059; 0,0595 и соответствующих значений левой части его: — 1,3345; —0,2748; 0,1082; —0,1292; —0,0041; 0,0058; 0,00079. Корректировку расчетных составов нефти и попутного газа проводят аналогично корректировке составов после первой ступени сепарации.

Молярные массы нефти и газа на I и II ступенях сепарации, представлены в табл. 7.5

Таблица 7.5 – Молярные массы нефти и газа

Нефть и газ I и II ступеней	Молярная масса, кг/моль
Нефть:	
пластовая	163
после I ступени сепарации	216
после II ступени сепарации	227
Газ:	
после I ступени сепарации	19.7
после II ступени сепарации	34.1

В окончательном виде составы нефти и газа при двухступенчатой дегазации пластовой нефти при 20 °С с давлением на первой ступени 0,6 МПа, а на второй 0,1 МПа представлены в табл. 7.5. Молярные составы в массовые пересчитывают.

Как видно из таблицы 7.6, газ после первой ступени сепарации содержит всего 12,46 % компонентов тяжелее пропана. Газ же после второй ступени сепарации содержит таких компонентов 45,45 %, т. е. в 3,6 раза больше. Так как газ после второй ступени содержит почти половину жирных компонентов, его необходимо направлять на дополнительную обработку.

Таблица 7.6 – Составы нефти и газа по ступеням дегазации

Компоненты	Массовый состав, %				
	пластовой нефти	после I ступени		после II ступени	
		нефти	Газа	нефти	газа
СН <sub>4</sub>	2,65	0,24	71,22	0,01	22,26
С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	0,33	0,13	6,19	0,03	7,97
С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	1,01	0,69	10,13	0,40	24,32
<i>i</i> -С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	0,54	1,19	5,35	1,00	18,94
С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	1,26	1,15	4,11	1,00	13,64
<i>i</i> -С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	0,81	0,82	0,93	0,76	4,13
С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	1,15	1,17	1,15	1,12	4,44
С <sub>6</sub> Н <sub>14</sub>	3,85	3,61	0,92	3,61	4,30
С <sub>7</sub> Н <sub>16</sub> +высшие	88,40	91,00	0	92,07	0
	Σ100,00	Σ100,00	Σ100,00	Σ100,00	Σ100,00

Задача 7.2. Вся продукция скважин с групповой замерной установки ГЗУ транспортируется на пункт сбора и подготовки в сепараторы первой ступени, прием которых оборудован устройством предварительного отбора газообразной фазы УПО. В сепараторах первой ступени продукция скважин интенсивно перемешивается с горячей водой и реагентом для последующей деэмульсации нефти и отделения газообразной фазы от жидкости.

Определить количество отделяемого газа на первой ступени сепарации и его состав, если на прием сепаратора при давлении 0,6 МПа и температуре 20 °С поступает газожидкостная смесь, а в сепаратор после УПО только жидкость в количестве 1800 т/сут обводненностью 20 %.

В сепараторе в результате нагревания нефти до 40 °С и перемешивания дополнительно выделяется газ, который смешивается с газом из УПО.

Состав пластовой нефти такой же.

Решение. Составы нефти и газа, поступающих на устройство предварительного отбора газа первой ступени, известны. Как следствие, известны и их молярные массы. Из решения

уравнения (7.4) известна и молярная доля газообразной фазы, которая составляет 0,283.

Имеющихся данных из решения задачи достаточно, чтобы определить количество газа, отделяемое УПО на приеме сепаратора. Действительно, для двухфазной системы газ — нефть можно записать

$$m_{\Gamma} = n_{\Gamma} M_{\Gamma} \quad (7.9)$$

где  $m_{\Gamma}$  — масса газообразной фазы в смеси, кг;  $M_{\Gamma}$  — молярная масса газа, кг/кмоль;  $n_{\Gamma}$  — количество газообразной фазы в смеси, кмоль.

По определению

$$N_V = \frac{n_{\Gamma}}{(n_{\text{H}} + n_{\Gamma})}, \quad (7.10)$$

где  $N_V$  — молярная доля газообразной фазы в смеси;  $n_{\text{H}}$  — количество нефти (жидкой фазы) в смеси, кмоль.

Откуда

$$n_{\Gamma} = n_{\text{H}} \frac{N_V}{1 - N_V}. \quad (7.11)$$

Так как

$$n_{\text{H}} = \frac{m_{\text{H}}}{M_{\text{H}}}, \quad (7.12)$$

где  $m_{\text{H}}$  — масса нефти в смеси, кг;  $M_{\text{H}}$  — молярная масса нефти, кг/кмоль, то получим:

$$\frac{m_{\Gamma}}{m_{\text{H}}} = \frac{M_{\Gamma}}{M_{\text{H}}} \frac{N_V}{1 - N_V} = \frac{19,7}{216} \frac{0,283}{1 - 0,283} = 0,036 \text{ кг/кг},$$

т. е. с каждой тонной нефти на прием сепаратора поступает 36 кг, или 518,4 т/сут свободного газа. Так как из 18 000 т жидкости только 80 %, или  $1800 \cdot 0,8 = 14,400$  т/сут составляет нефть, то масса газа  $14\,400 \cdot 0,36 = 518,4$  т/сут.

Дополнительное количество и состав газа, отделяемого на первой ступени сепарации в результате нагревания нефти до 40 °С, рассчитывают последовательным решением уравнения (7.4). Результатами решения уравнения (7.4) при последовательных приближениях молярных долей газообразной фазы в смеси  $N_V = 0,5; 0,1; 0,005; 0,001; 0,005; 0,008; 0,009; 0,0095; 0,0093$  являются соответственно значения левой части этого уравнения: —1,6336; —0,6278; —0,4276; —0,0126; 0,0976; 0,0283; 0,0074; —0,0027; 0,0013.

Исходный состав смеси и соответствующие константы фазового равновесия компонентов при 40 °С и давлении 0,6 МПа, необходимые для расчета молярной доли газообразной фазы в сепараторе, представлены в таблице 7.6.

Константы фазового равновесия компонентов рассчитывают квадратичной интерполяцией, которая для данного конкретного случая принимает вид.

$$K_i(0.6) = K_i(0.4) + (0.6 - 0.4) \left[ \alpha_2 + (\alpha_1 - \alpha_2) \frac{0.6 - 0.5}{1 - 0.5} \right], \quad (7.13)$$

где

$$\alpha_1 = \frac{K_i(0.4) - K_i(1.0)}{0.4 - 1.0}; \quad \alpha_2 = \frac{K_i(0.4) - K_i(0.5)}{0.4 - 0.5}; \quad (7.14)$$

$K_i(0,4); K_i(0,5); K_i(1)$  — константы фазового равновесия  $i$ -го компонента при давлениях 0,4; 0,5; 1,0 МПа (см. приложения II).

Таблица 7.6 – Составы нефти и газа после первой ступени сепарации при 40 °С

Компоненты	Молярный состав смеси на входе в сепаратор	Константы равновесия при давлении 0,6 МПа и $t = 40$ °С	Молярный состав, %		
			Нефти	газа	
				расчетный	откорректированный

CH <sub>4</sub>	0,0307	33,4	2,35	78,60	78,66
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,0000	6,6	0,79	5,20	5,22
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,0338	2,09	3,30	6,89	6,89
<i>i</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0440	0,93	4,40	4,09	4,09
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0425	0,68	4,26	2,90	2,90
<i>i</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0241	0,26	2,43	0,63	0,63
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0346	0,25	3,48	0,87	0,87
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,0904	0,081	9,12	0,74	0,74
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> +высшие	0,6921	0	69,87	0	0
	Σ1,0000		Σ100,00	Σ99,92	Σ100,00

Значения левой части уравнения при  $N_V = 0.095$  и  $N_V = 0.0093$  удовлетворяют неравенствам  $|-0,0027| < 0,003$  и  $|0,0013| < 0,003$ . Молярную долю газообразной фазы в сепараторе при 40 °С и давлении 0,6 МПа принимают равной  $V = 0,0094$ .

Как видно из таблицы, корректировка состава нефти не нужна, так как суммарный расчетный состав равен 100 %. Состав газа на 0,08 % корректировали за счет более легких компонентов: метана и этана.

Найдем количество газа, выделившееся в сепараторе в результате нагревания нефти на 20 °С. Число молей углеводородов, поступающих в сепаратор, равно отношению

$$n_H = \frac{m_H}{M_H}$$

где  $m_H$  — масса углеводородов, поступивших в сепаратор, кг;  $M_H$  = молекулярная масса нефти на входе в сепаратор после УПО, кг/кмоль.

Число молей газа, выделившихся из нефти в сепараторе, равно

$$n_G = n N_V = \frac{m_H}{M_H} N_V \quad (7.15)$$

где  $N_V$  — молярная доля газообразной фазы в сепараторе при 40 °С и 0,6 МПа.

Тогда масса газа, выделившаяся из единицы массы нефти при ее нагревании от 20 до 40 °С, будет выражаться следующим образом:

$$\frac{m_G}{M_H} = \frac{M_G}{M_H} N_V, \quad (7.16)$$

так как масса газа равна

$$m_G = n_G M_G. \quad (7.17)$$

Молярная масса нефти, поступающей в сепаратор, известна из решения задачи 2.5 и равна 216 кг/кмоль, а газа может быть рассчитана

$$M_G = \sum_{i=1}^r N_i M_i, \quad (7.18)$$

где  $n$  — число компонентов в газе;  $N_i$ ,  $M_i$  — молярные доля и масса  $i$ -го компонента в газе.

Используя данные таблицы, получают молярную массу газа равную 23,0 кг/кмоль.

Подставляя численные значения, находят

$$\frac{m_G}{m} = \frac{23}{216} 0.0094 = 0.001 \text{ кг/кг},$$

или дополнительно в сепараторе при нагревании нефти от 20 до 40 °С выделяется 14,4 т/сут газа. Таким образом на первой ступени сепарации выделяется  $518,4 + 14,4 = 532,8$  т/сут газа.

В нашем случае смешиваются два газа.

Для первого  $n_1 = 518,4 / 19,7 = 26,31$  кмоль;

для второго  $n_2 = 14,4 / 23,0 = 0,63$  кмоль.

Следовательно, молярная доля любого компонента смеси этих газов может быть рассчитана по выражению

$$N_i = (N_{i1} - N_{i2}) \frac{n_1}{n_1 + n_2} + N_{i2}.$$

Для метана, например, молярная доля равна

$$N_{CH_4} = (87.46 - 78.66) \frac{26.31}{26.31 + 0.63} + 78.66 = 87.25\%.$$

Данные по составу газа после УПО берут из предыдущей задачи (состав газа после первой ступени сепарации), а по составу газа после сепарации — из таблицы. Аналогично расчет ведут и для других компонентов. В результате молярный состав газа получается следующим (%): метан 87,25; этан 4,08; пропан 4,58; изобутан 1,86; бутан 1,43; изопентан 0,26; пентаи 0,32; гексан 0,22.

### **Вопросы к практическому занятию**

- 1 По какой формуле рассчитывается молярная доля  $i$ -го компонента в двухфазной системе?
2. По какой формуле рассчитывается состав газа при смешивании газов после УПО и сепаратора?
3. По какой формуле рассчитать молярную массу пластовой нефти?

## Практическое занятие 8

### РАСЧЕТЫ СЕПАРАЦИИ ГАЗА В ГАЗОНЕФТЯНЫХ СЕПАРАТОРАХ ПЕРВОЙ СТУПЕНИ

**Цель:** изучить процессы сепарации газа в сепараторах первой ступени

**Актуальность темы.** Первая ступень сепарации является очень важной, поскольку от нее зависит эффективность всего процесса очистки газа от нефти. Для того, чтобы сепарация была максимально эффективной, необходимо уметь выполнять технологические расчеты сепарации.

#### Теоретическая часть

Качество работы газонефтяных сепараторов первой ступени определяется в основном условиями работы осадительной и капле- уловительной секции. При этом эффективность сепарации газа оценивается удельным количеством капельной жидкости (нефти), уносимой потоком газа из сепаратора и характеризуемой коэффициентом уноса жидкости

$$K_{ж} = G_{ж}G_{г}, \quad (8.1)$$

где  $G_{ж}$ — объемный расход капельной жидкости, уносимой потоком газа из сепаратора, м<sup>3</sup>/сут;  $G_{г}$  — объемный расход газа на выходе из сепаратора, м<sup>3</sup>/сут.

При этом все объемные расходы газа и жидкости приведены к давлению и температуре в сепараторе. Принимается также, что в сепараторе газообразная и жидкая фазы находятся в термодинамическом равновесии.

Рекомендуется при расчетах и проектировании газонефтяных сепараторов принимать.

$$K_{ж} \leq 10^{-8} \quad (8.2)$$

Технико-экономическое совершенство газонефтяных сепараторов определяется его пропускной способностью и металлоемкостью. Максимально допустимую скорость (м/с) газового потока в гравитационных сепараторах при давлении сепарации рекомендуется определять по формуле

$$w_{г}(p) \leq 0.245p^{-0.5}, \quad (8.3)$$

где  $p$  — давление в сепараторе, МПа.

В вертикальных сепараторах допустимые скорости потока газа относятся к полному поперечному сечению сепаратора, а в горизонтальных — к поперечному сечению аппарата, не занятому жидкостью. Таким образом, объемная пропускная способность сепаратора по газу, приведенная к нормальным условиям, будет определяться следующим образом:

$$Q_{гп} = Fw_{г}(p) \frac{pT_0}{p_0Tz}, \quad (8.4)$$

где  $F$ —площадь поперечного сечения потока газа в сепараторе;  $p$  — давление в сепараторе, МПа;  $T$  — температура в сепараторе, К;  $z$  — коэффициент сжимаемости реального газа;  $p_0$ ,  $T_0$  — нормальные давление и температура ( $p_0 = 0,1013$  МПа,  $T_0 = 273$  К).

В первом приближении, подставляя в (8.4) скорость (8.3) и пренебрегая различием объемов реального и идеального газов при давлениях первой ступени сепарации нефти на промыслах до 0,6 МПа, получают (м<sup>3</sup>/с)

$$Q_{гп} \leq 660 \frac{F\sqrt{p}}{T}. \quad (8.5)$$

Вместо (8.5) можно пользоваться формулой, выражая  $Q_{г}$  в м<sup>3</sup>/сут,

$$Q_{гп} \leq 57,05 * 10^6 \frac{F\sqrt{p}}{T} \quad (8.6)$$

Для обеспечения пропускной способности газонефтяного сепаратора по газу (8.7) пропускная способность его по жидкости (м<sup>3</sup>/сут) должна быть не менее

$$Q_{гп} \leq 57,05 * 10^6 \frac{F\sqrt{p}}{G(p)(1-B)T}, \quad (8.7)$$

где  $G(p)$  — отношение объема газа, выделившегося из нефти при давлении и температуре в сепараторе, к объему нефти (объем газа приведен к нормальным условиям);  $B$  — обводненность добываемой продукции.

Для заданных размеров газонефтяного сепаратора доля сечения, занятая потоком газа, должна

удовлетворять неравенству

$$f_{\Gamma} \geq \frac{10^{-6}}{44.8D^2} Q_{\text{ж}} G(p) (1 - B) \frac{T}{\sqrt{p}}, \quad (8.8)$$

где  $f_{\Gamma}$  — доля поперечного сечения сепаратора, занятая потоком газа;  $D$  — диаметр газонефтяного сепаратора, м;  $B$  — объемный расход жидкости, проходящий через сепаратор, м<sup>3</sup>/сут.

Задача 8.1. Определить необходимый диаметр вертикального сепаратора, если нагрузка на него по жидкости составляет  $Q_{\text{ж}} = 10\,000$  м<sup>3</sup>/сут, газовый фактор нефти при давлении в сепараторе 0,6 МПа и температуре 293 К равен  $G(p) = 100$  (объем газа приведен к нормальным условиям), обводненность добываемой продукции  $B = 0,5$ .

Решение. Так как сепаратор вертикальный, следовательно, все его поперечное сечение занято потоком газа. Поэтому из (8.8)

$$D^2 \geq \frac{10^{-6}}{44.8f_{\Gamma}} Q_{\text{ж}} G(p) (1 - B) \frac{T}{\sqrt{p}}$$

Так как  $f_{\Gamma} = 1$ , то

$$D^2 \geq \frac{10^{-6}}{44.8 * 1} 10000 * 100(1 - 0.5) \frac{293}{\sqrt{0.6}} = 4.22 \text{ м}^2$$

Откуда  $D \geq 2,05$  м.

Из технических характеристик вертикальных сепараторов известно, что максимальный диаметр их не превышает 1,6 м, следовательно, вертикальные сепараторы в данных условиях использоваться не должны.

Задача 8.2. Определить максимальную нагрузку на вертикальный сепаратор диаметром 1,6 м по жидкости, если газовый фактор нефти при давлении в сепараторе 0,6 МПа и температуре 293 К равен  $G(p) = 100$  (объем газа приведен к нормальным условиям), обводненность добываемой продукции  $B = 0,5$ .

Решение. Из (8.7) следует, что максимальная пропускная способность вертикального сепаратора по газу при давлении в сепараторе 0,6 МПа и температуре 293 К составит (все поперечное сечение вертикального сепаратора занято потоком газа)

$$Q_{\text{гп}} \leq 57,05 * 10^6 \frac{\pi D^2 \sqrt{p}}{4 * T} = 57,07 * 10^6 \frac{\pi 1,6^2 \sqrt{0,6}}{4 * 293} = 0,303 * 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Из технической характеристики вертикальных сепараторов известно, что пропускная способность сепараторов по газу с рабочим давлением 0,6 МПа и диаметром 1,6 м равна 0,670-10<sup>6</sup> м<sup>3</sup>/сут. Это в 2,21 раза завышено по сравнению с рекомендацией, полученной из ограничения максимальной скорости потока (не более 0,1 м/с) газа в гравитационном сепараторе при давлении 0,6 МПа и температуре 273 К [12]. Поэтому для дальнейших расчетов пропускную способность сепаратора по газу принимают 303 000 м<sup>3</sup>/сут. По определению

$$G(p) = \frac{Q_{\Gamma}(p)}{Q_{\text{н}}} \quad (8.9)$$

где  $Q_{\Gamma}(p)$  — объемный поток газа, выделившегося из нефти при давлении и температуре в сепараторе (объем газа приведен к нормальным условиям), м<sup>3</sup>/сут;  $Q_{\text{н}}$  — объемный поток нефти, поступающей в сепаратор, м<sup>3</sup>/сут. Если известно  $G(p)$  и найдено  $Q_{\Gamma}(p)$ , то

$$Q_{\text{н}} = 303\,000/100 = 3030 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Так как обводненность продукции равна 50 %, то максимальная нагрузка на сепаратор по жидкости составит

$$Q_{\text{жс}} = 3030/0,5 = 6060 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Определим допустимую нагрузку на сепаратор по жидкости для заданных условий:

$$Q_{\text{жен}} = 57,05 * 10^6 \frac{\pi 1,6^2 \sqrt{0,6}}{4 * 100(1 - 0,5) 293} = 6065 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Расчет дает сразу же нужный результат, расхождение на 5 м<sup>3</sup>/сут вызвано

округлениями при расчете.

Задача 8.3. Определить долю сечения горизонтального газонефтяного сепаратора конструкции ЦКБН, которая должна быть занята потоком газа, если нагрузка на сепаратор по жидкости составляет 10 000 м<sup>3</sup>/сут, из 1 м<sup>3</sup> нефти в сепараторе выделяется 100 м<sup>3</sup> газа (объем газа приведен к нормальным условиям). Давление в сепараторе 0,6 МПа, температура 293 К. Диаметр сепаратора 2,2 м. Обводненность нефти 50 %.

Решение. По (8.8) сразу можно найти долю поперечного сечения сепаратора, занятую потоком газа, чтобы скорость его была не более рекомендуемой (0,1 м/с).

$$f_{\Gamma} \geq \frac{10^{-6} * 10000}{44.8 * 2.2^2} * 100(1 - 0.5) \frac{293}{\sqrt{0.6}} = 0.872$$

По технической характеристике горизонтального сепаратора НГС6-2200 при рабочем давлении 0,6 МПа и пропускной способности по жидкости 10 000 м<sup>3</sup>/сут пропускная способность его по газу составляет 600 000 м<sup>3</sup>/сут.

Рассчитывают допустимую нагрузку на сепаратор по газу с учетом того, что

$$F = 0.25\pi D^2 f_{\Gamma} \quad (8.10)$$
$$Q_{\Gamma\Gamma} \leq 57,05 * 10^6 \frac{0.25\pi D^2 F_{\Gamma} \sqrt{p}}{T} = 57.07 * 10^6 \frac{0.25\pi 2.2^2 0.872 \sqrt{0.6}}{293}$$
$$= 0.5 * 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$$

т. е. пропускная способность по газу сепаратора не может быть реализована.

#### Вопросы к практическому занятию:

1. Чем характеризуется качество работы газонефтяных сепараторов первой ступени?
2. Чем определяется технико-экономическое совершенство газонефтяных сепараторов?
3. Как определить объемную пропускную способность сепаратора по газу?

## Практическое занятие 9 РАСЧЕТЫ ПРОСТЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

**Цель:** приобрести навыки расчета простых трубопроводов

**Актуальность темы**

Для эксплуатации и обслуживания технологического оборудования, используемого при транспорте нефти, необходимо выполнять расчеты простых трубопроводов.

**Теоретическая часть**

Закон сохранения энергии потока в трубопроводе выражается уравнением Бернулли

$$p_2 - p_1 = 0,5\rho(\alpha_2 v_1^2 - \alpha_1 v_1^2) + \rho g(z_2 - z_1) + \Delta p_{\text{тр}} \quad (9.1)$$

где  $p_1, p_2$  — давления в сечениях 1 и 2 соответственно;  $\rho$  — плотность потока;  $\alpha_1, \alpha_2$  — поправочные коэффициенты на неравномерность распределения скоростей по сечениям;  $v_1, v_2$  — средние скорости в соответствующих сечениях;  $z_1, z_2$  — высоты соответствующих сечений над условным уровнем;  $\Delta p_{\text{тр}}$  — потери давления между сечениями, связанные с работой сил трения.

Потери давления (напора) на трение зависят от диаметра трубопровода, состояния внутренней поверхности его стенок, количества прокачиваемой жидкости и ее физических свойств и определяются по формуле Дарси — Вейсбаха

$$\Delta p = p_1 - p_2 = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2} \rho \quad (9.2)$$

или

$$\Delta H = H_1 - H_2 = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g} \rho \quad (9.3)$$

где  $\Delta p, \Delta H$  — перепады давления (Па) и напора (м), обусловленные трением;  $p_1$  и  $H_1, p_2$  и  $H_2$  — давления (Па) и напор (м) в сечениях 1 и 2 соответственно;  $L, D$  — длина и диаметр трубопровода, м;  $v$  — средняя скорость жидкости, м/с;  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $\rho$  — плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от режима и от шероховатости стенок труб.

Для ламинарного режима при  $Re \leq 2320$  коэффициент гидравлического сопротивления определяют по формуле

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (9.4)$$

$$Re = \frac{vD}{\nu} = \frac{vD\rho}{\mu} \quad (9.5)$$

Подставляя в (9.3) вместо  $\lambda$  его значение из (9.4), получим формулу Пуазейля

$$\Delta H = \frac{128LvD}{\pi D^4 g} \quad (9.6)$$

Для турбулентного режима движения при  $Re > 2320$  коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  определяют

в зоне гладкого трения — по формуле Блазиуса

$$\lambda = 0,3164/Re^{0,25} \quad (9.7)$$

в зоне смешанного трения, когда  $Re > 560D/k_3$ , — по формуле Альтшуля [24]

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{68}{Re} + \frac{2k_3}{D} \right)^{0,25}, \quad (9.8)$$

в зоне шероховатого трения — по формуле Шифринсона

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{2k_3}{D} \right)^{0,25} \quad (9.9)$$

где  $k_3$  — эквивалентная шероховатость стенок труб [24].

Сравнительно часто формулу (9.3) записывают в следующем виде, подставляя вместо скорости  $v$  расход  $Gi$

$$\Delta H = \frac{G^2}{K^2} L = ALG^2 = FG^2, \quad (9.10)$$

где  $G$  — расход, м<sup>3</sup>/с;  $S$  — площадь поперечного сечения, м<sup>2</sup>;  $K$  — расходная характеристика (модуль расхода), м<sup>3</sup>/с

$$K = \sqrt{\frac{g\pi^2 D^5}{8\lambda}}; \quad (9.11)$$

$A$ - удельное сопротивление трубопровода, с<sup>2</sup>/м<sup>6</sup>

$$A = \frac{8\lambda}{g\pi^2 D^5} = \frac{1}{K^2}; \quad K = \frac{1}{\sqrt{A}}; \quad (9.12)$$

$F$ - сопротивление трубопровода (полное), с<sup>2</sup>/м<sup>5</sup>;

$$F = AL = \frac{8\lambda L}{g\pi^2 D^5} = \frac{L}{K^2} \quad (9.13)$$

Перепад давления (напора) в простом «рельефном» трубопроводе определяют по формуле

$$\Delta p = \lambda \frac{L}{D} \frac{\vartheta^2}{2} \rho \pm \Delta z \rho g. \quad (9.14)$$

Величина  $\Delta z = \sum_{i=1}^i \Delta z_i$  — положительна, когда сумма участков подъема больше суммы участков спуска, и отрицательна, когда сумма участков подъема меньше суммы участков спуска.

Гидравлический расчет простых трубопроводов сводится к определению одного из следующих параметров: пропускной способности  $G$ ; необходимого начального давления при заданном конечном; диаметра трубопровода  $D$ .

Задача 9.1. На устье фонтанной скважины поддерживают напор 85 м (давление 0,67 МПа). Нефть плотностью  $\rho_n = 800$  кг/м<sup>3</sup>, динамической вязкостью  $\mu_n = 0,2$  мПа · с транспортируется в однофазном состоянии по выкидной линии длиной  $L = 3000$  м, диаметром  $D = 100$  мм к «Спутнику», находящемуся выше устья скважины на  $\Delta z = 30$  м. При указанных условиях определить пропускную способность  $G$  выкидной линии.

Решение. Поскольку коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  зависит от числа Рейнольдса, а, следовательно, и от неизвестного  $G$ , поэтому задачу решают графоаналитическим методом. Для этого вначале задаются несколькими произвольными расходами нефти, после чего определяют скорость потока  $\vartheta_i = G_i/S = 4G_i/(\pi D^2)$ . Затем определяют режим движения по  $Re_i = \vartheta_i D \rho / \mu$  и в зависимости от него находят коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda_i$  по одной из формул 9.4), (9.7)—(9.9). После чего, подставляя все известные данные в (9.3), рассчитывают для данного расхода потери напора (давления) в трубопроводе  $H_i(\Delta p_i)$  и строят зависимость  $\Delta H_i = f(G_i)$ .

Затем по заданному напору или давлению находят искомую пропускную способность трубопровода  $G$ . При решении этой задачи за заданный напор  $H$  обычно принимают

$$H = \Delta z + \frac{\Delta p}{\rho g},$$

пренебрегая при этом скоростным напором  $\Delta \vartheta^2 / (2g)$  ввиду его малости.

Для условия задачи находят скорость движения нефти для известного диаметра и заданного первого расхода (таблица 9.1)

$$\vartheta_i = 4 \cdot 0,001 / (3,14 \cdot 0,1) = 0,13 \text{ м/с.}$$

Режим движения нефти в этом случае ламинарный, так как

$$Re = 0,13 \cdot 0,1 \cdot 800 / (2 \cdot 10^{-2}) = 520 < 2320$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_i = \frac{64}{520} = 0,123.$$

Таблица 9.1 – Результаты расчетов расходов жидкости

$G_i$ , м <sup>3</sup> /с	$\vartheta_i$ , м/с	$Re_i$	$\lambda_i$	$H_i$ , м	$H_z$ , м
6,001	0,13	620	0,123	3,19	33,19

0,003	0,39	1555	0,041	9,53	39,53
0,006	0,77	3080	0,042	38,50	68,50
0,008	1,03	4120	0,039	63,51	93,51
0,012	1,55	6200	0,036	132,1	162,1

Потери напора на трение

$$H_i = 0,123 \frac{3000}{0,1} \frac{0,13^2}{2 * 9,81} = 3,19 \text{ м.}$$

С учетом рельефа местности потеря напора составляет

$$H_z = 3,19 + 30 = 33,19 \text{ м.}$$

Результаты расчетов сведены в табл. 9.1 .

Согласно условию задачи, при напоре 85 м расход нефти получился равным 7,0 и 9,5 л/с.

Задача 9.2. На дожимной насосной станции (ДНС) в сепараторе первой ступени поддерживают давление 0,6 МПа. Длина сборного коллектора, идущего от «Спутника» до ДНС,  $L = 10$  км и (внутренний) диаметр его  $D=0,3$  м. Сборный коллектор горизонтален. Объем перекачиваемой нефти  $G=3800$  т/сут, ее плотность  $\rho=0,8$  т/м<sup>3</sup>, кинематическая вязкость  $\nu = 100$  мм<sup>2</sup>/с. Определить необходимый начальный напор  $H_n$  или начальное давление  $p_n$ .

Решение. Необходимо определить скорость нефти

$$v = \frac{G}{S} = \frac{4G}{86400\pi D^2\rho} = 3800 * \frac{4}{86400 * 3.14 * 0.3^2 * 0.8} = 0.76 ,$$

затем критерий Re

$$Re = \frac{vD}{\nu} = 760 * \frac{300}{100} = 2280$$

Так как  $Re < 2320$ , режим ламинарный. Коэффициент гидравлического сопротивления определяют по (9.4)

$$\lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{2280} = 0.028$$

Гидравлические потери давления находят по (9.1)

$$\Delta p = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2} \rho = 0.028 \frac{10000}{0.3} \frac{0.76^2}{2} 800 = 217000 \text{ Па} = 0,217 \text{ МПа.}$$

Начальное давление рассчитывают по (9.2)

$$P_n = P_k + \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2} \rho = 0,6 + 0,216 = 0,816 \text{ МПа}$$

Задача 9.3. Известен перепад давления на сборном коллекторе  $\Delta p = 3$  МПа, расход нефти  $G = 400$  т/сут, разность высот отметок конца и начала коллектора  $\Delta z = 20$  м; длина его  $L = 4$  км, плотность нефти  $\rho = 0,8$  т/м<sup>3</sup>, вязкость  $\nu = 20 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с. Необходимо определить диаметр коллектора.

Решение. Данную задачу решают так же, как и задачу 9.1, графоаналитическим способом. Вначале задаются несколькими

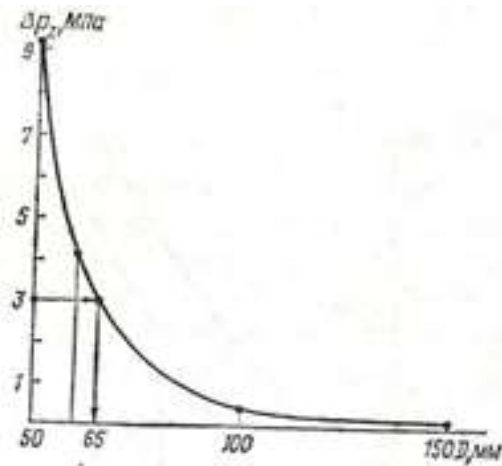


Рисунок 9.1 – Зависимость потерь давления от диаметра трубопровода

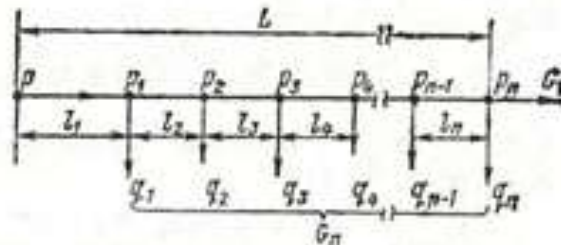


Рисунок 9.2 – Коллектор постоянного диаметра с распределенным по длине с отбором продукции

произвольными диаметрами  $D_i$ , после чего находят по известному расходу  $G$  скорость потока. Затем определяют режим движения и в зависимости от него — коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda_i$  — по одной из формул (9.4), (3,7). После этого, подставляя все известные величины в (9.2), находят для каждого из принятых диаметров потери давления  $P_i$ .

Решение. Для условия задачи находят скорость движения нефти для первого принятого диаметра  $D_i = 0,05$  м

$$v_1 = \frac{4}{86400 \pi D_1^2 \rho} = \frac{4 \cdot 400000}{86400 \cdot 3.14 \cdot 0.05^2 \cdot 800} = 2,93 \text{ м/с.}$$

Режим движения нефти в первом трубопроводе турбулентный, так как

$$Re_1 = \frac{v_1 D_1}{\nu} = \frac{2,93 \cdot 0,05}{20 \cdot 10^{-6}} = 7325 > 2320.$$

Определяют коэффициент гидравлического сопротивления из (9.7)

$$\lambda_1 = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{7325}} = 0,034.$$

Подставляя найденные величины в (9.2), находят перепад давления для диаметра 0,05 м

$$\Delta p_1 = 0,034 \frac{4000 \cdot 2,93^2}{0,05 \cdot 2} \cdot 800 = 9320000 \text{ Па} = 9,32 \text{ МПа.}$$

С учетом рельефа местности

$$\Delta p_2 = 9,32 + \Delta z \rho g = 9,32 + 20 \cdot 800 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 9,48 \text{ МПа}$$

Для других диаметров все расчеты сведены в таблице 9.2 (рисунок 9.1).

Таблица 9.2 – Результаты расчетов перепадов давлений

$D_i, \text{ м}$	$v_i, \text{ м/с}$	$Re_i$	$\lambda_i$	$\Delta p_i, \text{ МПа}$	$\Delta p_{zi}, \text{ МПа}$
0,05	2,93	7325	0,034	9,32	9,48
0,06	2,05	6150	0,036	4,32	4,48
0,10	0,74	3700	0,041	0,36	0,52
0,12	0,47	2820	0,043	0,13	0,29
0,15	0,34	2550	0,046	0,056	0,22

На рисунке 9.1 точке  $\Delta p = 3 \text{ МПа}$  соответствует искомый диаметр  $D = 65 \text{ мм}$ .

**Вопросы к практическому занятию:**

1. Закон сохранения энергии потока в трубопроводе?
2. Как определить коэффициент гидравлического сопротивления?
3. Гидравлический расчет простых трубопроводов?



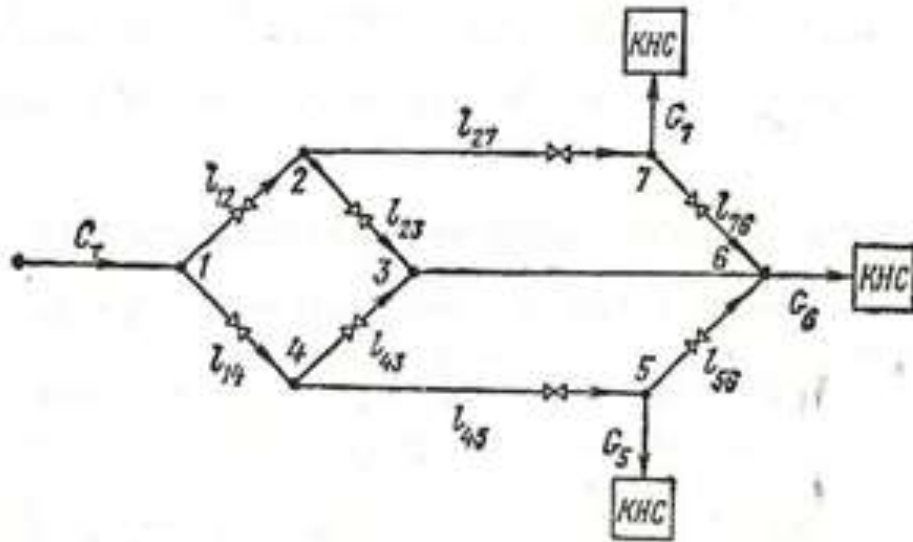


Рисунок 10.3 – Схема сложного кольцевого трубопровода

Рассмотрим решение задач для каждой категории трубопроводов при условии установившегося изотермического течения.

### Гидравлический расчет для системы трубопроводов категории I

Уравнение материального баланса

$$G = G_T + G_{\Pi} = G_T + \sum_{i=1}^n q_i \quad (10.3)$$

Поскольку диаметр раздаточного коллектора одинаков на всем протяжении, а расходы жидкости на различных участках разные, то и режимы течения на каждом участке  $l_1, l_2, \dots, l_n$  также будут разными. Перепад давления на первом участке будет

$$p - p_1 = \beta_1 \frac{(G_T + G_{\Pi})^{2-m} \rho l_1}{D^{5-m}}, \quad (10.4)$$

на втором участке

$$p_1 - p = \beta_2 \frac{(G_T + G_{\Pi} - q_1)^{2-m} \rho l_2}{D^{5-m}}, \quad (10.5)$$

на  $n$ -м участке

$$p_{n-1} - p_n = \beta_n \frac{(G_T + G_{\Pi} - (q_1 + q_2 + \dots + q_{n-1}))^{2-m} \rho l_n}{D^{5-m}} \quad (10.6)$$

Общий перепад на всей длине коллектора

$$p - p_n = \frac{v^m \rho}{D^{5-m}} \left[ \sum_{i=1}^{n-1} \left( G_T + G_{\Pi} - \sum_{i=0}^{n-1} q_i \right)^{2-m} l_{i+1} \beta_{i+1} \right], \quad (10.7)$$

где  $q_0 = 0$ .

Для каждого участка трубопровода определяют режим движения жидкости и по (10.2) рассчитывают  $p$ , которые подставляют затем в формулы для этих же участков и определяют на них перепады давления. Для получения общего перепада на всей длине коллектора перепады на отдельных участках складывают.

Задача 10.1. В начало сборного коллектора длиной  $L = 10$  км, диаметром  $D = 0,2$  м подают товарную нефть в количестве  $G = G_T + G_{\Pi} = 180$  т/ч, вязкостью  $\mu = 20$  мПа·с и  $\rho = 800$  кг/м<sup>3</sup>. Из сборного коллектора нефть отбирают в трех точках соответственно с  $q_1 = 20$  т/ч,  $q_2 = 50$  т/ч и  $q_3 = 100$  т/ч. Расстояния от начала коллектора и до точек отбора нефти следующие:  $l_1 = 4000$  м,  $l_2 = 200$  м,  $l_3 = 3000$  м. Определить общий перепад давления, если начальное

давление равно 1,6 МПа. Сборный коллектор проложен горизонтально и местных сопротивлений не имеет.

Решение. Вначале определяют скорость нефти до первой точки отбора  $q_i$

$$v_1 = \frac{G}{S\rho} = \frac{4 * 180}{3600 * 3.14 * 0.2^2 * 800 * 10^{-3}} = 1.98 \text{ м/с}$$

Режим движения на данном участке турбулентный, так как

$$Re_1 = \frac{v_1 D}{\nu} = \frac{v_1 D \rho}{\mu} = \frac{1.98 * 0.2 * 800}{20 * 10^{-3}} = 15750 > 2320.$$

Поскольку режим движения на первом участке турбулентный, то перепад давления можно определить или по (10.4) или, как обычно, по каждому участку в отдельности.

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  определяют для каждого участка в отдельности

$$\lambda_1 = \frac{0.3164}{Re^{0.25}} = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{15750}} = 0.028.$$

Потери давления на первом участке определяют:

$$\Delta p = 0.028 \frac{4000}{0.2} \frac{1.98^2}{2} 800 = 0.875 \text{ МПа}$$

Для определения потерь давления на втором участке вначале рассчитывают скорость нефти

$$v_2 = \frac{G - q_1}{S\rho} = \frac{(180 - 20) * 4}{3600 * 3.14 * 0.2^2 * 800 * 10^{-3}} = 1.76 \text{ м/с.}$$

Режим движения на данном участке турбулентный, так как

$$Re_2 = \frac{v_2 D \rho}{\mu} = \frac{1.76 * 0.2 * 800}{20 * 10^{-3}} = 14200 > 2320.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_2 = \frac{0.3164}{Re^{0.25}} = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{14200}} = 0.0292.$$

Потери давления на втором участке

$$\Delta p_2 = 0.0292 \frac{200}{0.2} \frac{1.76^2}{2} 800 = 37300 \text{ Па} = 0.037 \text{ МПа}$$

Аналогично скорость нефти на третьем участке

$$v_3 = \frac{G - (q_1 + q_2)}{S\rho} = \frac{[180 - (20 + 50)]4}{3600 * 3.14 * 0.2^2 * 800 * 10^{-3}} = 1.21 \text{ м/с.}$$

Режим движения на данном участке турбулентный, так как

$$Re_3 = \frac{v_3 D \rho}{\mu} = \frac{1.21 * 0.2 * 800}{20 * 10^{-3}} = 9560 > 2320.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_3 = \frac{0.3164}{Re^{0.25}} = \frac{0.3164}{9560^{0.25}} = 0.0321.$$

Потери давления на третьем участке

$$\Delta p_3 = 0.0321 \frac{3000}{0.2} \frac{1.21^2}{2} 800 = 278000 \text{ Па} = 0.278 \text{ МПа.}$$

Скорость нефти на четвертом участке

$$v_4 = \frac{[G - (q_1 + q_2 + q_3)]4}{S\rho} = \frac{[180 - (20 + 50 + 100)]4}{3600 * 3.14 * 0.2^2 * 0.8} = 0.11 \text{ м/с.}$$

Режим движения на данном участке

$$Re_4 = \frac{v_4 D \rho}{\mu} = \frac{0.11 * 0.2 * 800}{20 * 10^{-3}} = 884 < 2320.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_4 = \frac{64}{Re} = \frac{64}{884} = 0.072$$

Потери давления на третьем участке

$$\Delta p_4 = 0,072 \frac{2800}{0,2} \frac{0.11^2}{2} 800 = 4879 \text{ Па}$$

Общий перепад давления получают при сложении перепадов на отдельных участках

$$\Delta p = \sum_{i=1}^{i=4} \Delta p_i = 0,875 + 0,037 + 0,278 + 0,049 = 1,24 \text{ МПа}$$

**Вопросы к практическому занятию:**

1. В чем отличие сложных трубопроводов от простых?
2. Какие категории сложных трубопроводов вы знаете?
3. При расчетах каких трубопроводов пользуются формулой Л.С. Лейбензона?
4. Уравнение материального баланса?

## Практическое занятие 11

### ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ТРУБОПРОВОДОВ КАТЕГОРИИ II

**Цель:** Выполнить расчет системы трубопроводов категории II.

**Актуальность темы.** Корректировка технологического процесса на производстве невозможна без выполнения гидравлических расчетов системы трубопроводов.

#### Теоретическая часть

Уравнение материального баланса

$$G = G_T + G_{\Pi} = G_T + \sum_{i=1}^n q_i \quad (11.1)$$

Данную задачу решают как задачу 10.1. Вначале находят скорости нефти на отдельных участках, затем режимы движения и коэффициенты гидравлического сопротивления. После чего все известные величины подставляют и определяют потерю давления на трение на каждом участке в отдельности. Общий перепад в коллекторе находят сложением перепадов на отдельных участках.

Задача 11.1. В начало сборного коллектора длиной  $l_1 = 0,5$  км, диаметром  $D_1 = 0,1$  м подается товарная нефть в количестве  $G_T = 20$  т/ч, вязкостью  $\mu = 20$  мПа • с и плотностью  $\rho = 800$  кг/м<sup>3</sup>. К коллектору в разных точках подсоединены три трубопровода с подачами  $q_1 = 20$  т/ч,  $q_2 = 50$  т/ч и  $q_3 = 100$  т/ч, по которым в него поступает такая же нефть. Диаметр коллектора в местах поступления нефти изменяется. Протяженности отдельных участков сборного коллектора следующие (км):  $l_1 = 2$ ;  $l_3 = 3,5$ ;  $l_4 = 4$ . Определить общий перепад на всей длине коллектора при условии, если на каждом его участке режим движения нефти, характеризуемый критерием Рейнольдса равным 3500, будет одинаковый, и диаметры отдельных участков.

Ответ.  $\Delta p = 4,85$  МПа;  $D_1 = 0,1$  м;  $D_2 = 0,17$  м;  $D_3 = 0,348$  м;  $D_4 = 0,348$  м.

Гидравлический расчет параллельных трубопроводов категории III

Потеря напора на единицу длины трубопровода называется гидравлическим уклоном

$$i = \frac{H}{L} = \lambda \frac{1}{D} \frac{\vartheta^2}{2g}, \quad (11.2)$$

или из обобщенной формулы Л. С. Лейбензона

$$i = \beta \frac{G^2 - mv^m}{D^{5-m}}. \quad (11.3)$$

Если трубопровод имеет вставку другого диаметра  $D_1$  то гидравлический уклон в этой вставке определяют через гидравлический уклон и диаметр основной трубы по формуле

$$i_1 = i \left( \frac{D}{D_1} \right)^{5-m} \quad (11.4)$$

Если у трубопровода есть параллельный участок диаметром  $D_2$ , то его гидравлический уклон также определяют через гидравлический уклон и диаметр основного трубопровода

$$i_2 = i_1 = \frac{i}{\left[ 1 + \left( \frac{D_2}{D_1} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}} \left( \frac{D}{D_1} \right)^{5-m} \quad (11.5)$$

В данной формуле предполагается, что течения в основной и параллельной трубах одинаковы, т. е.  $m = \text{const}$ .

Если  $D_1 = D_2 = D$ , тогда при ламинарном течении ( $m = 1$ )

$$i_2 = i_1 = 0,5i; \quad (11.6)$$

при турбулентном течении, когда применим закон Блазиуса ( $m = 0,25$ )

$$i_2 = 0,297i. \quad (11.7)$$

Суммарный расход на сдвоенном участке равен расходу в коллекторе

$$G_T = G_1 + G_2. \quad (11.8)$$

Из равенства потерь напора на участке АБ можно записать для основного и параллельного трубопроводов

$$\frac{G_1}{G_2} = \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}.$$

Отсюда

$$G_2 = G_1 \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}$$

Подставив расход  $G_2$  в (11.8), получим

$$G_T = G_1 + G_1 \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^{\frac{5-m}{2-m}} = G_1 \left[1 + \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}. \quad (11.9)$$

Откуда найдем расход в трубопроводе  $G_1$  на участке АБ, выраженный через расход  $G_T$  до разветвления,

$$G_1 = \frac{G_T}{1 + \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}}. \quad (11.10)$$

Задача 11.2. На нефтепроводе диаметром  $D = 500$  мм, перекачивающем 70,0 т/ч нефти с плотностью  $\rho = 820$  кг/м<sup>3</sup> и вязкостью  $\nu = 0,40$  см<sup>2</sup>/с, имеется сдвоенный участок из труб с внутренним диаметром  $D_2 = 300$  мм и  $D_1 = 500$  мм одинаковой длины. Определить расходы и гидравлический уклон на сдвоенном участке.

Решение 1. Объемный расход нефти в трубопроводе равен

$$G_T = 70 / (3600 \cdot 0,82) = 23,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

2. Режим движения нефти в трубопроводе, исходя из значения числа Рейнольдса

$$Re = \frac{4G_T}{\pi D \nu} = \frac{4 \cdot 23,7 \cdot 10^{-3}}{\pi \cdot 0,5 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4}} = 1509 \text{ ламинарный.}$$

3. Предполагая режим движения в трубах на сдвоенном участке ламинарным, определяется расход

$$G_1 = \frac{23,7 \cdot 10^{-3}}{1 + \left(\frac{300}{500}\right)^{\frac{5-1}{2-1}}} = 20,92 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

и по параллельной трубе диаметром  $D_1$

$$G_1 = G_T - G_2 = (23,7 - 1,39)10^{-3} = 2,72 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

4. Гидравлический уклон в трубопроводе

$$i = \frac{128 \cdot 23,7 \cdot 10^{-3} \cdot 40 \cdot 10^{-6}}{\pi \cdot 9,81 \cdot 0,5^4} = 63 \cdot 10^{-6}$$

5. Гидравлический уклон на сдвоенном участке определяют по (3.26)

$$i_2 = i_1 = \frac{63 \cdot 10^{-6}}{1 + \left(\frac{300}{500}\right)^{\frac{5-1}{2-1}}} = 55,8 \cdot 10^{-6}.$$

6. Проверка принятого режима движения на сдвоенном участке

$$Re_1 = \frac{4 \cdot 20,98 \cdot 10^{-3}}{\pi \cdot 0,5 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4}} = 2226;$$

$$Re_2 = \frac{4 \cdot 1,39 \cdot 10^{-3}}{\pi \cdot 0,5 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4}} = 289.$$

Режим выбран правильно. Зная режимы движения и длины параллельных участков, легко определяют коэффициенты гидравлических сопротивлений  $\lambda$  и потери напора на трение.

**Вопросы к практическому занятию:**

1. Какие режимы течения жидкости вы знаете?
2. Как определяются коэффициенты гидравлических сопротивлений  $\lambda$ ?
3. Что такое гидравлический уклон и как его определить?
4. Гидравлический расчет параллельных трубопроводов категории III?

## Практическое занятие 12 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КОЛЬЦЕВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

**Цель:** научиться выполнять гидравлический расчет кольцевых трубопроводов

### Теоретическая часть

Они удобны в эксплуатации тем, что обладают хорошей маневренностью при аварийных ситуациях. Рассмотрим гидравлический расчет кольцевых трубопроводов (Рисунок 12.1).

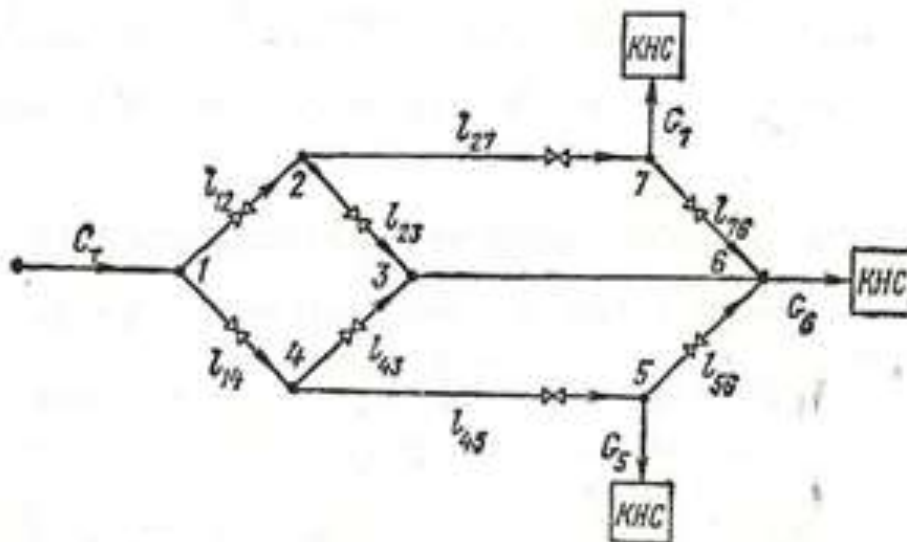


Рисунок 12.1 – Кольцевой трубопровод

Водовод включает семь точек (узлов) разветвлений, соединенных простыми трубопроводами  $l_{ij}$ . Через узел  $l$  воду подают в систему, а в узлах 5, 6, 7 отбирают ее. Обозначив расход воды в трубопроводе, соединяющем между собой  $i$ -й и  $j$ -й узлы, через  $G_{ij}$ , для семи узлов соответственно можно записать следующие уравнения:

$$\begin{aligned}
 1. \quad & G_T - G_{12} - G_{14} = 0, \\
 2. \quad & G_{12} - G_{27} - G_{23} = 0, \\
 3. \quad & G_{23} - G_{43} - G_{36} = 0, \\
 4. \quad & G_{14} - G_{43} - G_{45} = 0, \\
 5. \quad & G_{45} - G_{56} - G_5 = 0, \\
 6. \quad & G_{36} - G_{76} - G_{56} - G_6 = 0, \\
 7. \quad & G_{27} - G_7 - G_{76} = 0,
 \end{aligned} \tag{12.1}$$

выражающие закон сохранения количества воды, проходящей через каждый узел системы. Если при решении этих уравнений величина какого-либо расхода окажется отрицательной, то это означает, что жидкость в этом звене движется в направлении, противоположном выбранному. Система (12.1) представлена семью линейными уравнениями с 13 переменными

$$G_T = G_5 + G_6 + G_7. \tag{12.2}$$

Поэтому три из четырех расходов можно задать произвольно. Например, можно считать известным начальный расход воды  $G_T$ , и два других расхода  $G_5$  и  $G_7$ . Тогда  $G_6$  определяют как

$$G_6 = G_T - (G_5 + G_7). \tag{12.3}$$

Таким образом, система уравнений (12.1) стала содержать 10 неизвестных расходов. Для получения замкнутой системы уравнений рассмотрим потери напора на трение на отдельных участках.

Обозначим напор в  $i$ -м узле системы через  $H_i$  и рассмотрим, к примеру, замкнутый контур 1, 2, 3, 4, 1. Для этого контура можно написать

$$\left. \begin{aligned} H_1 - H_2 &= h_{12}, \\ H_2 - H_3 &= h_{23}, \\ H_3 - H_4 &= h_{34}, \\ H_4 - H_1 &= h_{41} \end{aligned} \right\} \quad (12.4)$$

Здесь  $h_{ij}$  — потери напора на участке  $(i, j)$ . Складывая почленно уравнения этой системы, получим

$$0 = h_{12} + h_{23} + h_{34} + h_{41}. \quad (12.5)$$

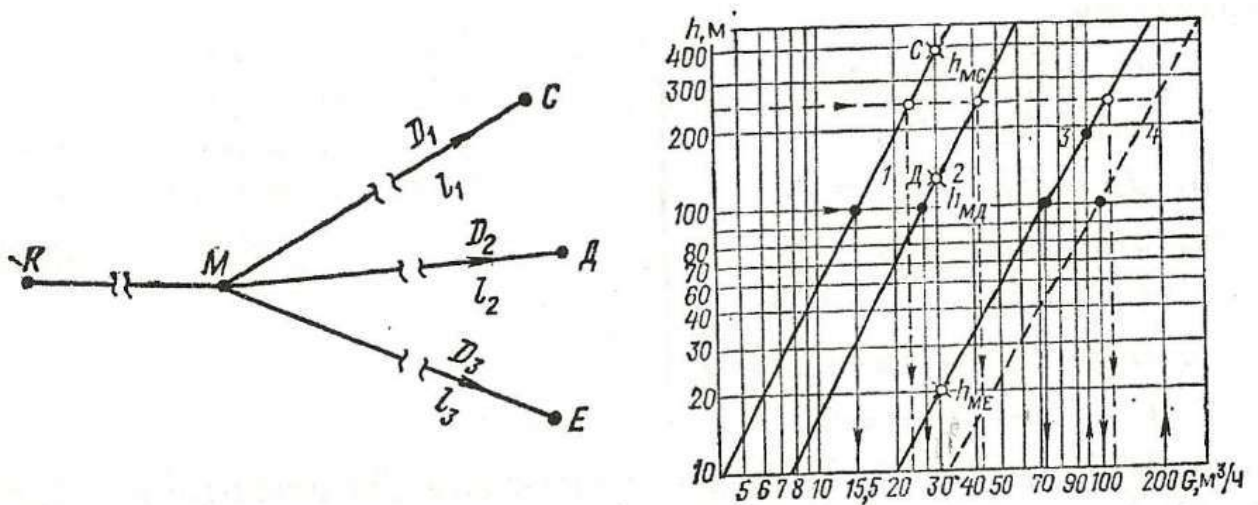
Отсюда следует, что алгебраическая сумма потерь напора на любом замкнутом контуре системы трубопроводов равна нулю.

Для оставшихся двух контуров 3, 2, 7, 6, 3 и 3, 6, 5, 4, 3 можно получить еще два дополнительных уравнения, подобных (12.5):

$$h_{32} + h_{27} + h_{76} + h_{63} = 0, \quad (12.6)$$

$$h_{63} + h_{65} + h_{54} + h_{43} = 0,$$

которые вместе с (12.1) образуют замкнутую систему для нахождения десяти неизвестных расходов.



а — Схема для гидравлического расчета СРТ

б — зависимость напора от расхода

Рисунок 12.2 — Разветвленный трубопровод

В самом деле, каждую разность напоров  $H_i - H_l$  определяют по известной формуле Дарси — Вейсбаха

$$h_{ij} = \lambda_{ij} \frac{l}{d_{ij}} \frac{\vartheta_{ij} |\vartheta_{ij}|}{2g} \quad (12.7)$$

или, принимая во внимание равенство,  $\vartheta_{ij} = \frac{4G_{ij}}{\pi d_{ij}^2}$  по формуле

$$h_{ij} = \lambda_{ij} \frac{8l_{ij}}{\pi^2 d_{ij}^4 g} G_{ij} |G_{ij}|. \quad (12.8)$$

В (12.7) вместо  $\vartheta_{ij}^2$  используется выражение  $\vartheta_{ij} |\vartheta_{ij}|$ , которое совпадает с  $\vartheta_{ij}^2$  при условии, если  $\vartheta_{ij} > 0$ , и равно  $(\vartheta_{ij}^2)$  в том случае, если  $\vartheta_{ij} < 0$ . Таким образом, учитывается, что величина  $h_{ij}$  может быть положительной или отрицательной в зависимости от знака скорости  $\vartheta_{ij}$  или, что то же, от знака  $G_{ij}$ . Основная сложность расчета разветвленных водоводов состоит в необходимости отыскания решений нелинейных алгебраических уравнений (12.5) и (12.6), т. е. в конечном итоге уравнений (12.7) или (12.8). Поскольку неизвестны расходы жидкости в отдельных звеньях системы, то неизвестны и режимы течения жидкости в этих звеньях, а значит, и те формулы, которые нужно применить для определения коэффициентов гидравлического сопротивления  $\lambda_{ij}$ .

Расчеты сложных трубопроводов достаточно трудоемки. Поэтому вначале рассмотрим горизонтальные разветвленные трубопроводы с раздачей нефти в конечных точках ветвей.

Решение. Можно записать

$$\lambda = ARe^{-m} = A(\vartheta D/\nu)^{-m}. \quad (12.9)$$

Получим

$$\Delta H = A \frac{L\nu^{2-m}\nu^m}{2gD^{m+1}}. \quad (12.10)$$

Для горизонтальных простых трубопроводов ( $\Delta z=0$ ), согласно уравнению Бернулли, потеря напора на трение может быть приравнена высоте нагнетания, т. е.  $h=\Delta p/\rho g$ . Поэтому для каждой ветви справедливо условие

$$h = A_1 G_1^{2-m} = A_2 G_2^{2-m} \quad (12.11)$$

Последнюю формулу можно представить так

$$\lg h = \lg A_i + (2-m) \lg G_i.$$

Значения  $G$  и  $h$  для ответвлений нанесем на логарифмическую сетку, на которой зависимости потерь напора от расхода будут представлять взаимно параллельные прямые. Суммируя пропускные способности  $G_1, G_2, G_3$  ответвлений, можно найти некоторую точку ( $h, G_4$ ), по которой определяют так называемую эквивалентную линию — прямую, параллельную линиям  $h — G$  (кривая 4). С помощью эквивалентной прямой можно определить пропускную способность ответвлений и необходимые напоры в них.

Задача 12.1. По общему трубопроводу  $K — M$  транспортируется нефть вязкостью  $\nu=15$  мм<sup>2</sup>/с в количестве  $G = 200$  м<sup>3</sup>/ч. Размеры ветвей следующие:

$MC — D_1 = 0,1$  м,  $L_1 = 20$  км;

$MD — D_2 = 0,15$  м,  $L_2 = 40$  км;

$ME — D_3 = 0,2$  м,  $L_3 = 30$  км.

Определить объемные расходы в точках  $C, D, E$ , и напор в точке  $M$ .

Решение. Допускают, что через каждую ветвь транспортируется, например,  $G_D = 30$  м<sup>3</sup>/ч нефти. Тогда определяют потери напора в этих ветвях, предварительно рассчитав скорости движения нефти в них, режимы и коэффициенты гидравлических сопротивлений. Для ветви  $MC$ :

$$\begin{aligned} \vartheta_1 &= \frac{G_D}{S} = \frac{4 * 30}{3600\pi D_1^2} = \frac{120}{3600 * 3.14 * 0.1^2} = 1,06 \text{ м/с;} \\ Re_1 &= \frac{\vartheta_1 D_1}{\nu} = \frac{1,06 * 0,1}{15 * 10^{-6}} = 7060; \\ \lambda &= \frac{0,3164}{Re_1^{0,25}} = \frac{0,3164}{7060^{0,25}} = 0.0345. \end{aligned}$$

Потери напора в ветви

$$h_{MC} = 0,0345 * \frac{20000}{0,1} \frac{1,06^2}{2 * 9,81} = 395 \text{ м.}$$

По аналогии определяют потери напора в ветвях  $MD$  и  $ME$ .

$$h_{MD} = 0,0382 * \frac{40000}{0,15} \frac{0,473^2}{2 * 9,81} = 128 \text{ м.}$$

$$h_{ME} = 0,0406 * \frac{30000}{0,2} \frac{0,265^2}{2 * 9,81} = 20,8 \text{ м.}$$

Для нахождения угла наклона прямых, характеризующих работу этих ветвей, задают, например, еще раз расход (100 м<sup>3</sup>/ч) для третьего ответвления и определяют в нем потери напора на трение

$$\begin{aligned} \vartheta_3 &= \frac{G_D}{S} = \frac{4 * 100}{3600 * 3.14 * 0.2^2} = 0.885 \text{ м/с;} \\ Re_1 &= \frac{0.855 * 0.2^2}{15 * 10^{-6}} = 11800; \end{aligned}$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{11800^{0,25}} = 0.032;$$

$$h_{ME} = 0,032 * \frac{30000}{0,2} \frac{0,855^2}{2 * 9,81} = 193 \text{ м.}$$

Нанося на логарифмическую сетку соответствующие значения  $G_D$  и  $h_{ME}$ , получают линию, характеризующую ответвление ME (кривая 3), а параллельно ей линии для ответвления MC и MD (кривые 1 и 2), которые пройдут через точки C и D (рисунок 12.2)

Для определения пропускной способности каждого ответвления необходимо построить линию, характеризующую эквивалентный трубопровод. Задаются напором в точке M, например, 100 м. Из рисунка находим  $G_1 = 15,5$ ,  $G_2 = 27,5$ ,  $G_3 = 72 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Пропускная способность эквивалентного трубопровода равна сумме пропускных способностей ответвлений, т. е.  $115 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Линия, характеризующая эквивалентный трубопровод, проходит через точку с координатами (100 м;  $115 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) и параллельна трем другим линиям.

Для пропускной способности  $200 \text{ м}^3/\text{ч}$  высота напора в точке M (рисунок 12.2) должна быть 250 м. В этом случае пропускные способности ветвей составят: первой —  $24 \text{ м}^3/\text{ч}$ , второй —  $42 \text{ м}^3/\text{ч}$ , третьей —  $120 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Задача 12.2. К сборному горизонтальному коллектору AB протяженностью  $L = 10 \text{ км}$  и диаметром  $D = 125 \text{ мм}$  подключены две добывающие скважины M и N с устьевыми давлениями 2, 13 и 1,7 МПа соответственно (рисунок 12.3). В выкидную линию MA диаметром  $D_1 = 80 \text{ мм}$  подается 300 т/сут нефти, плотностью  $\rho = 860 \text{ кг/м}^3$  и вязкостью  $\mu = 20 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ .

Определить давление в точке A и диаметр  $D_2$  выкидной линии NA для пропуска 400 т/сут нефти, если необходимый перепад давления на ней равен 0,5 МПа, а давление в точке B — 0,6 МПа.

Решение. Определяют скорость в сборном коллекторе

$$v = \frac{G_1 + G_2}{86400S\rho} = \frac{(300 + 400) * 4}{86400 * 3,14 * 0,125^2 * 0,86} = 0,77 \text{ м/с};$$

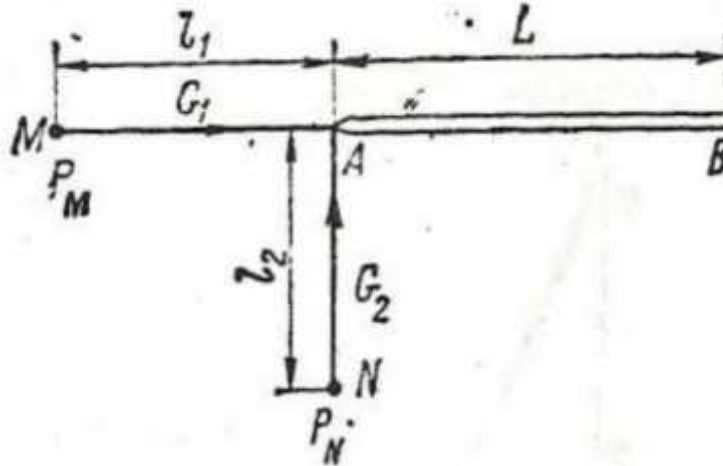


Рисунок 12.3 – Расчетная схема подключения выкидных линий к сборному коллектору AB  
Режим движения нефти турбулентный, так как

$$Re = \frac{0,77 * 0,125 * 860}{20 * 10^{-3}} = 4150 > 2320.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = 0,3164 / \sqrt[4]{4150} = 0,039.$$

Давление в точке A

$$P_A = P_B + \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2} \rho = 0,6 * 10^{-6} + 0,039 \frac{10000}{0,125} \frac{0,77^2}{2} 860 = 1,39 \text{ МПа.}$$

Скорость нефти в выкидной линии  $MA$

$$v = \frac{G_1}{S\rho} = \frac{4 * 300}{86400 * 3,14 * 0,08^2 * 0,86} = 0,800 \text{ м/с};$$

Режим движения турбулентный, так как

$$Re = \frac{0,800 * 0,08 * 860}{20 * 10^{-3}} = 2750 > 2320.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = 0,3164/Re^{0,25} = 0,3164/2750^{0,25} = 0,043.$$

Давление в точке  $M$

$$P_M = P_A + \lambda \frac{l}{D_1} \frac{v_1^2}{2} \rho = 1,39 * 10^6 + 0,043 \frac{5000}{0,08} \frac{0,8^2}{2} 860 = 1,39 * 10^6 + 0,74 * 10^6 = 2,13 \text{ МПа}.$$

Определяют диаметр выкидной линии  $NA$ .

Данная задача решается графоаналитическим методом. Все расчеты для  $G = 400$  т/сут сведены в таблицу 12.1.

Из точки, соответствующей заданному перепаду давления, проводят горизонталь до пересечения с кривой и из точки пересечения опускают перпендикуляр до оси абсцисс, получаем искомый диаметр 87 мм.

Таблица 12.1 – Результаты расчета к задаче

$D_{2i}, \text{м}$	$v_{2i}, \text{м/с}$	$Re_{2i}$	$\lambda_{2i}$	$\Delta P_{2i}, \text{МПа}$
0,05	2,73	5850	0,036	6,94
0,06	1,90	4900	0,038	2,92
0,07	1,39	4160	0,039	1,40
0,08	1,07	3680	0,041	0,78
0,09	0,85	3200	0,042	0,41
0,1	0,68	2920	0,043	0,25

Задача 12.1. Определить диаметры участков кольцевой водопроводной сети из новых стальных труб (рисунок 12.4) Отборы в узловых точках  $G_2 = 0,01 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $G_3 = 0,05 \text{ м}^3/\text{с}$  и  $G_4 = 0,015 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

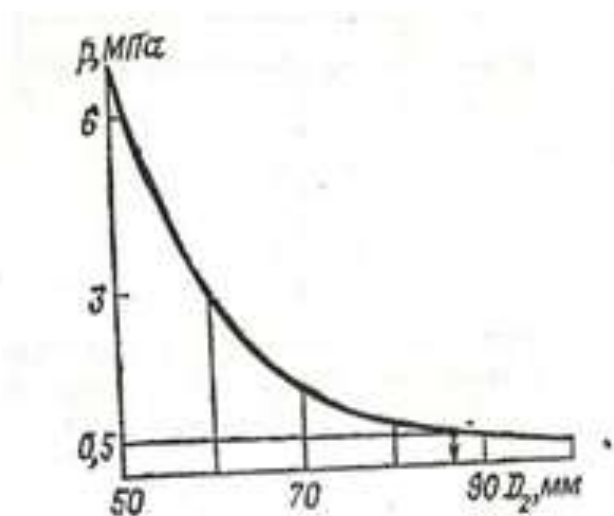


Рисунок 12.4 – График для определения необходимого диаметра трубопровода

графоаналитическим способом

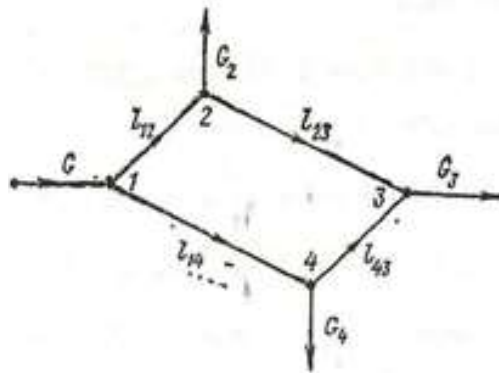


Рисунок 12.5 – Расчетная схема кольцевого водовода

длина участков  $l_{12} = 500$  м,  $l_{23} = 1000$  м,  $l_{14} = 1000$  м,  $l_{43} = 500$  м. Давление в точке 1  $p_1 = 0,17$  МПа. Минимальное давление в точке 3  $p_3 = 5 \cdot 10^4$  Па. Температура воды  $t = 20$  °С.

Решение. Расчет выполняют методом последовательных приближений. Назначая расходы для каждого участка сети, выбирают диаметры. Предположим, что половина расхода  $G_3$  проходит по участку 1—2—3, половина — по участку 1—4—3.

Участок 1—2

$$G_{12} = G_2 + 0,5G_3 = 0,01 + 0,5 \cdot 0,05 = 0,035 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Пусть  $D_{12} = 0,2$  м, тогда  $v_{12} = \frac{G_{12}}{S_{12}} = \frac{0,035 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,2^2} = 1,16$  м/с;

Участок 2—3

$G_{23} = 0,5G_3 = 0,025$  м<sup>3</sup>/с. Пусть  $D_{23} = 0,175$  м, тогда  $v_{23} = 1,03$  м/с.

Участок 1—4

$$G_{14} = G_4 + 0,5G_3 = 0,015 + 0,5 \cdot 0,05 = 0,04 \text{ м}^3/\text{с}$$

Пусть  $D_{14} = 0,2$  м, тогда

$$v_{14} = G_{14}/S = 0,04 \cdot 4 / (3,14 \cdot 0,2^2) = 1,23 \text{ м/с}.$$

Участок 4—3

$$G_{43} = 0,5G_3 = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Пусть  $D_{43} = 0,175$  м, тогда  $v_{43} = 1,03$  м/с.

Потери давления на каждом участке определяют при плотности воды  $\rho = 1000$  кг/м<sup>3</sup>

$$\Delta p = \rho g A l G^2.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  рассчитывают по формуле

Б. Л. Шифринсона

$$\lambda = 0,11(2k_3/D_{12})^{0,25} = 0,11 \cdot (2 \cdot 0,0002/0,2)^{0,25} = 0,0236.$$

Удельное сопротивление  $A$  трубопровода определяют по

$$A = \frac{8\lambda}{g\pi^2 D_{12}^5} = \frac{8 \cdot 0,0236}{9,81 \cdot 3,14^2 \cdot 0,2^5} = 6,03 \text{ с}^2/\text{м}^6.$$

Потери давления на участке 1—2

$$\Delta p_{12} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 6,03(3,5 \cdot 10^{-2})^2 500 = 2,95 \text{ кПа}.$$

Потери давления на участке 2—3

$$\lambda = 0,11(2k_3/D_{23})^{0,25} = 0,11 \cdot (2 \cdot 0,0002/0,175)^{0,25} = 0,043;$$

$$A = \frac{8 \cdot 0,043}{9,81 \cdot 3,14^2 \cdot 0,175^5} = 21,5 \text{ с}^2/\text{м}^6.$$

$$\Delta p_{23} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 21,5(2,5 \cdot 10^{-2})^2 1000 = 13,3 \text{ кПа}.$$

Суммарные потери на участке 1—2—3

$$\Delta p_{123} = 2,95 * 10^4 + 13,3 * 10^4 = 162,5 \text{ кПа.}$$

На участке 1—4, как и на участке 1—2,  
 $\lambda = 0,0236$  и  $A = 6,03$ ,

$$\Delta p_{14} = 1000 * 9,81 * 6,03(4 * 10^{-2})^2 1000 = 95000 \text{ Па} = 95 \text{ кПа.}$$

На участке 4—3, как и на участке 2—3,  
 $\lambda = 0,043$ ;  $A = 21,5 \text{ с}^2/\text{м}^6$ ;

$$\Delta p_{43} = 1000 * 9,81 * 21,5(2,5 * 10^{-2})^2 500 = 66000 \text{ Па} = 66 \text{ кПа.}$$

Суммарные потери на участке 1—4—3

$$\Delta p_{143} = 95 + 66 = 161 \text{ кПа.}$$

Потери давления на участках 1—2—3 и 1—4—3 отличаются незначительно, следовательно, диаметры и расходы на участках рассчитаны достаточно точно и другого приближения не требуется. В противном случае поступили бы так:

$$\Delta p = \Delta p_{123} - \Delta p_{143} = 162,5 - 161 = 1,5 \text{ кПа.}$$

и при выбранных диаметрах участков рассчитывали бы перераспределение расходов по формуле

$$\Delta G = \frac{\Delta p}{2\rho g \sum A_i G_i l_i} \quad (12.12)$$

Расход  $\Delta G$  прибавляли бы к расходам тех участков, где потери давления оказались меньше, и вычитали бы эту величину из расходов тех участков, где потери давления оказались большими.

### Вопросы к практическому занятию

1. Что такое метод последовательных приближений?
2. Какие преимущества имеют кольцевые трубопроводы?
3. Чему равна пропускная способность эквивалентного трубопровода?

## Практическое занятие 13

### НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЕ ТЕЧЕНИЕ ОДНОРОДНОЙ ЖИДКОСТИ

**Цель:** изучить особенности неизо термического течения однородной жидкости

**Актуальность темы**

Неизо термическое течение имеет ряд характерных особенностей, которые необходимо учитывать при транспортировке однородной жидкости.

**Теоретическая часть**

Для трубопроводов, транспортирующих при стационарном режиме однородную жидкость, когда температура ее по длине трубопровода изменяется, рекомендуется пользоваться формулой акад. В. Г. Шухова

$$t_x = t_o + (t_n - t_o)e^{-\frac{K\pi D_B x}{G\rho c_p}} \quad (13.1)$$

где

$$\frac{K\pi D_B x}{G\rho c_p} = \text{Шу- критерий Шухова} \quad (13.2)$$

В (13.1) обозначены:  $t_x$  — средняя по сечению температура потока на расстоянии  $x$  от начала;  $t_o$  — температура окружающей среды (грунта);  $t_n$  — начальная температура потока;  $K$  — полный коэффициент теплопередачи от потока в окружающую среду, Вт/(м<sup>2</sup> · °С);  $D_B$  — внутренний диаметр трубопровода, м;  $G$ ,  $\rho$ ,  $c_p$  — соответственно объемный расход (м<sup>3</sup>/ч), плотность жидкости (кг/м<sup>3</sup>) и удельная теплоемкость Дж (кг · °С);  $e$  — основание натурального логарифма, равное 2,72.

В конце трубопровода  $x = L$  температура  $t_L = t_k$ .

В общем случае в трубопроводе могут существовать два режима течения: на начальном участке — турбулентный, а в конце — ламинарный. Длину турбулентного участка  $l_T$  определяют из (3.64)

$$l_T = \frac{G\rho c_p}{K\pi D} \ln \frac{t_n - t_o}{t_{кр} - t_o}, \quad (13.3)$$

где  $t_{кр}$  — критическая температура, соответствующая переходу из турбулентного режима в ламинарный. Исходя из критического параметра  $Re = 2300$ , можно определить критическую вязкость ( $\nu_{кр} = (\mu/\rho)$ )

$$\nu_{кр} = 4G/(\pi D Re_{кр}). \quad (13.4)$$

Зависимость вязкости нефти от температуры определяют по формуле Филонова

$$\nu = \nu_* e^{-u(t-t_*)}, \quad (13.5)$$

где  $\nu_*$  — вязкость при произвольной известной температуре, мПа·с;  $t_*$  — температура, выбираемая в рабочем интервале температур; °С;  $u$  — показатель крутизны вискограммы, 1/°С;  $t$  — текущая температура, °С.

При аналитическом определении и необходимо знание вязкостей нефти для двух температур  $t_1$  и  $t_2$ . Тогда, логарифмируя уравнение (13.5), получим

$$u = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{\nu_1}{\nu_2} = tg\alpha \quad (13.6)$$

Если вязкость определяют по формуле Филонова (13.5), то критическая температура будет

$$t_{кр} = t_* + \frac{1}{u} \ln \frac{(\nu_* \pi D_B Re_{кр})}{4G}. \quad (13.7)$$

Очевидно, что при  $t_n \leq t_{кр}$  режим только ламинарный, а при  $t_n \geq t_{кр}$  — турбулентный. При  $t_n < t_{кр} < t_{кв}$  в трубопроводе — два режима движения: ламинарный и турбулентный. Коэффициент теплопередачи  $K$  в (13.4) зависит от внутреннего  $\alpha_1$  и внешнего  $\alpha_2$  коэффициентов теплоотдачи, а также от термического сопротивления стенки трубы, изоляции, отложения парафина и определяется из формулы

$$\frac{1}{KD_B} = \frac{1}{\alpha_1 D_B} + \sum \frac{1}{2\lambda_i} \ln \left( \frac{D_{Hi}}{D_{Vi}} \right) + \frac{1}{\alpha_2 D_B}, \quad (13.8)$$

где  $D_{Hi}$ ,  $D_{Vi}$  — соответственно коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С), наружный и

внутренний диаметры трубы, изоляции, м;  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  — коэффициенты теплоотдачи, Вт/(м<sup>2</sup>·°С).

Коэффициент теплоотдачи  $a$ ., определяют из формулы Михеева (для  $Re \leq 2000$ ):

$$Nu = 0,17Re^{0,33}Pr^{0,33}Gr^{0,1}(Pr/Pr_{ст})^{0,25}. \quad (13.9)$$

Для  $Re \geq 10^4$

$$Nu = 0,021Re^{0,8}Pr^{0,43}Gr^{0,1}(Pr/Pr_{ст})^{0,25} \quad (13.10)$$

где  $Nu$ ,  $Re$ ,  $Pr$ ,  $Gr$  — соответственно критерии Нуссельта, Рейнольдса, Прандтля и Грасгофа;  $Gr_{ст}$  — критерий Грасгофа, определяемый при температуре стенки. Все остальные параметры рассчитывают при средней температуре потока.

$$Nu = \frac{\alpha_1 D_B}{\lambda} \quad (13.11)$$

характеризует интенсивность перехода теплоты на границе поток — стенка.

Критерий Прандтля

$$Pr = c_p \mu / \lambda \quad (13.12)$$

характеризует отношение вязкостных и температуропроводных свойств теплоносителя.

Критерий Рейнольдса

$$Re = \vartheta D_B \rho / \mu \quad (13.13)$$

характеризует отношение сил инерции и трения в потоке.

Критерий Грасгофа

$$Gr = \frac{D_B^3 g \beta (t_n - t_{ст})}{\nu^2} = \frac{D_B^3 \rho^2 \beta \Delta t g}{\mu^2} \quad (13.14)$$

характеризует соотношение сил трения, инерции и подъемной силы, обусловленной различием плотностей в отдельных точках

неизотермического потока.

В формуле обозначены:  $\beta$  — коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С;  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $t_n$  и  $t_{ст}$  — соответственно температура потока и внутренней поверхности стенки трубы, °С;  $c_p$  — массовая теплоемкость жидкости, Дж/(кг·°С).

В интервале температур, в котором работают промышленные трубопроводы, массовая теплоемкость  $c_p$ , коэффициент теплопроводности  $\lambda$  и плотность нефти  $\rho$  изменяются незначительно и их можно считать постоянными.

$$c_p = 1,6 - 2,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{°С}}; \lambda = 0,1 - 0,16 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{°С}).$$

Для более точных расчетов коэффициент теплопроводностей нефтей  $\lambda$  (Вт/(м·°С) по формуле Крето — Смита

$$\lambda = 0,101(1 - 0,00054/t)/\rho_{15} \quad (13.15)$$

где  $\rho_{15}$  — плотность нефти при 15°С, т/м<sup>3</sup>;  $t$  — температура нефти, °С.

Массовая теплоемкость углеродистых сталей и отложений парафина равна соответственно 0,5 и 2,9 кДж/(кг·°С).

Для определения плотности нефти пользуются формулой Д. И. Менделеева

$$\rho_t = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta(t - 20)}, \quad (13.16)$$

где  $\rho_{20}$  — плотность нефти при 20°С;  $\beta$  — коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (обычно  $\beta = 0,00066$  1/°С).

Для определения внешнего коэффициента теплоотдачи  $\alpha_2$  подземного трубопровода пользуются теоретической формулой Форхгеймера — Власова

$$\alpha_2 = \frac{2\lambda_{гр}}{D_H \ln \left[ \frac{2H_0}{D_H} + \sqrt{\left(\frac{2H_0}{D_H}\right)^2 - 1} \right]}, \quad (13.17)$$

где  $H_0$  — глубина заложения трубопровода в грунт до его оси, м;  $\lambda_{гр}$  — коэффициент

теплопроводности грунта. При  $2H_0/D_H > 2$

$$\alpha_2 = \frac{2\lambda_{гр}}{D_H \ln(4H_0/D_H)}. \quad (3.18)$$

Для подземных изолированных трубопроводов при турбулентном режиме  $\alpha_1 > \alpha_2$ . Поэтому для приближенных расчетов величиной  $1/\alpha_1$  можно пренебречь, т. е. в этом случае принимается  $t_H \cong t_{ст}$ . Для ориентировочных расчетов коэффициент теплоотдачи можно принимать, Вт/(см<sup>2</sup>·°С): Для сухого песка —  $116 \cdot 10^{-6}$ ; для влажной глины —  $145 \cdot 10^{-6}$ ; для мокрого песка —  $348 \cdot 10^{-6}$ .

Задача 13.1. По трубопроводу перекачивается вязкая нефть с подогревом. Трубопровод имеет длину  $L=10$  км, наружный диаметр  $D_H = 426$  мм, толщину стенки  $\delta = 9$  мм. Объем перекачиваемой нефти  $G = 300$  м<sup>3</sup>/ч с начальной температурой  $t_H = 80$  °С, с конечной  $t_K = 45$  °С. Трубопровод проложен над землей с температурой окружающей среды  $t_0 = -20$  °С. Кинематическая вязкость при  $10$  °С  $\nu_0 = 25$  м<sup>2</sup>/ч. Коэффициент крутизны вискограммы  $u = 0,08$  1/°С, плотность нефти  $\rho_H = 910$  кг/м<sup>3</sup>. Коэффициент объемного расширения нефти  $\beta = 0,000657$  1/°С, удельная теплоемкость нефти  $c_p = 2000$  Дж/(кг·°С), теплопроводность воздуха  $\lambda_B = 0,105$  Вт/(м·°С), теплопроводность стали  $\lambda_{ст} = 50$  Вт/(м·°С), коэффициент теплоотдачи  $\alpha_2$  от стенки к воздуху примем равным  $12,5$  Вт/(м·°С).

Определить работу трубопровода при данных условиях и толщину теплоизоляции, если она будет необходима.

Решение. По (13.1) определяют критическую температуру, приняв при этом  $Re = 2000$ ,

$$t_{кр} = 10 + \frac{1}{0,08} \ln \frac{25 * 3,14 * 0,408 * 2000}{4 * 300} = 60^\circ\text{C}.$$

Так как  $t_H > t_{кр} > t_K$ , то в трубопроводе два режима течения: ламинарный и турбулентный.

Определяют внутренние коэффициенты теплоотдачи  $\alpha_1$ . Для турбулентного режима средняя температура потока

$$t_{п} = \frac{t_H + t_{кр}}{2} = \frac{80 + 60}{2} = 70^\circ\text{C}.$$

Среднюю температуру стенки примем равной  $t_{ст} = 50$  °С.

Определяем вязкость, параметры  $Re$ ,  $Pr$ ,  $Gr$  при средних температурах потока и стенки по

$$\nu_{п} = 25 \exp - 0,08(70 - 10) = 0,21 \text{ м}^2/\text{ч};$$

$$\nu_{ст} = 25 \exp - 0,08(60 - 10) = 1,02 \text{ м}^2/\text{ч};$$

$$Re = \frac{4G}{D_H \pi \nu_H} = \frac{4 * 300}{3,14 * 0,408 * 0,21} = 4470;$$

$$Pr = \frac{\nu_0 c_p \rho}{\lambda_B} = \frac{0,21 * 0,45 * 910}{0,105} = 820;$$

$$Pr_{ст} = \frac{1,02 * 0,45 * 910}{0,105} = 3980;$$

$$Gr_{п} = \frac{0,408^3 9,81 * 3600^2 * 0,000657(70 - 50)}{0,21^2} = 2540 * 10^3.$$

Поскольку  $2000 < Re_{п} < 10^4$ , то внутренний коэффициент теплоотдачи  $\alpha_1$ , определяют с помощью интерполяции

$$Nu_1 = 0,17 * 4470^{0,33} 820^{0,43} (2540 * 10^3)^{0,1} \left( \frac{820}{3980} \right)^{0,25} = 142.$$

$$Nu_2 = 0,021 * 4470^{0,8} 820^{0,43} \left( \frac{820}{3980} \right)^{0,25} = 208.$$

Тогда

$$Nu_{т} = Nu_1 + (Nu_2 - Nu_1) \frac{Re_{п} - 2000}{10^4 - 2000} = 142 + (208 - 142) \frac{4470 - 2000}{8000} = 162,4.$$

Откуда

$$\alpha_1 = \frac{Nu_T \lambda}{D} = \frac{182,4 * 0,105}{0,408} = 41,8 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С}).$$

Проверяют температуру стенки по уравнению теплового баланса

$$t_{\text{ст}} = \frac{t_0 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2} t_{\text{п}}}{1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}} = \frac{-20 + \frac{41,8}{12,5} 70}{1 + \frac{41,8}{12,5}} = 49,1 \text{°С},$$

принятая температура стенки 50°С, т.е. практически совпала с расчетной.

Ламинарный участок

Средняя температура потока

$$t_{\text{п}} = (t_{\text{кр}} + t_{\text{к}})/2 = (60 + 45)/2 = 52,5 \text{°С}.$$

Принимают среднюю температуру стенки  $t_{\text{ст}} = 30 \text{°С}$ . По аналогии с предыдущим находят  $\nu_{\text{п}} = 0,85 \text{ м}^2/\text{ч}$ ;  $\nu_{\text{ст}} = 5,0 \text{ м}^2/\text{ч}$ ,  $Re_{\text{п}} = 1100$ ;  $Pr_{\text{п}} = 3310$ ,  $Pr_{\text{ст}} = 19650$ ,  $Gr_{\text{п}} = 1,76 \cdot 10^5$ ,  $\alpha_{1,л} = 30 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С})$ . Проверяют принятую температуру стенки

$$t_{\text{ст}} = \frac{-20 + \frac{30}{12,5} 52,5}{1 + \frac{30}{12,5}} = 31 \text{°С}$$

Для обоих участков совпадение удовлетворительное, и поэтому пересчет не проводят.

Определяют полные коэффициенты теплоотдачи для турбулентного участка

$$\frac{1}{K_T * 0,408} = \frac{1}{41,8 * 0,408} + \frac{1}{2 * 50} \ln \frac{0,426}{0,408} + \frac{1}{12,5 * 0,426};$$

$$K_T = 9,92 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С}).$$

для ламинарного участка

$$\frac{1}{K_L * 0,408} = \frac{1}{30 * 0,408} + \frac{1}{2 * 50} \ln \frac{0,426}{0,408} + \frac{1}{12,5 * 0,426};$$

$$K_L = 9,92 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С}).$$

Длину турбулентного участка определяют

$$L_T = \frac{300 * 910 * 0,45}{9,92 * 3,14 * 0,408} \ln \frac{80 - (-20)}{60 - (-20)} \cong 2200 \text{ м}.$$

Длину ламинарного участка определяют из той же формулы с заменой в числителе  $t_{\text{н}}$  на  $t_{\text{кр}}$ , а в знаменателе  $t_{\text{кр}}$  на  $t_{\text{к}}$  и  $K_T$  на  $K_L$

$$L_L = \frac{300 * 910 * 0,45}{9,1 * 3,14 * 0,408} \ln \frac{60 - (-20)}{40 - (-20)} = 2110 \text{ м}.$$

Таким образом, без тепловой изоляции температуру нефти в конце трубопровода, равную 45°С, получить не представляется возможным.

Определяют необходимую толщину тепловой изоляции. Так как  $t_{\text{н}}$

$t_{\text{к}}$  и  $\alpha_2$  заданы, а  $t_{\text{кр}}$  не зависит от тепловой изоляции, то остаются без изменения  $\alpha_{1,т}$  и  $\alpha_{1,л}$ .

Для трубопровода с тепловой изоляцией

$$\frac{1}{K_T D_{\Gamma}} = \frac{1}{\alpha_{1,л} D_{\Gamma}} + \frac{1}{2\lambda_{\text{ст}}} \ln \left( \frac{D_{\text{н}}}{D_{\Gamma}} \right) + \frac{1}{\alpha_2 D_{\Gamma}} \frac{1}{2\lambda_{\text{из}}} \ln \frac{D_{\text{из}}}{D_{\text{н}}};$$

$$\frac{1}{K_L D} = \frac{1}{\alpha_{1,л} D} + \frac{1}{2\lambda_{\text{ст}}} \ln \left( \frac{D_{\text{н}}}{D} \right) + \frac{1}{\alpha_2 D_{\text{н}}} \frac{1}{2\lambda_{\text{из}}} \ln \frac{D_{\text{из}}}{D_{\text{н}}},$$

где  $\lambda_{\text{из}}$ ,  $D_{\text{из}}$  — теплопроводность и диаметр изоляции соответственно.

Совместное решение этих уравнений позволяет получить следующее выражение:

$$\frac{D_{\text{из}}}{D_{\text{н}}} = \frac{e^{2\lambda_{\text{из}} \left( \frac{\pi L}{Gr c_p \Pi_{\text{уп}}} - \frac{1}{\alpha_2 D_{\text{н}}} \right)}}{\left( \frac{D_{\text{н}}}{D_{\text{в}}} \right)^{\lambda_{\text{ст}}} \left[ \frac{t_{\text{н}} - t_0}{t_{\text{кр}} - t_0} \left( \frac{t_{\text{кр}} - t_0}{t_{\text{к}} - t_0} \right)^{\frac{\alpha_{1,т}}{\alpha_{1,л}}} \right] \frac{2\lambda_{\text{из}}}{\alpha_{1,т} D_{\Gamma} \Pi_{\text{уп}}}},$$

где  $Ш_{yn} = \ln \frac{t_n - t_o}{t_{кр} - t_o}$  приведенный параметр Шухова.

В качестве теплоизоляционного материала применяют стекловату, для которой коэффициент теплопроводности  $\lambda_{из} = 0,05 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{С})$ , тогда, подставляя в данную формулу числовые значения,

$$\frac{D_{из}}{D_n} = \frac{2.72 \cdot 2 * 0.05 \left( \frac{3.14 * 10 * 10^3}{300 * 915 * 2000 \ln \frac{80 - (-20)}{66.6 - (-20)} - \frac{1}{12.5 - 0.426}} \right)}{\left( \frac{0.426}{0.408} \right)^{\frac{0.05}{50}} \left[ \frac{80 - (-20)}{60 - (-20)} \left( \frac{60 - (-20)}{45 - (-20)} \right)^{\frac{41.8}{30}} \right] \frac{2 * 0.05}{41.8 * 0.408 \ln \frac{80 - (-20)}{66.6 - (-20)}}} = 1.08.$$

Откуда  $D_{из} = 1,08 \cdot 426 = 460 \text{ мм}$ .

Полученной формулой можно пользоваться и для случая, когда в трубопроводе один режим течения.

Приняв  $t_{кр} = t_n$ , получают формулу для определения необходимого диаметра изоляции для ламинарного режима, а при  $t_{кр} = t_k$  получают аналогичную формулу для турбулентного режима.

### Вопросы к практическому занятию

1. Коэффициенты теплоотдачи?
2. Формула для определения необходимого диаметра изоляции для ламинарного режима?
3. формула для определения необходимого диаметра изоляции для ламинарного режима?

## Практическое занятие 14

### ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ТРУБОПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ МНОГОФАЗНЫЕ ЖИДКОСТИ

**Цель:** изучить процессы, происходящие при транспортировании многофазных жидкостей.

#### Актуальность темы

Основной задачей при гидравлических расчетах трубопроводов, транспортирующих многофазные жидкости — двухфазные эмульсии и трехфазные смеси, — является определение перепадов давления. Однако помимо этого могут возникнуть задачи расчета трубопроводов на пропускную способность и определение необходимого диаметра.

#### Теоретическая часть

Для расчета трубопроводов, транспортирующих многофазные жидкости, удовлетворительные результаты дает методика А. И. Гужова и В. Ф. Медведева, разработанная ими для разрушенных неустойчивых эмульсий.

В промышленных условиях в связи с широким применением внутрискважинной и путевой деэмульсии мы имеем дело только с такими эмульсиями.

Порядок расчета трубопроводов, транспортирующих эмульсии, следующий.

1. Рассчитывают объемную долю дисперсной фазы в эмульсии

$$\beta_H = G_H / (G_H + G_B); \beta_B = G_B / (G_H + G_B), \quad (14.1)$$

для определения вида эмульсии: обратной В/Н или прямой Н/В. Наиболее плотная упаковка капель пластовой воды в эмульсии достигается при  $\beta_B = 0,741$  и дальнейшая концентрация этих капель приводит к инверсии фаз в эмульсии. Поэтому в расчетах принимают следующие критерии содержания дисперсной фазы:

$$\beta = \beta_B \text{ при } \beta_B \leq 0,741 \text{ и } \beta = \beta_H \text{ при } \beta_B > 0,741,$$

т. е. если  $\rho = \rho_B$ , то дисперсной фазой является вода, а дисперсионной средой — нефть, а если  $\beta = \beta_H$ , то наоборот.

При содержании дисперсной фазы  $0,524 < \beta_B < 0,741$  в эмульсиях проявляются неньютоновские свойства, транспортирование таких эмульсий сопряжено с большой затратой энергии. Поэтому расчеты ведутся для условий, когда содержание дисперсной фазы не превышает 0,524, и эмульсии транспортируют при турбулентном режиме. При содержании дисперсной фазы в эмульсии  $\beta_B \geq 0,741$  последняя, как правило, имеет ньютоновские свойства, и транспортирование ее может осуществляться при любом режиме.

2. Определяют плотность эмульсии — двухфазной — по одной из формул

$$\begin{aligned} \rho_э &= \rho_H(1 - \beta_B) + \rho_B \beta_B; \\ \rho_э &= \rho_H \beta_H + \rho_B \beta_B; \\ \rho_э &= \frac{\rho_H G_H + \rho_B G_B}{G_H + G_B} \end{aligned} \quad (14.2)$$

В этих формулах  $\rho_H, \rho_B$  — плотности нефти и воды соответственно, кг/м<sup>3</sup>;  $\beta_B$  — обводненность в долях единицы;  $G_H, G_B$  — объемные расходы нефти и воды, м<sup>3</sup>/с.

Плотность нефтегазоводяной смеси — трехфазной — определяют по расходным параметрам из следующей формулы:

$$\rho_B = \rho_c(1 - \beta)(1 - \beta_\phi) + \rho_\phi(1 - \beta)\beta_\phi + \rho_\Gamma \beta, \quad (14.3)$$

где  $\beta$  — расходное объемное газосодержание;  $\beta_\phi$  — объемная доля дисперсной фазы в эмульсии;  $\rho_c, \rho_\phi, \rho_\Gamma$  — соответственно плотность дисперсионной среды, дисперсной фазы и газа.

3. Рассчитывают динамическую вязкость эмульсии по формуле Бринкмана

$$\begin{aligned} \mu_э &= \mu_H / (1 - \beta)^{2,5} \text{ при } \beta = \beta_B < 0,524; \\ \mu_э &= \mu_B / (1 - \beta)^{2,5} \text{ при } \beta = \beta_B < 0,259. \end{aligned} \quad (14.4)$$

4. Находят кинематическую вязкость эмульсии

$$v_э = \mu_э / \rho_э. \quad (14.5)$$

5. Определяют среднюю скорость течения эмульсии в трубопроводе

$$v_3 = 4(G_H + G_B) / (\pi D^2). \quad (14.6)$$

6. Вычисляют число Рейнольдса

$$Re_3 = v_3 D / \nu_3 = v_3 D \rho_3 / \mu_3. \quad (14.7)$$

7. Рассчитывают коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_3 = \frac{0,3164}{(1+1,125\beta)Re_3^{0,25}}. \quad (14.8)$$

8. Определяют перепад давления на расчетной длине трубопровода

$$\Delta p = p_H - p_K = \lambda_3 \frac{l}{D} \frac{v_3^2}{2} \rho_3 \pm \Delta z \rho_3 \quad (14.9)$$

где  $\Delta z$  — разность геодезических отметок начальной и конечной точек трубопровода, м;  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

По данным таблицы 14.1 рассчитывают трубопроводы, транспортирующие разрушенные эмульсии.

Таблица 14.1. Данные к расчету задачи

Определяемые параметры	Исходные данные										
	$G_H$ , м <sup>3</sup> /с	$G_B$ , м <sup>3</sup> /с	$D$ , м	$l$ , м	$\Delta z$ , м	$\rho_H$ , кг/м <sup>3</sup>	$\rho_B$ , кг/м <sup>3</sup>	$\mu_H$ , мПа·с	$\mu_B$ , мПа·с	$\beta_B$	$\Delta P$ , мПа
I. Перепад давления $\Delta p$ , МПа	0,025	0,01	0,207	10000	-10	820	1020	5	1·10	—	—
II. Пропускная способность, $G_3$ , м <sup>3</sup> /с	—	—	0,259	12 000	20	840	1030	7	1,2·10	0,40	0,7
III. Диаметр трубопровода $D$ , м	0,0035	0,025	—	9000	-20	820	1030	4	1,1·10	—	0,4

I. Определение перепада давления.

1. Определяют объемную долю дисперсной фазы в эмульсии. Для чего предварительно рассчитывают содержание нефти и воды в эмульсии

$$\beta_H = \frac{G_H}{G_H + G_B} = \frac{0,025}{0,025 + 0,01} = 0,714;$$

$$\beta_B = \frac{G_B}{G_H + G_B} = \frac{0,01}{0,025 + 0,01} = 0,286.$$

Поскольку  $\beta_B < 0,741$ , то тип эмульсии обратный В/Н, дисперсной фазой является пластовая вода и ее объемная доля равна

$$\beta = \beta_B = 0,286.$$

2. Определяют плотность эмульсии по одной из формул (14.2)

$$\rho_3 = \rho_H \beta_H + \rho_B \beta_B = 820 \cdot 0,714 + 1020 \cdot 0,284 = 880 \text{ кг/м}^3.$$

3. Рассчитывают динамическую вязкость эмульсии по (14.4)

$$\mu_3 = \mu_H / (1 - \beta)^{2,5} = \frac{5 \cdot 10^{-3}}{(1 - 0,286)^{2,5}} * \frac{5 \cdot 10^{-3}}{0,714 * 10^{-6}} = 15,4 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

4. Находят кинематическую вязкость эмульсии

$$v_3 = \mu_3 / \rho_3 = \frac{15,4 * 10^{-3}}{800} = 17,4 * 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$$

5. Определяют среднюю скорость течения эмульсии в трубопроводе

$$v_3 = 4(G_H + G_B) / (\pi D^2) = 4(0,025 + 0,01) / 3,14 * 0,207 = 1,04 \text{ м/с}$$

6. Число Рейнольдса

$$Re_3 = \frac{v_3 D}{\nu_3} = 1,04 * 0,207 / (17,4 * 10^{-6}) = 12350.$$

7. Вычисляют коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_3 = \frac{0,3164}{(1 + 1,125\beta) Re_3^{0,25}} = \frac{0,3164}{(1 + 1,125 * 0,286) * 12350^{0,25}} = 0.023.$$

8. Определяют перепад давления на расчетной длине трубопровода

$$\Delta p = \lambda_3 \frac{l}{D} \frac{v_3^2}{2} \rho_3 \pm \Delta z \rho_3 = 0.023 \frac{10000}{0,207} \frac{1,04^2}{2} * 800 - 10 * 880 * 9,81 = 526000 + 86500 = 612500 \text{ Па} = 0,61 \text{ МПа}.$$

II. Расчет пропускной способности трубопровода

1. Определяют содержание дисперсной фазы в эмульсии

$$\beta = \beta_B, \text{ если } \beta_B < 0,524; \\ \beta = (1 - \beta_B), \text{ если } \beta_B > 0,741. \quad (14.10)$$

2. Рассчитывают плотность эмульсии

$$\rho_3 = \rho_H(1 - \beta_B) + \beta_B \rho_B. \quad (14.11)$$

3. Находят динамическую вязкость эмульсии

$$\mu_3 = \frac{\mu_H}{(1 - \beta)^{2,5}} \text{ при } \beta = \beta_B; \quad (14.12)$$

$$\mu_3 = \frac{\mu_B}{\beta^{2,5}} \text{ при } \beta = 1 - \beta_B. \quad (14.13)$$

4. Вычисляют кинематическую вязкость эмульсии по

$$\nu_3 = \mu_3 / \rho_3. \quad (4.14)$$

5. Определяют расход эмульсии. Для чего, подставляя в (14.9) вместо скорости эмульсии ее расход, а вместо коэффициента гидравлического сопротивления  $\lambda_3$  его значение из (4.8), получают

$$G_3 = 2.36 \left[ \frac{(\Delta p + \Delta z \rho_3 g)(1 + 1,125\beta)}{l \rho_3} \right]^{1/7} \frac{D^{19/7}}{\nu_3^{1/7}}. \quad (14.15)$$

6. Проверяют число Рейнольдса

$$Re_3 = v_3 D / \nu_3 = 4G_3 / (\pi D \nu_3). \quad (14.16)$$

Если  $Re_3$  находится в диапазоне  $2800 < Re_3 < 10^5$ , то расчет считается правильным. Если  $Re_3 < 2800$ , необходимо увеличить пропускную способность трубопровода.

Решение. 1. Для условий задачи содержание дисперсной фазы в эмульсии, согласно исходным данным таблицы 14.1,

$$\beta = \beta_B = 0,40.$$

2. Плотность эмульсии по (14.11)

$$\rho_3 = 840(1 - 0,40) + 1030 * 0,40 = 916 \text{ кг/м}^3.$$

3. Динамическая вязкость эмульсии по (14.12)

$$\mu_3 = 7 * 10^{-3} / (1 - 0,40)^{2,5} = 12,7 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

4. Определяют кинематическую вязкость эмульсии по (14.14)

$$\nu_3 = \mu_3 / \rho_3 = \frac{12,7 * 10^{-3}}{916} = 13,8 * 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

5. Определяют расход эмульсии по формуле (14.15)

$$G_3 = 2.36 \left[ \frac{(1 + 1,125 * 0,4)(7 * 10^5 + 20 * 916 * 9,81)}{12000 * 916} \right]^{\frac{4}{7}} \frac{0,259^{19/7}}{(13,8 * 10^{-6})^{(1/7)}}$$

$$= 2,36 * 0,291 * 0,127 = 0,0875 \text{ м}^3/\text{с}.$$

III. Расчет диаметра трубопровода.

В данной задаче порядок расчета до пятого пункта сохраняется прежним. Диаметр трубопровода определяют по формуле,

$$D = 0.741 v^{1/19} (G_H + G_B)^{7/19} \left[ \frac{l \rho_3}{(1 + 1,125 \beta)(\Delta p + \Delta z \rho_3 g)} \right]^{4/19} \quad (14.17)$$

полученной из уравнения (14.9), заменой в нем скорости эмульсии на ее расход и гидравлического сопротивления  $\lambda_3$  на (14.8).

Выбирают диаметр, ближайший по сортаменту к расчетному.

Проверяют число Рейнольдса по (14.16).

Если  $2800 < Re_3 < 105$ , то расчет следует считать правильным. Если  $Re_3 < 2800$ , то диаметр трубопровода необходимо уменьшить.

1. Для условий задачи определяют объемную долю дисперсной фазы в эмульсии. Для чего предварительно находят содержание воды в эмульсии

$$\beta_B = G_B / (G_H + G_B) = 0,025 / (0,0035 + 0,025) = 0,875.$$

Поскольку  $\beta_B > 0,741$ , то  $\beta = 1 - \beta_B = 1 - 0,875 = 0,125$ .

2. Рассчитывают плотность эмульсии

$$\rho_3 = 820 (1 - 0,875) + 1030 * 0,875 = 1002 \text{ кг/м}^3.$$

3. Определяют динамическую вязкость эмульсии

$$\mu_3 = \frac{\mu_B}{(1 - \beta)^{2,5}} = \frac{1,1 * 10^{-3}}{(1 - 0,125)^{2,5}} = \frac{1,1 * 10^{-3}}{0,875^{2,5}} = 1,54 \text{ мПа} * \text{с}.$$

4. Вычисляют кинематическую вязкость

$$\nu_3 = \mu_3 / \rho_3 = 1,54 * 10^{-3} / 1002 = 1,53 * 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$$

5. Находят диаметр трубопровода по (14.17)

$$D = 0.741 (1,53 * 10^{-6})^{1/19} (0,0035 + 0,025)^{7/19} \left[ \frac{9000 * 910}{(1 + 1,125 * 0,125)(4 * 10^5 - 20 * 910 * 9,81)} \right]^{4/19}$$

$$= 0,741 * 0,495 * 0,27 * 2,13 = 0,211 \text{ м}.$$

Принимают диаметр 0,207 м.

6. Проверяют число Рейнольдса

$$Re_3 = 4G_3 / (\pi D) = \frac{4 * 0,0285}{3,14 * 0,207 * 1,69 * 10^{-6}} = 10,4 * 10^4.$$

Так как  $2800 < Re_3 < 105$ , то расчет следует считать правильным

### Вопросы к практическому занятию

1. Как вычислить объемную долю дисперсной фазы в эмульсии?
2. Плотность эмульсии?
3. По какой формуле находится кинематическая вязкость?
4. Формула динамической вязкости?

## Практическое занятие 15 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛООБМЕННИКОВ

**Цель:** научиться выполнять тепловой и гидравлический расчет теплообменных аппаратов

### Актуальность темы

При сборе и подготовке тяжелых и вязких нефтей, на промыслах широко применяются теплообменники. Применение теплообменников требует от обслуживающего персонала умения рассчитывать процессы, происходящие в теплообменниках.

### Теоретическая часть

При сборе и подготовке тяжелых и вязких нефтей, а также нефтяных эмульсий обратного типа (В/Н) на промыслах широко применяются теплообменники.

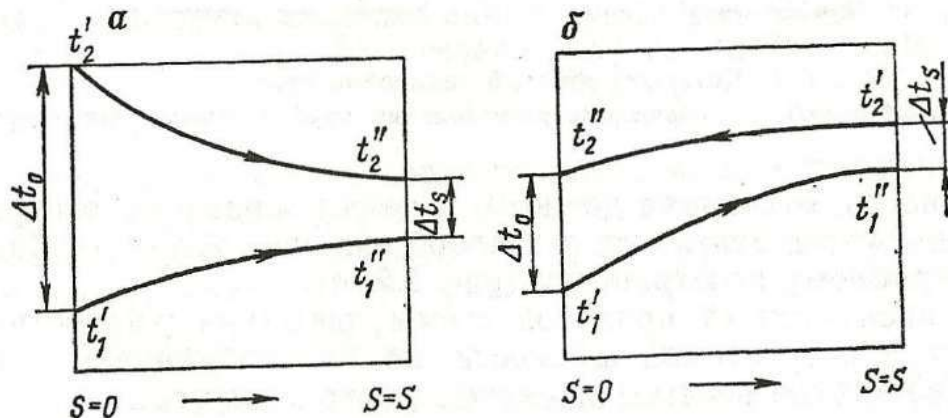
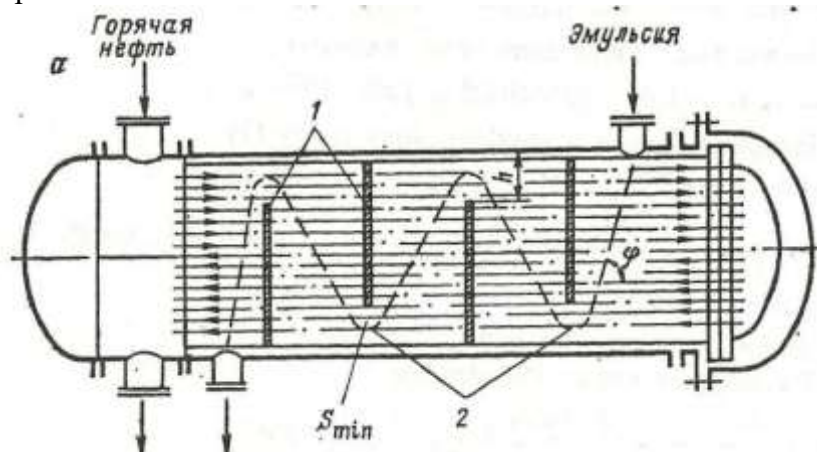


Рисунок 15.1 – Изменение температуры жидкости по длине теплообменника а – при прямотоке; б – при противотоке.

Технологический расчет теплообменных аппаратов включает тепловой и гидравлический расчеты, в результате которых определяют необходимую поверхность теплообмена, основные размеры аппарата и потери напора при движении потоков. В теплообменных аппаратах могут наблюдаться различные схемы движения потоков: прямоток, противоток (рис. 5.1), перекрестный и смешанные токи.

При выборе схемы потоков в теплообменнике предпочтение следует отдавать противотоку, позволяющему нагревать сырье до более высоких температур при меньшей поверхности нагрева.



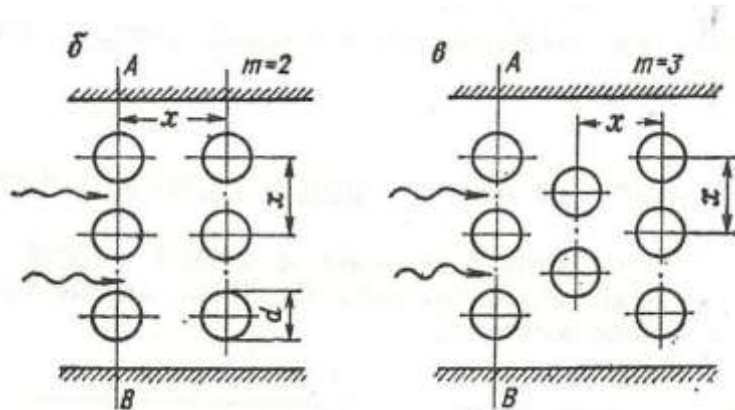


Рисунок 15.2 – Кожухотрубчатый теплообменник:

А – продольный разрез; б – коридорное расположение труб; в – шахматное расположение труб

Жидкость, отдающая теплоту, а также жидкость, воспринимающая ее, могут двигаться в теплообменниках как в трубках, так и по затрубному пространству (рисунок 15.2, а).

В зависимости от принятой схемы движения жидкости-теплоносителя и нагреваемой жидкости по теплообменнику тепловые и гидравлические расчеты его существенно меняются.

### Расчет кожухотрубчатых теплообменников при движении теплоносителя в межтрубном пространстве

Теплопередача от внешней поверхности теплообменных труб происходит в основном за счет конвекции. Движение потоков в межтрубном пространстве весьма сложно (рисунок 15.2, а): поток по отношению к трубам между перегородками 1 движется под некоторым углом; в вырезах 2, отверстиях и зазорах поток движется параллельно трубам.

При движении теплоносителя в межтрубном пространстве кожухотрубчатых теплообменников с сегментными перегородками коэффициент теплоотдачи рассчитывается из уравнений:

при  $Re \geq 1000$

$$Nu = 0,24 Re^{0,6} Pr^{0,36} (Pr/Pr_{ст})^{0,25} \quad (15.1)$$

при  $Re < 1000$

$$Nu = 0,34 Re^{0,5} Pr^{0,36} (Pr/Pr_{ст})^{0,25} \quad (15.2)$$

где  $Nu$  — параметр Нуссельта (3.73);  $Pr$ ,  $Pr_{ст}$  — параметр Прандтля, рассчитываемый при средней температуре теплоносителя и при температуре стенки соответственно.

За определяющий геометрический размер в критерии Рейнольдса уравнений (15.1) и (15.2) принимают наружный диаметр теплообменных труб. Скорость потока определяется для наименьшего сечения межтрубного пространства

$$\omega = G/S_{min}, \quad (15.3)$$

где для теплообменников с сегментными перегородками (рисунок 15.2)

$$S_{min} = \sqrt{S_{прод} S_{попер}}. \quad (15.4)$$

В (15.4)  $S_{прод}$  — минимальное продольное сечение при движении потока вдоль труб (разность между площадью поперечного сечения теплообменника и площадью, занятой сегментной перегородкой, за вычетом площади сечения, занятой п трубами);  $S_{попер}$  — минимальное поперечное сечение при движении потока поперек труб между двумя перегородками.

Для пучков труб, расположенных по прямому квадрату (см. рис. 15.2, б), площадь поперечного сечения определяют по формуле

$$S_{попер} = l(D - nd), \quad (15.5)$$

где  $l$  — расстояние между перегородками, м;  $D$  — внутренний диаметр аппарата, м;  $d$  —

наружный диаметр трубок, м.

Площадь поперечного сечения в пучке труб, расположенных по «повернутому» квадрату (рисунок 15.2, в), определяют по формуле

$$S_{\text{попер}} = [n_3(x - d) + \delta]h, \quad (15.6)$$

где  $n_3$  — число проходов между трубками 1-го и 2-го рядов по зигзагообразному периметру;  $x$  — расстояние между осями труб по стороне квадрата, м;  $\delta$  — расстояние от стенки корпуса до крайней трубы первого ряда;  $h$  — площадь выреза (сегмента) в перегородке, м<sup>2</sup>,

$$n_3 = n_1 + n_2 - 1.$$

Здесь  $n_1$  и  $n_2$  — число трубок в первом и втором рядах.

### Расчет кожухотрубчатых теплообменников при движении теплоносителя по трубкам

Для большинства теплообменников теплообмен в трубном пространстве осуществляется за счет конвекции при продольном омывании поверхности теплообмена потоком.

### Расчет потерь давления в теплообменных аппаратах

В межтрубном пространстве гидравлическое сопротивление можно рассчитать по формуле

$$\Delta p_{\text{мтп}} = \sum \zeta_{\text{мтп}} \frac{\omega_{\text{мтп}}^2}{2} \rho_{\text{мтп}}.$$

Скорость жидкости в межтрубном пространстве определяют из выражения

$$\omega_{\text{мтп}} = G_{\text{мтп}} / (S_{\text{мтп}} \rho_{\text{мтп}})$$

где  $S_{\text{мтп}}$  — самое узкое сечение межтрубного пространства (в сечении АВ)  $\rho_{\text{мтп}}$  — плотность жидкости в межтрубном пространстве;  $G_{\text{мтп}}$  — расход жидкости в межтрубном пространстве.

Коэффициенты местных сопротивлений потоку, движущемуся в межтрубном пространстве:

$$\zeta_{\text{мтп1}} = 1,5 \text{ — вход и выход жидкости;}$$

$$\zeta_{\text{мтп2}} = 1,5 \text{ — поворот через сегментную перегородку;}$$

$$\zeta_{\text{мтп3}} = \frac{3m}{Re_{\text{мтп}}^{0,2}} \text{ — сопротивление пучка труб}$$

$$Re_{\text{мтп}} = \frac{G_{\text{мтп}} d}{S_{\text{мтп}} \mu_{\text{мтп}}}$$

$m$  — число рядов труб, преодолеваемых потоком теплоносителя.

Таким образом, расчетная формула для определения гидравлического сопротивления в межтрубном пространстве имеет вид

$$\Delta p_{\text{мтп}} = \frac{3m(x+1)}{Re_{\text{мтп}}^{0,2}} \frac{\rho_{\text{мтп}} \omega_{\text{мтп}}^2}{2} + x 1,5 \frac{\rho_{\text{мтп}} \omega_{\text{мтп}}^2}{2} + 3 \frac{\rho_{\text{мтп}} \omega_{\text{мтп}}^2}{2}, \quad (15.7)$$

где  $x$  — число сегментных перегородок;  $\omega_{\text{мтп}}^2$  — скорость теплоносителя в штуцерах.

**Гидравлические потери давления при движении жидкости в трубках определяются по известной формуле Дарси-Вейсбаха**

$$\Delta p_{\text{тр}} = n_x \lambda \frac{l}{d} \frac{\vartheta^2}{2} \rho n_{\text{т}}, \quad (15.8)$$

а местные сопротивления по формуле

$$\Delta p_{\text{см}} = \left( \sum \zeta \frac{\vartheta^2}{2} \rho \right) n_{\text{т}}, \quad (15.9)$$

где  $n_x$  — число ходов в трубках;  $n_{\text{т}}$  — число теплообменников при последовательном включении;  $\lambda$  — коэффициент сопротивления трения;  $l$  — длина трубок, м;  $\vartheta$  — скорость потока, м/с;  $\rho$  — плотность потока при средней температуре, кг/м<sup>3</sup>;  $\zeta$  — коэффициент местных сопротивлений, принимаемый из таблицы 15. 1.

Таблица 15.1 — Значение коэффициентов местных сопротивлений

Местные сопротивления	
Вход и выход камеры	1.5
Поворот между ходами на 180°	2,5
Поворот на 180° через колено из аппарата в Аппарат	2.0

### Определение поверхности теплообмена в теплообменниках

Поверхность теплообмена в теплообменниках, работающих в стационарном режиме, определяют по формуле

$$S = Q / (K \Delta t_{cp}), \quad (15.10)$$

где  $Q$  — количество теплоты, переданное в единицу времени через поверхность  $S$ , Вт.

Для теплообменников с цилиндрическими стенками применяется уравнение

$$Q = \frac{2\pi n l \Delta t_{cp}}{\frac{1}{\alpha_1 r_1} + \sum_{i=1}^{i=n} \frac{\delta_i}{\lambda_i r_{icp}} + \frac{1}{\alpha_2 r_2}} = K S \Delta t_{cp}, \quad (15.11)$$

где  $l$  — длина трубки теплообменника, м;  $n$  — число параллельно работающих труб;  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  — коэффициенты теплоотдачи с внутренней и наружной стороны трубы, Вт/(м<sup>2</sup>·°С);  $r_1$  и  $r_2$  — внутренний и наружный радиусы трубы, м;  $\delta_i$  — толщина  $i$ -го слоя, м;  $\lambda$  — теплопроводность  $i$ -го слоя, Вт/(м<sup>2</sup>·°С);  $r_{icp}$  — средний логарифмический радиус  $i$ -го слоя, м;  $K$  — коэффициент теплопередачи, отнесенный к поверхности  $S$ , Вт/(м<sup>2</sup>·°С);  $S = \pi d n l$  — общая поверхность теплопередачи, м<sup>2</sup>;  $d$  — наружный диаметр трубы.

Количество переданной теплоты  $Q$  определяют из теплового баланса (рисунок 15.1)

$$Q = G_1 c_{p1} (t_1'' - t_1') = G_2 c_{p2} (t_2'' - t_2'). \quad (15.12)$$

где  $c_{p1}$  и  $c_{p2}$  — удельная теплоемкость жидкостей 1 и 2, Дж/(кг·°С);  $t_1'$  — начальная температура нагреваемой жидкости, °С;  $t_1''$  — конечная температура нагреваемой жидкости, °С;  $t_2'$  — начальная температура охлаждаемой жидкости, °С;  $t_2''$  — конечная температура охлаждаемой жидкости, °С.

Средний температурный напор, входящий в (15.11), при прямотоке или противотоке определяют как средний логарифмический

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_0 - \Delta t_s}{2,31 \lg \frac{\Delta t_0}{\Delta t_s}}, \quad (15.13)$$

где  $\Delta t_0$  и  $\Delta t_s$  — разности температур жидкостей на обоих концах теплообменника (рисунок 15.1). При прямотоке  $\Delta t_0 = t_2' - t_1'$ ,  $\Delta t_s = t_2'' - t_1''$  при противотоке  $\Delta t_0 = t_2'' - t_1'$ ,  $\Delta t_s = t_2' - t_1''$ .

Если  $\Delta t_0 / \Delta t_s < 2$ , то вместо среднего логарифмического температурного напора можно использовать средний арифметический.

Уравнение теплового баланса теплообменника, через который протекает нефтяная эмульсия и безводная горячая нефть, имеет следующий вид:

$$G_1 c_{p1} (t_2' - t_2'') = [G_2 c_{p2} (t_1'' - t_1') + G_3 c_{p3} (t_1'' - t_1')]: \eta \quad (15.14)$$

где  $G_1$  и  $G_2$  — соответственно количество поступающей в теплообменник безводной (горячей) и обводненной нефти (холодной), кг/ч;  $G_3$  — количество поступающей пластовой воды вместе с нефтью, кг/ч;  $c_{p1}$ ,  $c_{p2}$ ,  $c_{p3}$  — удельные теплоемкости соответственно горячей, холодной нефти и пластовой воды, Дж/(кг·°С);  $t_1'$  — температура эмульсии при входе в теплообменник, °С;  $t_2'$  — температура безводной (горячей) нефти при входе в теплообменник, а  $t_2''$  — температура этой нефти при выходе из теплообменника, °С;  $t_1''$  — температура эмульсии, нагреваемая в теплообменнике (неизвестная), °С;  $\eta$  — к. п. д. теплообменника.

Формулу (15.14) можно представить так:

$$G_1 c_{p_1} (t_2' - t_2'') = G_3 c_{p_3} (t_1'' - t_1'): \eta, \quad (15.15)$$

а удельную теплоемкость эмульсии так:

$$c_{p_3} = c_{p_H} + B(c_{p_B} - c_{c_H}), \quad (15.16)$$

где  $B$  — содержание воды в эмульсии;  $c_{p_H}$  и  $c_{p_B}$  — соответственно удельная теплоемкость нефти и воды, Дж/(кг · °С);  $G_3$  — массовый расход эмульсии, кг/ч.

Задача 15.1. Определить длину теплообменника для нагревания  $G_1 = 15000$  кг/ч раствора от температуры  $t_1' = 15^\circ\text{C}$  до  $t_1'' = 90^\circ\text{C}$ . Удельная теплоемкость раствора  $c_p = 4050$  Дж/(кг · °С). Для нагревания используется  $G_2 = 34\,000$  кг/ч парового конденсата при температуре  $t_2' = 120^\circ\text{C}$ . Теплообменник имеет 109 труб диаметром  $25 \times 2$  мм. В межтрубном пространстве установлены перегородки. Коэффициенты теплоотдачи: для раствора, движущегося по трубкам,  $\alpha_1 = 520$  Вт/(м<sup>2</sup> · °С), для конденсата, движущегося в межтрубном пространстве,  $\alpha_2 = 2300$  Вт/(м<sup>2</sup> · °С); теплопроводность стенки труб  $\lambda_{ст} = 45$  Вт/(м · °С), толщина слоя отложений на стенках труб  $\delta_{отл} = 0,4$  мм, а их теплопроводность  $\lambda_{отл} = 1,5$  Вт/(м · °С).

Решение. Количество теплоты, передаваемой в единицу времени,

$$Q = G_2 c_{p_1} (t_1'' - t_1') = \frac{15000}{3600} 4050 (90 - 15) = 1,27 \text{ МВт.}$$

Конечную температуру греющего агента определяют из уравнения

$$G_2 c_{p_2} (t_2' - t_2''),$$

откуда

$$t_2'' = 120 - \frac{1,27 \cdot 10^6}{\frac{34000}{3600} 4200} = 88^\circ\text{C}.$$

Так как конечная температура греющего агента меньше конечной температуры нагреваемой жидкости, должен быть предусмотрен противоток.

Изменение температуры

$$\begin{array}{c} t_1' = 15 \quad t_1'' = 90^\circ\text{C} \\ \xrightarrow{\hspace{1.5cm}} \\ t_2'' = 88 \quad t_2' = 120^\circ\text{C} \\ \xleftarrow{\hspace{1.5cm}} \end{array}$$

Средний температурный напор

$$\Delta t_{cp} = \frac{(88 - 15) - (120 - 90)}{2,303 \lg \frac{88 - 15}{120 - 90}} = 48^\circ\text{C}.$$

Длина теплообменника, согласно (15.11),

$$l = \frac{\frac{1}{\alpha_1 r_1} + \frac{\delta_{отл}}{\lambda_{отл} r_{ср\ отл}} + \frac{\delta_{тр}}{\lambda_{ст} r_{ср\ ст}} + \frac{1}{\alpha_2 r_2}}{2\pi n \Delta t_{cp}}$$

Подставляя в данное уравнение числовые значения величин: внутренний радиус трубы  $r_1$  и  $r_2$  — наружный радиус трубы;  $r_{ср\ отл}$  и  $r_{ср\ ст}$  — средние радиусы отложений и стенки трубы, определим длину теплообменника

$$l = 1,27 \cdot 10^6 \frac{1}{520 \cdot 0,0101} + \frac{0,0004}{1,5 \cdot 0,0103} + \frac{0,002}{45 \cdot 0,0115} + \frac{1}{2300 \cdot 0,125} = 9,8 \text{ м}$$

Задача 15.3. Определить поверхность противоточного теплообменника, в котором 3000 кг/ч горячей нефти охлаждается от 100 до 25 °С холодной жидкостью, нагреваемой от 20 до 40 °С. При этом известно, что коэффициент теплопередачи следующим образом изменяется с температурой нефти:

$T, ^\circ\text{C}$ .....	1000	80	60	40	30	25
$K, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ .....	354	350	342	308	232	166

Удельная теплоемкость нефти 1670 Дж/(кг·°С).

Решение. По условию задачи коэффициент теплопередачи сильно меняется вдоль поверхности теплообмена, поэтому среднюю логарифмическую разность температур, определяемую по (15.12), применять нельзя.

Используют уравнение теплопередачи в дифференциальной форме

$$Gc_p dT = -K(T - t)dS,$$

откуда

$$S = Gc_p \int_{T_H}^{T_K} \frac{dT}{K(T - t)} = Gc_p \int_{T_K}^{T_H} \frac{dT}{K(T - t)},$$

где  $T$  и  $t$  — соответственно температура горячей и холодной жидкости. Интеграл решают графическим путем. Для этого предварительно находят данные, необходимые для построения графика с осью ординат  $1/K(T - t)$  и осью абсцисс — температурой горячей нефти  $T$ . Сначала из уравнения теплового баланса

$$Gc_p(T_H - T) = G_x c_{px}(t_K - t_H)$$

определим

$$\frac{Gc_p}{G_x c_{px}} = \frac{t_K - t_H}{T_H - T_K} = \frac{40 - 20}{100 - 25} = 0,267.$$

Следовательно

$$t = t_K - \frac{Gc_p}{G_x c_{px}}(T_H - T) = 40 - 0,267(100 - T).$$

Задаваясь значениями  $T$ , находим по этому уравнению соответствующие температуры холодной жидкости  $t$  (таблица 15.2).

Таблица 15.2 – Соответствующие температуры холодной жидкости

$T, ^\circ\text{C}$	$t, ^\circ\text{C}$	$T-t, ^\circ\text{C}$	$K,$ Вт/(м·°С)	$\frac{1}{K(T-t)} 10^4,$ м <sup>2</sup> /Вт
100	40,0	60,0	354	0,47
80	34,7	45,3	350	0,63
60	29,3	30,7	342	0,95
40	24,0	16,0	308	2,30
30	21,3	8,7	232	4,96
25	20,0	5,0	166	12,07

Таблица 5.3 – Соответствующие температуры

$T, ^\circ\text{C}$	$n$	$y = \frac{1}{K(T-t)} 10^4,$ м <sup>2</sup> /Вт	$T, ^\circ\text{C}$	$n$	$y = \frac{1}{K(T-t)} 10^4,$ м <sup>2</sup> /Вт
25	0	12,07	70	6	0,74
32,5	1	3,85	77,5	7	0,65
40	2	2,30	85	8	0,58
47,5	3	1,60	92,5	9	0,50
55	4	1,13	100	10	0,47
62,5	5	0,85			

По данным таблицы 15.2 строим график, рисунок 15.3. Площадь под графиком  $S = \int_{T_K}^{T_H} \frac{dT}{K(T-t)},$

определяют приближенно по формуле трапеций

$$S = \frac{T_H - T_K}{n} \left( \frac{y_0 + y_n}{2} + y_1 + y_2 + \dots + y_{n-1} \right).$$

Принимают  $n = 10$  и составляют таблицу 5.3, взяв из графика значения ординат  $y$ . Затем находят

$$S = \frac{T_H - T_K}{n} \left( \frac{y_0 + y_n}{2} + \sum_1^n y \right) = \frac{100 - 25}{2} \left( \frac{12.07 + 0.47}{2} + 12.2 \right) \times 10^{-4} = 138 \times 10^{-4} \text{ м}^2 \cdot \text{°C/Вт}$$

Требуемая площадь поверхности теплообмена

$$S = G c_p \int_{T_K}^{T_H} \frac{dT}{K(T-t)} = \frac{3000}{3600} 1.67 \times 10^3 \times 138 \times 10^{-4} = 19.2 \text{ м}^2$$

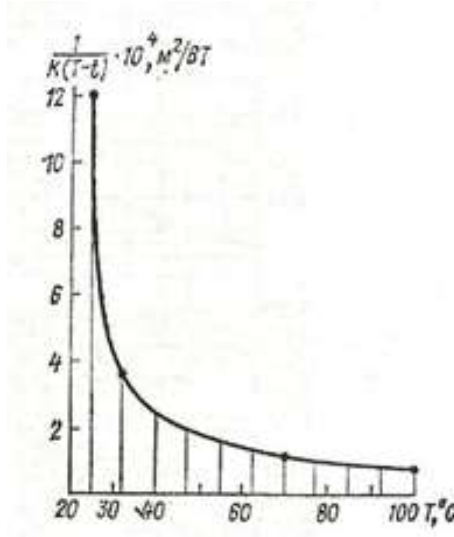


Рисунок 15.3 –

Площадь под  
планиметром,  $S = 18,9$   
Для сравнения  
поверхность  
коэффициенте теплопередачи и средней логарифмической разности температур, определяемой по (15.12),

Интегральная кривая

кривой, определенной  
 $\text{м}^2$ .  
рассчитывают требуемую  
теплообмена при постоянном

$$\Delta t_{cp} = 60 \text{ °C} \quad \Delta t_k = 5 \text{ °C} \quad \Delta t_{cp} = \frac{60-5}{2,303 \lg \frac{60}{5}} = 22 \text{ °C}$$

$$T_{cp} = t_{cp} + \Delta t_{cp} = 30 + 22 = 52 \text{ °C}$$

Таблица 15.4 – Результаты определения температуры начала конденсации углеводородов (точки росы) методом подбора

Компоненты	Молярная доля компонентов при принятой температуре, °C		
	50	60	57
$C_3H_8p_1$	$\frac{0,2 * 0,2}{1,89} = 0,021$	0,0191	0,020
$i-C_4H_{10}p_2$	$\frac{0,2 * 0,1}{0,75} = 0,027$	0,0221	0,025
$C_4H_{10}p_3$	$\frac{0,2 * 0,3}{0,50} = 0,121$	0,0800	0,085
$i-C_5H_{12}p_4$	$\frac{0,2 * 0,4}{0,20} = 0,383$	0,2760	0,316
$C_5H_{12}p_5$	$\frac{0,2 * 0,55}{0,18} = 0,640$	0,5500	0,550
	$\Sigma 1,192 > 1$ температура мала	$\Sigma 0,9472 < 1$ температура высока	$\Sigma 0,996 \cong 1$ $t = 57 \text{ °C}$

Расход передаваемой теплоты

$$Q = \frac{3000}{3600} * 1,67 * 10^3 (100 - 25) = 104500 \text{ Вт.}$$

Площадь поверхности теплообмена

$$S = Q / (K \Delta t_{cp}) = 104500 / (329 * 22) = 14,3 \text{ м}^2$$

Как видим, расчет по данному методу дает большую погрешность (7,55%) в сторону уменьшения требуемой поверхности теплопередачи.

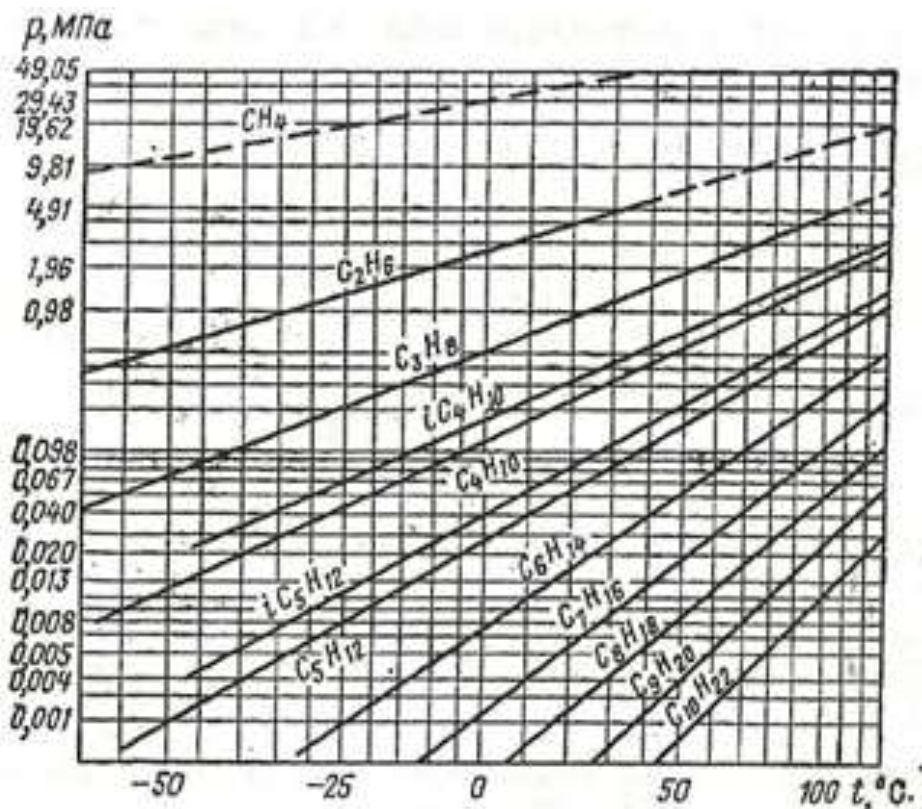


Рисунок 15.4 – Зависимость давления насыщения паров нормальных метановых углеводородов от температуры

### Вопросы к практическому занятию

1. Для чего применяются теплообменники?
2. Что подразумевает расчет теплообменных аппаратов?
3. Как определить поверхность теплообмена в теплообменниках?
4. Что такое конвекция?
5. Какие вы знаете схемы движения потоков в теплообменных аппаратах?

## Практическое занятие 16

### ВЫДЕЛЕНИЕ КОНДЕНСАТА ИЗ НЕФТЯНОГО ГАЗА

**Цель:** научиться определять условия, при которых конденсат выделяется из нефтяного газа

#### Актуальность темы

В условиях Крайнего Севера, где температура воздуха достигает минус 30—40°С и держится довольно продолжительное время (230—250 дней), рационально использовать ее для охлаждения нефтяного газа и выделения из него конденсата (C<sub>3</sub>+высшие), идущего на местные нужды или на ГПЗ.

#### Теоретическая часть

Конденсат из нефтяного газа выделяется в конденсаторах, которые по конструкции не отличаются от обычных теплообменников. В тепловом расчете этих аппаратов учитывают изменение температуры конденсации и состав пара в этом процессе. В результате избирательной конденсации состав пара, а также температура конденсации изменяются по длине конденсатора, что значительно усложняет расчет. Температура пара изменяется в таком процессе от начальной температуры конденсации  $t_{нк}$  (точки росы), до температуры кипения жидкости, состав которой соответствует составу пара в начале конденсации (последняя порция конденсируемого пара находится в равновесии с жидкостью, образующейся при конденсации всего количества пара).

Для смеси углеводородных газов, находящихся под давлением, не превышающем 1 МПа, начальную температуру конденсации можно определять по графикам для индивидуальных углеводородов, используя соотношение

$$\sum_{i=1}^n \frac{pN_{igr}}{p_i} = 1 \quad (16.1)$$

где  $n$  — число компонентов;  $p$  — общее давление, при котором происходит конденсация;  $p_i$  — давление паров  $i$ -го компонента при температуре конденсации  $N_{igr}$  — молярная доля  $i$ -го компонента в паре в начале конденсации.

У индивидуальных углеводородов в чистом виде, а также в их смеси при  $p \leq 1$  МПа упругость паров — функция только температуры.

Температуру конденсации  $t_{нк}$  определяют на основании (16.1) методом последовательных приближений, используя рисунок 15.4.

Состав полученного конденсата находят из соотношения

$$N_{ijk} = pN_{igr}/p_i \quad (16.2)$$

Аналогично температуру кипения  $t_{кип}$  определяют на основании (16.1), при которой удовлетворяется соотношение

$$p = \sum_{i=1}^n p_i N_{igr} \quad (16.3)$$

Потребную поверхность теплообмена рассчитывают по (5.10) или (5.11).

Количество переданной теплоты определяют из теплового баланса

$$Q = \sum_{i=1}^n GN_{igr}(H_i'' - H_i') = G_1 c_{p1}(t_1'' - t_1'), \quad (16.4)$$

где  $G$  — общий расход пара, моль/с;  $N_{igr}$  — молярная доля  $i$ -го компонента в исходной смеси;  $H_i''$  — энтальпия  $i$ -го компонента в паровой фазе при температуре конденсации  $t_{конд}$ , Дж/моль;  $H_i'$  — энтальпия  $i$ -го компонента в жидкой фазе при температуре кипения  $t_{кип}$ , Дж/моль;  $G_1$  — расход охлаждающего агента, кг/с;  $c_{p1}$  — удельная теплоемкость охлаждающего агента, Дж/(кг · °С);  $t_1', t_1''$  — начальная и конечная температуры охлаждающего агента, °С.

Задача 16.1. В конденсаторе при давлении 0,2 МПа конденсируется смесь паров следующего молярного состава (в долях): пропан  $N_{C_3H_8} = 0,2$ ; изобутан  $N_{i-C_4H_{10}} = 0,1$ ; бутан

$N_{C_4H_{10}} = 0,3$ ; изопентан  $N_{iC_5H_{12}} = 0,4$ ; пентан  $N_{C_5H_{12}} = 0,55$ . Пары поступают из сепараторов второй ступени и конечного сепаратора при температуре насыщения. Одноходовой конденсатор имеет 160 трубок диаметром  $25 \times 2$  и длиной  $l = 3000$  мм. Диаметр кожуха конденсатора  $D = 700$  мм.

Для охлаждения нефтяного газа в межтрубное пространство подается воздухоподувкой холодный воздух с начальной температурой  $t_n = -30$  °С и конечной  $t_k = 15$  °С. Объемный расход воздуха при нормальных условиях ( $0$  °С и  $p = 101325$  Па) составляет  $V = 10000$  м<sup>3</sup>/ч. По трубкам протекает охлаждаемый газ. Конденсатор установлен вертикально. Плотность воздуха при нормальных условиях  $\rho_B = 1,293$  кг/м<sup>3</sup>.

Определить максимальное количество пара, которое можно сконденсировать в данном конденсаторе.

Решение. Устанавливают температурный интервал конденсации паров: начало конденсации  $t_{нк} = 50$  °С, конец конденсации  $t_{кк}$  неизвестен.

Изменение давления паров чистых углеводородов в зависимости от температуры определяют по рисунку 15.4. Используют метод подбора.

Выбирают температуру конденсации, которой соответствует давление паров.

Для указанного выше состава углеводородных газов при температуре  $50$  °С имеем:  $p_1 = 1,9$  МПа;  $p_2 = 0,75$  МПа;  $p_3 = 0,5$  МПа;  $p_4 = 0,2$  МПа;  $p_5 = 0,1$  МПа.

$$\sum_{i=1}^5 \frac{p N_{igr}}{p_i} = \left( \frac{0,2}{1,9} + \frac{0,1}{0,7} + \frac{0,3}{0,5} + \frac{0,4}{0,2} + \frac{0,55}{0,18} \right) 0,2 = 1,21 > 1.$$

Таким образом, принятая температура мала. Результаты решения сведены в таблице 15.4.

Примем конец конденсации смеси при температуре  $t_{кк} = 55$  °С. Тогда

$$p = \sum_{i=1}^5 p_i N_{igr} = 1,96 \cdot 0,2 + 0,8 \cdot 0,1 + 0,6 \cdot 0,3 + 0,25 \cdot 0,4 + 0,18 \cdot 0,55 = 0,851 \text{ МПа.}$$

Решение получим методом подбора (таблица 16.1) или графическим способом (рисунок 15.4).

Для определения среднего температурного напора необходимо знать конечную температуру холодного воздуха, которая неизвестна.

Принимаем конечную температуру воздуха  $t_1'' = 15$  °С.

Таблица 16.1 – Результаты определения температуры конца конденсации методом подбора

Компоненты	Парциальные давления компонентов при принятой температуре, °С		
	40	50	55
$C_3H_8$	$1,60 \cdot 0,2 = 0,32$	$1,90 \cdot 0,2 = 0,38$	0,40 0,39
$i-C_4H_{10}$	$0,60 \cdot 0,1 = 0,06$	$0,75 \cdot 0,1 = 0,07$	0,07 0,08
$C_4H_{10}$	$0,40 \cdot 0,3 = 0,12$	$0,50 \cdot 0,3 = 0,15$	0,18 0,18
$i-C_5H_{12} p_4$	$0,17 \cdot 0,4 = 0,07$	$0,21 \cdot 0,4 = 0,08$	0,02 0,10
$C_5H_{12}$	$0,11 \cdot 0,55 = 0,06$ $\Sigma 0,63$ < 0,86 температура мала	$0,17 \cdot 0,55 = 0,09$ $\Sigma 0,77$ < 0,86 температура мала	0,10 0,10 $\Sigma 0,85 \approx 0,86$ $t_{кк} = 55$ °С

Изменение температуры (для противотока)

$$t_{кк} = 55 \leftarrow t_{нк} = 57 \quad \Delta t_0 = 55 - (-30) = 85$$

$$t_1' = -30 \rightarrow t_1'' = +15 \quad \Delta t_s = 57 - 15 = 42$$

Средний температурный напор определяют как средний логарифмический по

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_0 - \Delta t_s}{2,31 \lg \frac{\Delta t_0}{\Delta t_s}} = \frac{85 - 42}{2,3 \lg \frac{88}{42}} = 59^\circ\text{C}$$

Определяют коэффициенты теплоотдачи. Для этого предварительно рассчитывают массовый расход воздуха

$$G = \frac{V\rho_0}{\tau} = \frac{10000 * 1.293}{8600} = 3.58^\circ\text{C кг/с}$$

Средняя логарифмическая температура

$$\Delta t_{cp} = \frac{55 - (-30) - (57 - 15)}{2,31 \lg \frac{55 - 30}{57 - 15}} = \frac{43}{2,3 \lg \frac{85}{42}} = 57^\circ\text{C}$$

Средняя температура воздуха

$$t_{cp} = t_{кк} - \Delta t_{cp} = 55 - 57 = -2.$$

Плотность воздуха при средних рабочих условиях

$$\rho = \rho_0 \frac{pT_0}{p_0T} = 1.293 \frac{810 + 2.73}{760(273 - 2)} = 1.37 \text{ кг/м}^3.$$

Объемный расход воздуха при средних рабочих условиях:

$$V = G/\rho = 3,58/1,37 = 2,61 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Эквивалентный диаметр кожухотрубчатого конденсатора

$$d_{\text{экв}} = \frac{4S}{\Pi} = \frac{4 \left( \frac{\pi D^2}{4} - n \frac{\pi d^2}{4} \right)}{\pi D + n\pi d} = \frac{D^2 - nd^2}{D + nd} = \frac{700^2 - 160 * 25^2}{700 + 160 * 25} = 83 \text{ мм}.$$

Определим площадь сечения затрубного пространства, где проходит воздух,

$$S = \frac{\pi D^2}{4} - \frac{n\pi d^2}{4} = 0,785 \cdot 0,7^2 - 160 \cdot 0,785 \cdot 0,025^2 = 0,308 \text{ м}^2.$$

Скорость воздуха в межтрубном пространстве

$$w_B = v/S = 2,89/0,308 = 9,4 \text{ м/с}.$$

Критерий Рейнольдса для воздуха при  $55^\circ\text{C}$

$$Re = w_B d_{\text{экв}} \rho / \mu = 9,4 \cdot 0,083 \cdot 1,24 / 0,02 \cdot 10^{-3} = 48\,500$$

где  $\mu = 0,02 \text{ мПа} \cdot \text{с}$  — динамическая вязкость воздуха при  $t = 55^\circ\text{C}$ .

Режим движения турбулентный, поэтому воспользуемся формулой

$$Nu = 0,018 Re^{0,8} = 0,018 \cdot 485000^{0,8} = 100,9.$$

Следовательно

$$\alpha_2 = \frac{Nu\lambda}{d_{\text{экв}}} = \frac{100,9 \cdot 0,0284}{0,083} = 34,5 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{C)}.$$

где  $\lambda = 0,0284 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{C)}$  — коэффициент теплопроводности воздуха при  $55^\circ\text{C}$ .

Принимают коэффициент теплоотдачи  $\alpha_1$  от газа к стенке равным  $800 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{C)}$ , а теплопроводность стенки трубы  $\lambda_{\text{ст}} = 45 \text{ Вт/(м} \cdot ^\circ\text{C)}$ .

Количество переданной теплоты определяют по

$$Q = \frac{2\pi n l \Delta t_{cp}}{\frac{1}{\alpha_1 r_1} + \frac{\delta_{\text{тр}}}{\lambda_{\text{ст}} r_{\text{сртр}}} + \frac{1}{\alpha_2 r_2}} = \frac{2 * 3,14 * 160 * 3 * 57}{\frac{1}{800 * 0,0105} + \frac{0,002}{45 * 0,0115} + \frac{1}{34,5 * 0,0125}} = 73 \text{ кВт}$$

Проверяют конечную температуру воздуха по уравнению теплового баланса

$$Q = G_1 c_{p_1} (t_1'' - t_1'),$$

$$t_1'' = -30 + \frac{73000}{\frac{10000}{3600} \cdot 1,37 * 1050} = 12,^\circ\text{C}$$

Так как эта температура близка к принятой ( $15^\circ\text{C}$ ), то вычисленное количество переданного тепла считают правильным.

Количество конденсирующего пара (Дж/моль) определяют из теплового баланса.

$$Q = \Sigma G N_{\text{г}} (H'' - H').$$

Энтальпия компонентов приведена ниже [21].

Пар		Жидкость
Пропан.....	$4,2 \cdot 10^4$	$2,3 \cdot 10^4$
Изобутан .....	4,4 $\cdot 10^4$	$2,8 \cdot 10^4$
Бутан.....	$4,9 \cdot 10^4$	$3,2 \cdot 10^4$
Изопентан.....	$6,1 \cdot 10^4$	$4,5 \cdot 10^4$
Пентан	$6,5 \cdot 10^4$	$4,7 \cdot 10^4$

Подставив их значение в предыдущее уравнение, получим то количество пара, которое может быть сконденсировано в единицу времени.

$$G = \frac{73000}{0.2(4.2 - 2.3)10^4 + 0.1(4.4 - 2.8)10^4 + 0.3(4.9 - 3.2) \times 10^4 + 0.4(6.1 - 4.5)10^4 + 0.55(6.5 - 4.7)10^4} = 2.74 \text{ моль/с}$$

$$= \frac{2.74 * 100.4}{1000} = 0.274 = 23500 \text{ кг/сут}$$

где  $M_{cp} = 0,2 \cdot 44 + 0,1 \cdot 58 + 0,3 \cdot 58 + 0,4 \cdot 72 + 0,55 \cdot 72 = 100,4$  г/моль – средняя молекулярная масса смеси паров.

#### Вопросы к практическому занятию

1. В каких аппаратах выделяется конденсат из нефтяного газа?
2. Как определить количество переданной теплоты?
3. По какой формуле можно определить среднюю молекулярную массу смеси паров?

## Практическое занятие 17

### РАСЧЕТ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ГРАВИТАЦИОННОГО СЕПАРАТОРА

**Цель:** Изучить процессы, происходящие в гравитационном сепараторе

**Актуальность**

Расчет пропускной способности гравитационного сепаратора необходим для определения эффективности сепарации

**Теоретическая часть**

Эффективность процесса сепарации зависит от степени очистки нефтяного газа от капельной жидкости и жидкости от газа, что характеризуется: коэффициентами уноса жидкости потоком газа  $K_{жс}$ , газа потоком жидкости  $K_{гс}$ , предельной средней скоростью газа в свободном сечении сепаратора  $V_{г, max}$  и времени задержки жидкости в сепараторе  $t_3$ . Коэффициентами уноса жидкости и газа и показатели совершенства сепараторов  $V_{г, max}$  и  $t_3$  зависят от физико-химических свойств нефти и нефтяного газа, их расходов, рабочих давлений и температур, способности нефти к вспениванию, уровня жидкости в сепараторе, конструктивных особенностей сепаратора.

Коэффициентами уноса жидкости и газа определяются по формулам:

$$K_{жс} = q_{жс}/Q_{гс}; \quad (17.1)$$

$$K_{гс} = q_{гс}/Q_{жс}, \quad (17.2)$$

где  $q_{жс}$  – объемный расход капельной жидкости, уносимой потоком нефтяного газа из сепаратора, м<sup>3</sup>/ч;  $q_{гс}$  – объемный расход газа, уносимого потоком жидкости из сепаратора, м<sup>3</sup>/ч;  $Q_{жс}$  – объемный расход жидкости на выходе из сепаратора, определяемые при рабочих давлениях и температурах сепарации, м<sup>3</sup>/ч;  $Q_{гс}$  – объемный расход газа на выходе из сепаратора, м<sup>3</sup>/ч.

Чем меньше  $K_{жс}$  и  $K_{гс}$  при прочих равных условиях, тем совершеннее сепаратор. По практическим данным коэффициенты уноса жидкости и газа имеют следующие значения  $K_{жс} \leq 50 \text{ см}^3/1000\text{м}^3$  газа и  $K_{гс} \leq 0,02\text{м}^3/\text{м}^3$  жидкости. Сепараторы, применяемые на нефтяных месторождениях, можно условно подразделить на следующие основные категории:

- 1) по назначению – замерные и сепарирующие;
- 2) по геометрической форме и положению в пространстве – цилиндрические, сферические, вертикальные, горизонтальные и наклонные;
- 3) по характеру проявления основных сил – гравитационные, инерционные (жалюзийные), центробежные и ультразвуковые;
- 4) по рабочему давлению – высокого давления – 6,28 МН/м<sup>2</sup> (64 кГс/см<sup>2</sup>), среднего 2,45 МН/м<sup>2</sup> (25 кГс/см<sup>2</sup>), низкого давления 0,588 МН/м<sup>2</sup> (6 кГс/см<sup>2</sup>) и вакуумные;
- 5) по числу обслуживаемых скважин – индивидуальные и групповые.

**Расчетная часть**

*Расчет вертикального гравитационного сепаратора*

Расчет этих сепараторов ведется для газовой и жидкой фаз. Для газовой фазы рассчитывается пропускная способность сепаратора  $V_{г}$  при известных диаметре сепаратора  $D_c$ , термобарических условиях в нем ( $P_c$ ;  $T_c$ ) и свойств фаз ( $\rho_{н}$ ,  $\rho_{г}$ ,  $\mu_{н}$ ,  $\mu_{г}$ ).

Учитывая осаждение в газовом потоке жидких и твердых частиц в поле силы тяжести, максимальная пропускная способность по газу.

$$v_{г, max} = 841 \frac{D_c^2 p_c d_{жс}^2 (\rho_{н} - \rho_{г})}{T_c \mu_{гз}}, \quad (17.3)$$

где  $v_{г, max}$  – максимальная пропускная способность сепаратора по газу, расход которого приведен к нормальным условиям, м<sup>3</sup>/сут;  $d_{жс}$  – диаметр капли жидкости, м ( $d_{жс} = 1 \cdot 10^{-4}$  м);  $P_c$  – давление в сепараторе, Па;  $T_c$  – температура в сепараторе, К;  $\mu_{гз}$  – вязкость газа, Па·с.

Исходя из условий всплывания пузырьков газа в движущейся в сепараторе нефти, максимальная допустимая способность сепаратора, м<sup>3</sup>/сут.

$$Q_{ж\ max} = 36964D_c^2 \frac{d_g^2(\rho_n - \rho_r)}{\mu_n}, \quad (17.4)$$

где  $d_g$  – диаметр пузырька газа, (принимается  $d_g = 1 \cdot 10^{-3}$  м)  
 $\mu_n$  – вязкость нефти, Па·с.

Задача 17.1. Рассчитать пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора диаметром  $D_c=1,2$  м. Жидкая фаза – нефть плотностью  $\rho=860$  кг/м<sup>3</sup> (при давлении в сепараторе  $P_c = 1,5$  МПа, температура  $T_c = 295$  К) и вязкостью при этих условиях  $\mu_n = 7$  мПа·с. Плотность газа в нормальных условиях  $\rho_{го} = 1,30$  кг/м<sup>3</sup>. Вязкость газа в условиях сепаратора  $\mu_g = 1,35 \cdot 10^{-5}$  Па·с. Коэффициент сверхсжимаемости  $Z$  принять равным 1.

Решение: Вычислим плотность газа при условиях сепарации

$$\rho_r = \rho_{го} \frac{P_c T_{го}}{P_{го} T_c Z} = \frac{1,3 \cdot 1,5 \cdot 273}{0,1 \cdot 293 \cdot 1} = 18,17 \text{ кг/м}^3.$$

По формуле (17.3) рассчитаем максимальную пропускную способность сепаратора по газу

$$Q_{г,max} = \frac{841 \cdot 1,2^2 \cdot 1,5 \cdot 10^6 (1 \cdot 10^{-4})^2 (860 - 18,17)}{295 \cdot 1,35 \cdot 10^{-5} \cdot 1} = 4,01 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Пропускную способность по жидкости рассчитаем по формуле (17.4)

$$Q_{ж\ max} = \frac{36964 \cdot 1,2^2 (1 \cdot 10^{-3})^2 (860 - 18,17)}{7 \cdot 10^{-3}} = 6401,3 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

При заданном условии в данном сепараторе можно будет сепарировать нефть до 6400 м<sup>3</sup>/сут. с газовым фактором до 626 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Подобрать горизонтальный сепаратор можно по следующей методике.

В основу базового варианта аппаратов принят нормальный ряд емкостей 25, 50, 100 и 200 м<sup>3</sup> на рабочее давление 0,6; 1,6; 2,5; 4,0 МПа различного климатического и коррозионного исполнения. Сепараторы оснащены различными конструктивными элементами, формулирующими зоны ввода, отстоя, вывода продукции.

Объем сепаратора  $V$  рассчитывается с учетом нагрузки по жидкости и времени пребывания в сепараторе

$$V = \frac{Q \cdot t}{C}, \quad (17.5)$$

где  $Q$  – нагрузка по жидкости, м<sup>3</sup>/мин.;

$t$  – время пребывания, мин.;

$C$  – коэффициент заполнения объема аппарата жидкостью, равный 0,5, колеблется от 0,4 до 0,6D.

*Ориентировочные время пребывания жидкости в аппарате в зависимости от типа нефтей и характера технологического процесса.*

При сепарации обводненных нефтей в газонефтяном сепараторе рекомендованное время пребывания, приведенное в таблице, применимо и при водосодержании агрегатно-устойчивой эмульсии в пределах 30 – 60 %. Время пребывания для легких и средних нефтей увеличивается в 1,5 раза. Для тяжелых нефтей в 2 раза и более. Время пребывания жидкости в сепараторах может корректироваться по мере накопления данных по свойствам эмульсий в процессе эксплуатации месторождений.

Таблица 17.1 – Ориентировочные время пребывания жидкости в аппарате

Тип нефтей	Плотность кг/м <sup>3</sup>	Вязкость кинематическая 10 <sup>-6</sup> м <sup>2</sup> /с	Ориентировочное время пребывания жидкости в газонефтяном сепараторе, мин.
Легкая	до 850	до 10	до 5

Средняя	850 – 890	10 – 45	5 – 10
Тяжелая	более 890	более 45	10 – 30
Сернистая			10 – 30

Таблица 17.2 – Исходные данные к задаче 17.1

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Диаметр сепаратора $D_c$ , м	1,4	1,2	1,4	1,5	2	2,2	1,6	1,4	1,6	2,2
Плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	875	870	845	835	860	870	840	830	860	850
Давление в сепараторе, $P_c$ , МПа	1,6	1,4	1,3	1,2	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,5
Плотность газа, $\rho_g$ , кг/м <sup>3</sup>	1,30	1,25	1,20	1,15	1,10	1,25	1,30	1,2	1,15	1,30

Задание:

рассчитать пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора по исходным данным, приведенным в таблице 17.2.

Температура в сепараторе  $T_c = 300$  К.

Вязкость нефти  $\mu_n = 8$  мПа·с.

Вязкость газа  $\mu_g = 1,4 \cdot 10^{-5}$  Па·с.

### Вопросы к практическому занятию

1. От чего зависит эффективность процесса сепарации?
2. Коэффициенты, характеризующие совершенство сепаратора?
3. Основные категории сепараторов?
4. Нормальный ряд сепараторов?
5. Какие типы нефтей существуют?

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
образования  
«Северо-Кавказский федеральный университет»  
Колледж СКФУ в г. Ставрополе

**Методические указания**  
**по организации и проведению**  
**самостоятельной работы**

**ПМ.02 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ**  
**НЕФТИ И ГАЗА**

Специальность	21.02.01	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Форма обучения		очная

Ставрополь

### **Пояснительная записка**

Методические указания по организации и проведению самостоятельной работы составлены в соответствии с ФГОС СПО по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и рабочей программой профессионального модуля «ПМ.02 Обеспечение технологического процесса добычи нефти и газа».

Целью организации самостоятельной работы является систематизация и закрепление теоретических знаний, и формирование практических умений.

Особое значение для усвоения содержания ПМ.02 Обеспечение технологического процесса добычи нефти и газа и привития практических навыков имеет правильная и четкая организация проведения и выполнения студентами практических работ под контролем преподавателя.

Перед началом выполнения каждой работы студенты должны ознакомиться с ее основными положениями, порядком выполнения работы.

По каждому практическому занятию предусматривается индивидуальный отчет перед преподавателями.

Самостоятельная работа студентов проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений обучающихся;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности обучающихся, творческой инициативы, ответственности и организованности;
- формирования самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- развития исследовательских умений.

В результате освоения профессионального модуля обучающийся должен уметь:

- анализировать технологические показатели работы скважин;
  - определять отклонения технологических параметров работы скважин от технологического режима;
  - контролировать выполнение работ по запуску и остановке скважин.
- знать:
- технологические режимы, параметры работы скважин;
  - технологические процессы добычи углеводородного сырья.

## Методические рекомендации к СРС

### План-график выполнения СРС

№	Наименование разделов и тем дисциплины, их краткое содержание	Использование интерактивных форм	Зачетные единицы (часы)
1	Тема 2.3. Газлифтная эксплуатация нефтяных скважин Вид самостоятельной работы: Самостоятельное изучение литературы по теме: Осложнения при работе фонтанных скважин Компрессорный и бескомпрессорный газлифт. Периодический газлифт	Собеседование	2
2	Тема 2.4 Эксплуатация нефтяных скважин штанговыми насосами Вид самостоятельной работы: Самостоятельное изучение литературы по теме: Установки штанговых винтовых насосов. Особенности эксплуатации	Собеседование	2
3	Тема 2.5. Эксплуатация нефтяных скважин бесштанговыми насосами Вид самостоятельной работы: Самостоятельное изучение литературы по теме: Бесштанговые насосные установки Установки винтовых электронасосов. Область применения, перспективы эксплуатации	Собеседование	2
4	Тема 2.6. Одновременно-раздельная эксплуатация 2-х и более пластов Вид самостоятельной работы: Самостоятельное изучение литературы по теме: Установки для ОРД Установки для ОРЗ Технология ОРЗ и Д, внутрискважинной перекачки жидкости	Собеседование	2
5	Тема 2.7. Сбор и транспортирование продукции скважин Вид самостоятельной работы: Самостоятельное изучение литературы по теме: Осложнения при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин Эмульсии, способы их разрушения Автоматизация промыслового сбора нефти и газа	Собеседование	2
	Итого за семестр		10
	Итого		10

### Методические рекомендации по проведению собеседования

Собеседование - наиболее распространенный метод контроля знаний учащихся,

вариант текущей проверки, процессе которого преподаватель получает широкие возможности для изучения индивидуальных возможностей усвоения учащимися учебного материала.

При подготовке к собеседованию студент должен:

- Предварительно повторить теоретический материал темы (тем) по которой проводится устный опрос.
- Ознакомиться с заданием, уяснить его фабулу и поставленные вопросы.
- Продумать логику и последовательность изложения материала. Ответы на поставленные вопросы должны быть аргументированными.

### **Критерии оценивания компетенций**

Оценка «отлично» выставляется студенту, глубоко и прочно усвоившему программный, в том числе лекционный материал, последовательно, четко и самостоятельно (без наводящих вопросов) отвечающему на вопрос.

Оценка «хорошо» выставляется студенту, твердо знающему программный, в том числе лекционный материал, грамотно и по существу, отвечающему на вопрос и не допускающему при этом существенных неточностей (неточностей, которые не могут быть исправлены наводящими вопросами или не имеют важного практического значения). То же относится к освещению практически важных вопросов

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, который обнаруживает знание основного материала, но не знает его деталей, допускает неточности, недостаточно правильные формулировки, излагает материал с нарушением последовательности, отвечает на практически важные вопросы с помощью или поправками преподавателя.

Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, который не знает значительной части программного, в том числе лекционного материала.

### **Основная литература:**

Покрепин, Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (МДК.01.02): учеб. пособие / Б. В. Покрепин. — Изд. 2-е. — Ростов-на-Дону: Феникс, 2018. — 605 с.: ил. — (Среднее профессиональное образование).

2.Тетельмин, В. В. Нефтегазовое дело. Полный курс. В двух томах. Том 2 : учебник / В. В. Тетельмин. - 2-е изд. - Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. - 400 с.

### **Дополнительная литература:**

1.Ладенко, А. А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / А. А. Ладенко, О. В. Савенок. - Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2020. - 244 с. - ISBN 978-5-9729-0445-7. - Текст: электронный. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/1168610>. – Режим доступа: по подписке.

2.Серебряков, А. О. Промысловые исследования месторождений нефти и газа: учебное пособие для спо / А. О. Серебряков. — Санкт-Петербург: Лань, 2021. — 232 с. — ISBN 978-5-8114-6906-2. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/153663>

3. Глубинно-насосная добыча нефти с использованием штанговых и электроцентробежных насосов: учебное пособие / составитель Г. А. Билалова. — Ростов-на-Дону: Феникс, 2020. — 172 с. — ISBN 978-5-222-32926-9. — Текст: электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/148825> . — Режим доступа: для авториз. пользователей

4. Эксплуатация насосных и компрессорных станций: учебное пособие / составители А. Л. Саруев, Л. А. Саруев. — Томск: ТПУ, 2017. — 358 с. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/106751>. — Режим доступа: для авториз. Пользователей

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
образования  
«Северо-Кавказский федеральный университет»  
Колледж СКФУ в г. Ставрополе

**Методические указания**  
**по выполнению курсовых работ**

**ПМ.02 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ  
НЕФТИ И ГАЗА**

Специальность	21.02.01	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Форма обучения		очная

Ставрополь

### **Пояснительная записка**

Методические указания по выполнению курсовых работ составлены в соответствии с ФГОС СПО по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и рабочей программой профессионального модуля «ПМ.02 Обеспечение технологического процесса добычи нефти и газа».

Целью выполнения практических занятий является систематизация и закрепление теоретических знаний, и формирование практических умений.

Особое значение для усвоения содержания ПМ.02 Обеспечение технологического процесса добычи нефти и газа и привития практических навыков имеет правильная и четкая организация проведения и выполнения студентами практических работ под контролем преподавателя.

Перед началом выполнения каждой работы студенты должны ознакомиться с ее основными положениями, порядком выполнения работы.

По каждому практическому занятию предусматривается индивидуальный отчет перед преподавателями.

Процесс изучения профессионального модуля «ПМ.02 Обеспечение технологического процесса добычи нефти и газа» направлен на формирование элементов следующих общих компетенций в соответствии с ФГОС СПО:

ОК 01. Выбирать способы решения задач профессиональной деятельности применительно к различным контекстам

ОК 02. Использовать современные средства поиска, анализа и интерпретации информации, и информационные технологии для выполнения задач профессиональной деятельности

ОК 03. Планировать и реализовывать собственное профессиональное и личностное развитие, предпринимательскую деятельность в профессиональной сфере, использовать знания по финансовой грамотности в различных жизненных ситуациях

ОК 04. Эффективно взаимодействовать и работать в коллективе и команде

ОК 05. Осуществлять устную и письменную коммуникацию на государственном языке Российской Федерации с учетом особенностей социального и культурного контекста

ОК 07. Содействовать сохранению окружающей среды, ресурсосбережению, применять знания об изменении климата, принципы бережливого производства, эффективно действовать в чрезвычайных ситуациях

ОК 09. Пользоваться профессиональной документацией на государственном и иностранном языках

ПК 2.1. Поддерживать технологический режим работы скважин.

ПК 2.2. Осуществлять контроль и диагностику технического состояния и параметров работы скважин.

## **1. Общие требования к выполнению курсовой работы**

Курсовая работа позволяет закреплять теоретические знания студентов, формировать у них умение применять знания при решении прикладных задач, подготавливает к самостоятельной работе по избранному направлению, способствует развитию творческих способностей и освоению профессиональных компетенций.

Курсовая работа представляет собой самостоятельную учебно-исследовательскую работу студента, являясь важным элементом учебного процесса.

Целью курсовой работы является дальнейшее углубление и укрепление знаний студентов в обеспечения технологического процесса добычи нефти и газа. Курсовая работа способствует формированию правильного понимания процесса добычи нефти и газа, приобретению навыков самостоятельного изучения теоретического материала и практического использования основополагающих технических и технологических моментов

добычи в профессиональной работе. В курсовой работе студент сможет сформулировать и обосновать собственные выводы.

Настоящие методические рекомендации разработаны в соответствии с учебным планом и программой курса. Они определяют цели, основную тематику, объем, структуру и содержание курсовой работы, требования к ней, порядок оформления, выполнения и защиты курсовой работы.

Работа над курсовой работой начинается с анализа задания на курсовую работу. Качество выполнения проекта во многом определяется степенью понимания студентом поставленных перед ним задач. Все возникающие сомнения должны устраняться проработкой соответствующей литературы и консультациями с преподавателем.

Написание курсовой работы предполагает изучение литературных источников и подбор иллюстративного материала. В первую очередь целесообразно обращаться к учебным пособиям и нормативной литературе, которые в системном порядке излагают основное содержание курса. Особое внимание следует уделить изучению содержания основополагающих теоретических и практических вопросов технологического расчета магистральных трубопроводов. При изучении монографий, журнальных статей, другой специальной литературы по вопросам, непосредственно относящихся к теме курсовой работы, необходимо составить конспект, излагая содержание своими словами. Такой подход позволит обеспечить правильное понимание изученного материала, а также даст возможность самостоятельно изложить содержание курсовой работы.

## **2. Рекомендации по подготовке и оформлению курсовой работы**

### **2.1 Структурные элементы курсовой работы**

Расчетно-пояснительная записка курсовой работы должна содержать следующие структурные элементы:

- титульный лист (Приложение 1);
- текст задания курсовой работы (Приложение 2);
- содержание (перечислить все разделы пояснительной записки с указанием номеров страниц);
- введение (указать особенности трубопроводного транспорта; сформулировать цель разработки);
- теоретическая часть (привести общие сведения о нефтепроводах, описать их сущность и назначение; указать перспективы развития трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов);
- расчетная часть (в соответствии с основными этапами расчета нефтепровода, изложенными в разделе 4 настоящих методических указаний). Все расчеты необходимо проводить на основании Международной системы единиц (СИ).
- заключение (выводы и предложения; привести численные значения величин, характеризующих основные этапы расчета);
- список использованных источников (в соответствии с ГОСТ 7.1–2003;).

При оформлении расчетно-пояснительной записки следует придерживаться правил для составления отчета о научно-исследовательской работе, изложенных в ГОСТ 7.32–2001.

### **2.2 Правила оформления курсовой работы**

#### **2.2.1 Требования к изложению в курсовой работе**

Предпочтительной формой изложения в научно-технической литературе является безличная форма. К личной форме (во множественном числе) допускается прибегать только при построении логических выводов, при описании математического решения задачи. *Например:* «Рассмотрим конструкцию, представленную на рисунке 3...»; «В уравнении (2) при условии (3)..., получим ...».

Чтобы изложение было четким и ясным, писать следует простыми, короткими предложениями, избегая множества причастных и деепричастных оборотов.

Каждую новую мысль нужно начинать с нового абзаца.

При написании курсовой работы необходимо исключать лишние слова, штампы и т.п., часто употребляемые в устной речи. Однако в этом стремлении следует знать меру и помнить, что вводные слова: «следовательно», «действительно», «с одной стороны», «с другой стороны», «напротив» и т.п. - помогают читающему курсовую работу следить за последовательностью изложения мыслей, логикой рассуждений.

В тексте курсовой работы не допускается:

- использовать произвольные сокращения слов и словосочетаний. Допустимы только общепринятые в русском языке сокращения типа «т.е.», «в т.ч.», «и т.д.», «и т.п.» и др. (ГОСТ 7.12-93). Если в тексте часто встречается какое-то понятие, выраженное группой слов, то его можно заменять аббревиатурой, вводимой после первого употребления в круглых скобках, например: «...трубопроводная арматура (ТА)...»;

- применять индексы стандартов (ГОСТ, ОСТ, ТУ и др.) без регистрационного номера. Следует писать: «по стандарту...» или «по ГОСТ 2.105-79...»;

- употреблять в тексте без цифр математические знаки ( $-$ ,  $+$ ,  $=$ ,  $<$ ,  $>$ ), а также знаки %, №. Вместо этих знаков следует писать соответствующие слова (минус, плюс, равно, меньше, больше, процент, номер);

- применять для одного и того же понятия различные термины, близкие по смыслу (синонимы);

- сокращать обозначения единиц физических величин (ЕФВ) если они употребляются без цифр, за исключением ЕФВ в головках и боковиках таблиц и в расшифровке буквенных обозначений, входящих в формулы.

ЕФВ одного и того же параметра в пределах всей ВКР должна быть постоянной. Все ЕФВ должны соответствовать ГОСТ 8.417-84 «Единицы физических величин». Если в тексте ПЗ приводится ряд численных значений, выраженных в одной и той же ЕФВ, то её указывают только после последнего численного значения, *например*: 1,50; 1,75; 2,00 м (разрядность чисел должна быть одинаковой).

В тексте курсовой работы числа с размерностью следует писать цифрами, а без размерности - словами, *например*: «Зазор - не более 2 мм...», «Катушку пропитать два раза.»

Если в тексте курсовой работы, а также в надписях на чертежах, необходимо указывать интервал (пределы изменения) численных значений какого-либо параметра, то между числами следует ставить многоточие (три точки), в курсовой работы можно использовать слова «от» и «до». *Например*: 58...63 НРС, «... мощность пласта от 1,5 до 2,3 м...».

## 2.2.2 Технические вопросы оформления курсовой работы

Текст курсовой работы выполняют с использованием компьютера на одной стороне листа белой бумаги, формата А4, шрифт - Times New Roman 14-го размера, межстрочный интервал - 1,5. Содержание, расположение и размеры граф основной надписи, дополнительных граф к ней представлены в приложении 3. Номер страницы проставляют в правом нижнем углу листа. Страницы текстового материала следует нумеровать арабскими цифрами, соблюдая сквозную нумерацию по всему документу. Обязательные бланки (титальный лист, задание) текстового документа включают в общую нумерацию страниц, номера страниц проставляются с содержания. Текст пояснительной записка должен иметь: поля: верхнее – 20 мм, нижнее – 20 мм, левое – 30 мм, правое – 10 мм. Размер абзацного отступа должен быть одинаковым по всему тексту работы и равным 12,5 мм. Выравнивание текста - двустороннее (по ширине).

Разделы должны иметь порядковые номера в пределах всей курсовой работы, обозначенные арабскими цифрами. Каждый раздел следует начинать с нового листа. Подразделы должны иметь нумерацию в пределах каждого раздела. Номера подразделов

состоят из номера раздела и подраздела, разделенных точкой. В конце номера подраздела точка не ставится. Нумерация пунктов должна состоять из номера раздела, подраздела и пункта, разделенных точкой. Заголовок разделов, подразделов и пунктов следует печатать с абзацного отступа или по центру, с прописной буквы, без точки в конце, не подчеркивая. Переносы слов в заголовках не допускаются. Если заголовок состоит из двух предложений, их разделяют точкой. Заголовки структурных элементов располагают симметрично тексту и отделяют от текста интервалом в одну строку. Расстояние между заголовком и текстом должно быть не менее 2 интервалов, расстояние между заголовками раздела и подраздела – 1 интервала.

### **2.2.3 Оформление иллюстраций**

Иллюстрации (схемы, чертежи, графики, диаграммы, фотографии) обозначают словом "Рисунок" и нумеруют последовательно арабскими цифрами в пределах всей курсовой работы, за исключением иллюстраций, приведенных в приложениях.

Иллюстрации, должны иметь наименование и пояснительные данные (подрисуночный текст). Слово «Рисунок» и его наименование помещают после пояснительных данных к рисунку и располагают следующим образом:

Рисунок 1 – Детали прибора

Листы с расположенными на них иллюстрациями и таблицами, включают в общую нумерацию страниц КР.

Иллюстрации и таблицы на листе формата А3 учитывают как одну страницу.

Количество иллюстраций должно быть достаточным для пояснения излагаемого текста.

Нумерация рисунков выполняется арабскими цифрами и должна включать номер раздела и порядковый номер иллюстрации в разделе, разделенные точкой или сквозной по все пояснительной записке. Ссылки на рисунки в тексте дают по типу: «... в соответствии с рисунком 1.3», «... показано на рисунке 2.2» и т.п.

Иллюстрацию располагают после первой ссылки на неё и так, чтобы её было удобно рассматривать: без поворота документа или с поворотом по часовой стрелке.

Рисунок должен следовать сразу после ссылки на него в тексте или на ближайшей странице.

### **2.2.4 Оформление таблиц**

Цифровой материал, как правило, должен оформляться в виде таблиц.

Каждая таблица должна иметь заголовок, который следует помещать над таблицей слева, без абзацного отступа в одну строку с её номером через тире.

При переносе части таблицы название помещают только над первой частью таблицы, нижнюю горизонтальную черту, ограничивающую таблицу, не проводят.

Заголовки строк и граф таблицы должны начинаться с прописных букв, подзаголовки - со строчных, если они составляют одно предложение с заголовком, и с прописных, если они самостоятельные.

Таблицу размещают после первого упоминания о ней в тексте таким образом, чтобы её можно было читать без поворота ПЗ или с поворотом по часовой стрелке. Таблицу с большим количеством строк допускается переносить на другие страницы, при этом заголовок таблицы не повторяют, а над другими частями таблицы пишут слово "продолжение" и указывают номер таблицы. Например: "Продолжение таблицы 2". Таблицу с большим количеством граф допускается делить на части и помещать одну часть под другой в пределах одной страницы.

Если повторяющийся в разных строках графы таблицы текст состоит из одного слова, то его после первого написания допускается заменять кавычками; если из двух и более слов,

то при первом повторении его заменяют словами «То же», а далее — кавычками. Ставить кавычки вместо повторяющихся цифр, марок, знаков, математических и химических символов не допускается. Если цифровые или иные данные в какой-либо строке таблицы не приводят, то в ней ставят прочерк.

### 2.2.5 Правила оформления списка использованных источников

Список использованных источников должен быть оформлен в соответствии с ГОСТ 7.1–2003 «Библиографическая запись. Библиографическое описание», ГОСТ 7.82–2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов».

Примеры библиографического описания различных источников:

– книги с одним автором (запись под заголовком);

Томас, Д. Приключения со сменой кожи : пер. с англ. / Д. Томас. – СПб. : Азбука-классика, 2001. – 666. [4] с.

Атаманчук, Г. В. Сущность государственной службы: История, теория, закон, практика / Г. В. Атаманчук. – М. : РАГС, 2003. – 268 с.

– книги с двумя авторами (запись под заголовком);

Глушаков, С. В. Самоучитель для работы на персональном компьютере : [Windows 98, Word 2000, Excel 2000, Internet] : учеб. курс / С. В. Глушаков, А.С. Сурядный. – М. : АСТ ; Фолио, 2002. – 275 с. : ил., табл.

Бочаров, И. Н. Кипренский / И. Н. Бочаров, Ю. Глушакова. – 2-е изд., знач. доп. – М. : Молодая гвардия, 2001. – 390 с., [24] л. ил. ; 21 см.

– книги трех авторов (запись под заголовком);

Иванов, А. И. Математика : учеб. для вузов / А. И. Иванов, Б. И. Петров, И. Б. Болимов ; под ред. А. И. Иванова [и др.]. – М. : Рассвет, 2004. – 324 с. : ил.

Агафонова, Н. Н. Гражданское право : учеб. пособие для вузов / Н. Н. Агафонова, Т. В. Богачева, Л. И. Глушакова ; под общ. Ред. А. Г. Калпина ; авт. вступ. ст. Н. Н. Поливаев : М-во общ. И проф. образования РФ. Моск. гос. юрид. акад. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М. : Юристъ, 2002. – 542 с.

Аяцков, Д. Ф. Кадровый потенциал органов местного самоуправления: проблемы и опыт оценки / Д. Ф. Аяцков, С. Ю. Наумов, Е. Н. Суетенков; РАН при Президенте РФ. ПАГС. – Саратов: ПАГС, 2001. – 135 с.

– книги четырех авторов (запись под заглавием);

Современная информатика: наука, технология, деятельность / Р. С. Гиляровский [и др.] ; под ред. Ю. М. Арского. – М., 1997. – 211 с.

Управленческая деятельность: структура, функции, навыки персонала / К. Д. Скрипник [и др.]. – М. : Приор, 1999. – 189 с.

– 5 и более авторов (запись под заглавием);

Моделирование систем : учеб. пособие для направления 651900 «Автоматизация и управление» / Б. К. Гриштуин, А. В. Зарщиков, М. В. Земцев и [др.] ; М-во образования Рос. Федерации, Моск. гос. ун-т печати (МГУП). – М. : МГУП, 2001. – 90 с. : ил.

Управление персоналом : учеб. пособие / С. И. Самыгин [и др.] ; под ред. С. И. Самыгина. – Ростов-на-Дону : Феникс, 2001. – 511 с.

– стандарты;

ГОСТ Р 517721-2001. Аппаратура радиоэлектронная бытовая. Входные и выходные параметры и типы соединений. Технические требования. – Введ. 2002-01-01. – М. : Госстандарт России : Изд-во стандартов, 2001. – IV, 27 с. : ил.

– неопубликованные документы:

– отчеты о научно-исследовательской работе;

Формирование генетической структуры стада : отчет НИР (промежуточ.) : 42-44 / Всерос. науч.-исслед. ин-т животноводства ; рук. Попов В. А. ; исполн.: Алешин Г. П. [и др.]. – М., 2001. – 75 с.

– диссертации;

Вишняков, И. В. Модели и методы оценки коммерческих банков в условиях неопределенности : дис. ... канд. экон. наук : 08.00.13 : защищена 12.02.02 : утв. 24.06.02 / Вишняков Илья Владимирович. – М., 2002. – 234 с. – Библиогр.: с. 220-230.

– статьи из сборников;

Двинянинова, Г. С. Комплимент: Коммуникативный статус или стратегия в дискурсе / Г. С. Двинянинова // Социальная власть языка : сб. науч. тр. / Воронеж. межрегион. ин-т обществ. наук, Воронеж. гос. ун-т, Фак. романо-герман. истории. – Воронеж, 2001. – С. 101-106.

Захаров, В. А. Вклад ученых академии аграрную науку и производство / В. А. Захаров // Сб. науч. тр. ученых Рязанской ГСХА (160-летию профессора П. А. Костычева посвящается). – Рязань, 2005. – С. 3-8.

– статьи из журналов;

Ивашкевич, В. Б. Повышение прозрачности информации о ценных бумагах / В. Б. Ивашкевич, Ф. И. Харисова // Финансы. – 2005. – N 3. – С. 16-17.

Брусенцов, Н. П. Компьютеры и обучение / Н. П. Брусенцов, Ю. С. Владимирова, Х. Р. Альварес // Вестник Московского университета. Серия 20, Педагогическое образование. – 2005. – N 1. – С. 102-105.

– описание официальных материалов;

О базовой стоимости социального набора: Федеральный закон от 4 февраля 1999 года N 21-ФЗ // Российская газета. – 1999. – 11 февраля. – С. 4.

О правительственной комиссии по проведению административной реформы: Постановление Правительства РФ от 31 июля 2003 N 451 // Собрание законодательства РФ. – 2003. – N 31. – Ст. 3150.

Библиографический список составляет одну из существенных частей научной работы, отражающей самостоятельную творческую работу ее автора, и потому позволяющий судить о степени фундаментальности проведенного исследования. В библиографический список не включают источники те источники, на которые нет ссылок в основном тексте, и которые фактически не были использованы при написании работы.

Порядок построения списка определяется самим автором. Наиболее распространенными способами расположения материала в списке литературы являются: алфавитный, в порядке появления ссылок и упоминания в тексте, хронологический, тематический, по видам изданий, по характеру содержания описанных в нем источниках, списки смешанного построения.

### **3. Выполнение курсовой работы**

Написание курсовой работы следует начать с изучения литературных источников. Информационной базой для выполнения курсовой работы являются научная литература по выбранной теме исследования; учебники и учебные пособия, которые в системном порядке излагают основные проблемные и актуальные вопросы сооружения и ремонта объектов транспорта нефти и газа.

Для руководства курсовой работой кафедра выделяет руководителя, который регистрирует тему, утверждает содержание работы, консультирует студента в процессе подготовки, проверяет работу, организует защиту. Работа допускается к защите на основании положительного отзыва руководителя.

Выполненная курсовая работа регистрируется на кафедре строго в срок, согласно календарному графику учебного процесса. Курсовая работа проверяется и оценивается руководителем и защищается студентом.

#### **3.1 Перечень тем курсовых работ**

1. Разработка геолого-технических мероприятий по поддержанию и восстановлению

работоспособности скважин, оборудованных ШСНУ

2. Разработка геолого-технических мероприятий по поддержанию и восстановлению работоспособности скважин, оборудованных УЭЦН

3. Разработка геолого-технических мероприятий по увеличению МРП скважин, оборудованных ШСНУ

4. Разработка геолого-технических мероприятий по увеличению МРП скважин, оборудованных УЭЦН

5. Совершенствование очистки закачиваемых вод в системе поддержания пластового давления

6. Разработка геолого-технических мероприятий по восстановлению нерентабельного фонда скважин

7. Обоснование внедрения одновременно-раздельной эксплуатации пластов

8. Проведение технологического процесса увеличения нефтеизвлечения

9. Проведение технологического процесса ремонтно-изоляционных работ

10. Проведение технологического процесса совершенствования эксплуатации скважин с УЭЦН использованием систем автоматизации и контроллеров

11. Проведение технологического процесса снижения энергозатрат на эксплуатацию осложненных скважин

12. Проведение технологического процесса восстановления герметичности эксплуатационной колонны

13. Проведение технологического процесса защиты нагнетательных скважин от внутренней коррозии.

### **3.2 Критерии оценки уровня и качества подготовки курсовой работы (проекта)**

Для определения качества подготовки курсовой работы (проекта) принимаются следующие основные показатели его оценки:

соответствие темы исследования специальности, требованиям общепрофессиональной (специальной) подготовки, сформулированным целям и задачам;

- профессиональная компетентность, умение систематизировать и обобщать факты, самостоятельно решать поставленные задачи (в том числе и нестандартные) с использованием передовых научных технологий;

структура работы и культура ее оформления; последовательность и логичность, завершенность изложения, наличие научно-справочного аппарата, стиль изложения;

- достоверность и объективность результатов курсовой работы (проекта), использование в работе научных достижений отечественных и зарубежных и курсовой работы (проекта) исследователей, собственных исследований и реального опыта; логические аргументы; апробация в среде специалистов - практиков, преподавателей, исследователей и т.п.;

- использование современных информационных технологий, способность применять в работе методы исследований и вычислительную технику;

возможность использования результатов для решения профессиональных задач.

При оценке курсовой работы (проекта) дополнительно должны быть учтены качество сообщения, отражающего основные моменты курсовой работы (проекта), и ответы обучающегося на вопросы, заданные по теме его курсовой работы (проекта).

При определении окончательной оценки по защите курсовой работы (проекта) учитываются: доклад обучающегося по каждому разделу;

- ответы на вопросы;

- отзыв руководителя.

Результаты защиты определяются оценками «отлично», «хорошо», «удовлетворительно», «неудовлетворительно».

**КУРСОВАЯ РАБОТА (ПРОЕКТ)**

по дисциплине \_\_\_\_\_

на тему \_\_\_\_\_

**Выполнил:**

студент \_\_\_\_\_ курса группы \_\_\_\_\_  
направления \_\_\_\_\_ (специальности)

\_\_\_\_\_ формы обучения

\_\_\_\_\_  
(подпись)

**Руководитель работы:**

\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О., должность, кафедра)

Работа допущена к защите \_\_\_\_\_  
(подпись) (дата)

руководителя)

Работа выполнена и защищена с оценкой \_\_\_\_\_  
Дата защиты \_\_\_\_\_

Члены комиссии: \_\_\_\_\_ (И.О. Ф.)  
\_\_\_\_\_ (должность) \_\_\_\_\_ (подпись)  
\_\_\_\_\_ (И.О.Ф.)  
\_\_\_\_\_ (должность) \_\_\_\_\_ (подпись) \_\_\_\_\_ (И.О.Ф.)  
\_\_\_\_\_ (должность) \_\_\_\_\_ (подпись)

Ставрополь, 20\_\_ г.

Институт \_\_\_\_\_  
Кафедра \_\_\_\_\_  
Направление (специальность) \_\_\_\_\_

Профиль (специализация) \_\_\_\_\_

**ЗАДАНИЕ  
на курсовую работу (проект)**

студента \_\_\_\_\_  
*(фамилия, имя, отчество)*

по дисциплине \_\_\_\_\_

1. Тема работы \_\_\_\_\_

2. Цель \_\_\_\_\_

3. Задачи \_\_\_\_\_

4. Перечень подлежащих разработке вопросов:

а) по теоретической части \_\_\_\_\_

б) по аналитической части \_\_\_\_\_

5. Исходные данные:

а) по литературным источникам \_\_\_\_\_

б) по вариантам, разработанным преподавателем \_\_\_\_\_

в) иное \_\_\_\_\_

6. Список рекомендованной литературы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

7. Контрольные сроки представления отдельных разделов курсовой работы:

25% - \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

50% - \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

75% - \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

100% - \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

8. Срок защиты студентом курсовой работы « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Дата выдачи задания « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Руководитель курсовой работы

\_\_\_\_\_  
(ученая степень, звание) (личная подпись) (инициалы, фамилия)

Задание принял(а) к исполнению студент(ка) \_\_\_\_\_ формы обучения

\_\_\_\_\_ курса \_\_\_\_\_ группы \_\_\_\_\_  
(личная подпись) (инициалы, фамилия)