

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»

Институт повышения квалификации  
и переподготовки

Кафедра «Нефтегазоразработка и гидронефтематика»

## **СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ**

### **ПРАКТИКУМ**

**для слушателей специальности переподготовки  
1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
заочной формы обучения**

Гомель 2023

УДК 622.276.8(075.8)  
ББК 33.361я73  
С23

*Рекомендовано Советом института повышения квалификации  
и переподготовки ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 3 от 12.12.2022 г.)*

Составитель *Н. Г. Журавель*

Рецензент: доц. каф. «Материаловедение в машиностроении» ГГТУ им. П. О. Сухого  
канд. техн. наук, доц. *С. Н. Бобрышева*

**Сбор** и подготовка скважинной продукции : практикум для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / сост. Н. Г. Журавель. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2023. – 45 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Практикум по курсу «Сбор и подготовка скважинной продукции» предназначен для получения навыков выполнения расчетов при эксплуатации технологического оборудования систем сбора и подготовки продукции скважин нефтяных и газовых месторождений. Рассмотрены методики расчета состава продукции, потерь давления в трубопроводе при транспортировке сложных углеводородных систем; представлены примеры решения задач, предложены варианты заданий для самостоятельного решения.

Для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ИПКиП.

УДК 622.276.8(075.8)  
ББК 33.361я73

© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2023

## Введение

«Сбор и подготовка скважинной продукции» – предмет, относящийся к числу специальных дисциплин при подготовке инженеров по эксплуатации трубопроводного транспорта. Данная учебная дисциплина позволяет изучить технологию сбора и подготовки скважинной продукции на нефтяных и газовых месторождениях, вопросы проектирования и эксплуатации промышленных трубопроводов как неотъемлемой части системы сбора.

Программой предусматривается ознакомление слушателей с комплексом установок и сооружений по сбору, подготовке и транспорту скважинной продукции на нефтяных и газовых месторождениях, особенностями технологических процессов получения товарных нефти и газа.

В процессе изучения дисциплины слушатели должны усвоить технологическую цепочку движения нефти, газа и воды от скважин до конечного пункта на месторождении, принцип действия промышленных установок и оборудования, приобрести навыки расчетов отдельных технологических узлов, оценить эффективность их работы.

Программой курса предусмотрены занятия по решению задач для закрепления изученного материала.

## Глава1. РАСЧЕТ СОСТАВА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН В СИСТЕМАХ СБОРА И ПОДГОТОВКИ

Нефть представляет собой сложное многокомпонентное природное соединение, состоящее в основном из углеводородов, меняющих свое агрегатное состояние при изменении термобарических условий на пути пласт – скважина – система сбора – установка подготовки – товарный резервуар.

Попутный нефтяной газ – часть пластовой нефти, состоящая из легких углеводородов, паров нефти и воды, а также – неуглеводородных компонентов (двуокись углерода, сероводород, гелий, водород, азот).

Нефтепромысловые воды так же сложные многокомпонентные системы – истинные и коллоидные растворы минеральных солей, нафтеновых кислот и других компонентов в воде.

В процессе сбора и подготовки продукции скважин нефтяных промыслов возникают задачи расчета составов и свойств смесей газов, нефтей и пластовых вод разных горизонтов. При решении этих задач очень важно правильно определить соотношение компонентов изменяющейся системы исходя из общепринятых способов выражения состава с учетом материального баланса.

### 1.1. Способы выражения составов смесей и связь между ними

Состав смеси характеризуется числом компонентов смеси и их соотношением. Соотношения определяются долями: массовой, объемной, молярной. Сумма долей всех компонентов смеси равна 1.

**Массовая и молярная доли.** Массовая доля  $i$ -го компонента в смеси:

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

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

Молярная доля  $i$ -го компонента в смеси равна:

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

где  $n_i$  – число молей  $i$ -го компонента в смеси:

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

Из формулы (1.2) с учетом выражений (1.1) и (1.3) следует:

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

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

**Массовая и объемная доли.** Объемная доля для смесей, подчиняющихся правилу аддитивности, определяется следующим образом:

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

где  $V_i$  – объем  $i$ -го компонента перед смешением при заданных температуре и давлении смеси.

Известно, что плотность  $i$ -го компонента равна:

$$\rho_i = m_i / V_i. \quad (1.7)$$

Тогда:

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

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

где  $\rho_i$  – плотность  $i$ -го компонента при заданной температуре и давлении.

**Объемная и молярная доли.** Из формулы (1.6) с учетом выражений (1.7), (1.3) и (1.2) следует:

$$v_i = \frac{N_i M_i}{\rho \sum_{i=1}^r \left( \frac{N_i M_i}{\rho_i} \right)}. \quad (1.10)$$

Для газообразных продуктов в первом приближении можно принять, что в диапазоне давлений, мало отличающихся от атмосфер-

ного, отношение молярной массы газа к его плотности практически постоянно, т.е.  $M_i / \rho_i = const$ , следовательно, для смеси газов  $v_i \approx N_i$ .

$$N_i = \frac{\rho_i v_i}{M_i \sum_{i=1}^r \frac{\rho_i v_i}{M_i}}. \quad (1.11)$$

## 1.2. Расчет составов газонефтяных смесей при их перемешивании

Для расчета составов смесей, получающихся в результате перемешивания  $r$  смесей, пользуются следующими формулами:

– для смесей газов в нормальных (стандартных) условиях

$$N_{is} = \sum_{j=1}^r N_{ij} V_j / \sum_{j=1}^r V_j, \quad (1.12)$$

– для смесей нефтей

$$N_{is} = \sum_{j=1}^r N_{ij} n_j / \sum_{j=1}^r n_j, \quad (1.13)$$

где  $N_{ij}$  – молярная доля  $i$ -го компонента в  $j$ -растворе первоначального состава;  $N_{is}$  – молярная доля  $i$ -го компонента в смеси, получаемой в результате смешивания  $r$   $j$ -растворов (газов, нефтей);  $V_j$  – объем  $j$ -раствора при нормальных (стандартных) условиях;  $n_j$  – число молей  $j$ -раствора (нефти).

Уравнение (1.13) является общим и справедливо для смесей веществ в любых агрегатных состояниях. Например, при перемешивании пластовых нефтей различных скважин, работающих в единый сборный коллектор, состав получающегося нефтяного газа может быть рассчитан по формуле (1.14):

$$N_{is} = \frac{\sum_{j=1}^r N_{ij} Q_{nj} \Gamma_j}{\sum_{j=1}^r Q_{nj} \Gamma_j}, \quad (1.14)$$

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

При удалении из смеси отдельных компонентов полностью или частично, молярные доли оставшихся компонентов можно рассчитать по уравнению (1.15):

$$N_{io} = \frac{N_i - N_{iy}}{1 - \sum_{i=1}^r N_{iy}}, \quad (1.15)$$

где  $N_i$  – молярная доля  $i$ -го компонента в смеси первоначального состава  $N_{iy}$  – молярная доля части  $i$ -го компонента, удаляемого из смеси: полностью –  $N_i = N_{iy}$ , частично –  $N_{iy} \leq N_i$ .

### 1.3. Газосодержание нефти и ее объемный коэффициент

Газосодержание нефти определяют как отношение объема газа, выделяющегося из пластовой нефти в результате ее однократного разгазирования при температуре 20°C и атмосферном давлении к объему сепарированной нефти (однократного стандартного разгазирования – ОСР):

$$\Gamma_0 = V_{\Gamma} / V_{\text{н}}, \quad (1.16)$$

где  $V_{\Gamma}$  – объем газа однократного разгазирования при температуре 20°C и атмосферном давлении, м<sup>3</sup>;  $V_{\text{н}}$  – объем сепарированной нефти, остающейся после однократного разгазирования при температуре 20°C и атмосферном давлении, м<sup>3</sup>.

Массовую долю растворенного в нефти газа можно определить по формуле (1.17):

$$q_{\Gamma} = \frac{m_{\Gamma}}{m_{\text{н}} + m_{\Gamma}} = \frac{\Gamma_0 \rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{н}} + \Gamma_0 \rho_{\Gamma}}, \quad (1.17)$$

где  $m_{\text{н}}$ ,  $m_{\Gamma}$  – массы сепарированной нефти и газа (кг);  $\rho_{\text{н}}$  – плотность сепарированной нефти в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\Gamma}$  – плотность газа ОСР при температуре 20°C и атмосферном давлении, кг/м<sup>3</sup>.

Молярная доля растворенного в нефти газа определяется по формуле (1.18):

$$N_z = \frac{\Gamma_0 \rho_z M_{\text{нз}}}{\rho_{\text{н}} M_z \left( 1 + \Gamma_0 \frac{\rho_z}{\rho_{\text{н}}} \right)}, \quad (1.18)$$

где  $M_{\text{нз}}$  – молярная масса нефти с растворенным в ней газом;  $M_z$  – молярная масса газа, кг/кмоль.

Если неизвестна молярная масса нефти с растворенным в ней газом, то молярную долю растворенного в нефти газа можно рассчитать по уравнению (1.19):

$$N_z = \frac{1}{1 + \frac{\rho_n M_z}{\Gamma_0 \rho_z M_n}}, \quad (1.19)$$

где  $M_n$  – молярная масса дегазированной нефти.

Молярную массу пластовой нефти определяют из (1.18) и (1.19):

$$M_{nz} = M_n \frac{1 + \Gamma_0 \frac{\rho_z}{\rho_n}}{1 + \Gamma_0 \frac{\rho_z M_n}{\rho_n M_z}}. \quad (1.20)$$

Поскольку молярный объем газа в стандартных условиях можно принять равным  $24,05 \text{ м}^3/\text{к-моль}$ , из выражения (1.19) следует:

$$N_z = \frac{1}{1 + \frac{24,05 \rho_n}{\Gamma_0 M_n}}. \quad (1.21)$$

Для определения молярной массы пластовой нефти из 1.20 следует:

$$M_{nz} = M_n \frac{1 + \Gamma_0 \frac{\rho_z}{\rho_n}}{1 + \Gamma_0 \frac{M_n}{\rho_n 24,05}}. \quad (1.22)$$

#### 1.4. Примеры решения типовых задач

**Задача 1.1.** В смеси нефтей содержится (т) соответственно: нефти первого горизонта 202, второго – 290 и третьего – 408. Определить молярную долю каждой нефти в смеси, если молярная масса (кг/к-моль) нефти первого горизонта – 262, второго – 271, третьего – 256 соответственно.

**Решение.** Определяют число молей нефти каждого горизонта отдельно и смеси нефтей в целом. По формуле (1.3) находят число молей нефти первого горизонта:

$$n_1 = \frac{m_1}{M_1} = \frac{202 \cdot 1000}{262} = 771 \text{ к-моль}.$$



Аналогично рассчитывают число молей нефти других горизонтов. Они соответственно равны: второго  $n_2 = 1070$  к-моль; третьего  $n_3 = 1594$  к-моль.

Общее число молей нефти в смеси составляет:

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

Тогда молярные доли каждой нефти в смеси, определенные по формуле (1.2), соответственно равны для первого горизонта

$$N_1 = \frac{n_1}{\sum_{i=1}^3 n_i} = \frac{771}{3435} = 0,244.$$

Аналогично второго – 0,312; третьего – 0,464.

**Задача 1.2.** При приготовлении рекомбинированной пробы смешивают  $100 \text{ м}^3$  пропана,  $75 \text{ м}^3$  изобутана,  $75 \text{ м}^3$  нормального бутана. Определить объемную долю отдельных компонентов смеси.

**Решение.** По формуле (1.6) объемная концентрация пропана равна:

$$v_i = V_i / \sum_{i=1}^r V_i = 100 / (100 + 75 + 75) = 0,4.$$

Аналогично:  $v_2 = 0,3$ ;  $v_3 = 0,3$ .

**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/к-моль, ее плотность  $850 \text{ кг/м}^3$ , плотность воды  $1000 \text{ кг/м}^3$ .

**Решение.** При известной молярной массе воды, равной 18 кг/к-моль, по формуле (1.11) находят молярную долю нефти в эмульсии:

$$N_n = \frac{\rho_n v_n}{M_n \sum_{i=1}^r \frac{\rho_i v_i}{M_i}} = \frac{850 \cdot 0,5}{200 \cdot \left( \frac{850 \cdot 0,5}{200} + \frac{1000 \cdot 0,5}{18} \right)} = 0,071.$$

Учитывая, что  $v_n + v_v = 1$ , т. е.  $v_n = 1 - 0,5 = 0,5$ , по формуле (1.9) находят массовую долю нефти в эмульсии

$$q_i = \frac{\rho_i v_i}{\sum_{i=1}^r \rho_i v_i} = \frac{850 \cdot 0,5}{850 \cdot 0,5 + 1000 \cdot 0,5} = 0,46.$$

**Задача 1.4.** Определить молярную долю метана в нефтяном газе, образующемся в результате смешивания  $80 \text{ м}^3$  газа I горизонта и  $20 \text{ м}^3$  газа II горизонта. Молярный состав газов, %: I горизонт – сероводо-

род 20, двуокись углерода 20, азот 40, метан 10, этан 5, бутан 5; II горизонт: метан 80, этан, пропан, бутан – по 5, пентан 5. Объемы газов определены в стандартных условиях.

**Решение.** В соответствии с формулой (1.12) молярная доля метана в общей смеси двух многокомпонентных газов различного состава будет:

$$N_{\text{CH}_4s} = \sum_{j=1}^2 N_{\text{CH}_4j} V_j / \sum_{j=1}^r V_j = \frac{0,1 \cdot 80 + 0,8 \cdot 20}{80 + 20} = 0,24.$$

**Задача 1.5.** Смесь газов двух горизонтов (см. условия предыдущей задачи) очищается от неуглеводородных компонентов. Определить состав смеси после их удаления.

**Решение.** Состав смеси газов после очистки от неуглеводородных компонентов можно рассчитать по формуле (1.15), предварительно определив состав исходной смеси, подвергающейся очистке, по формуле (1.14). Но так как неуглеводородные компоненты удаляются полностью, то состав смеси после очистки может быть определен сразу по уравнению, получаемому в результате комбинации уравнений (1.12) и (1.15):

$$N_{io} = \frac{N_{i1}V_1 + N_{i2}V_2}{V_2 - \left(1 - \sum_{i=1}^3 N_{iy}\right)} = \frac{0,1 \cdot 80 + 0,8 \cdot 20}{20 + 80 \cdot [1 - (0,2 + 0,2 + 0,4)]} = 0,666.$$

Аналогично:

$$N_{\text{C}_2\text{H}_6s} = 0,139, N_{\text{C}_3\text{H}_8s} = 0,028, N_{\text{C}_4\text{H}_{10}s} = 0,139, N_{\text{C}_5\text{H}_{12}s} = 0,028.$$

**Задача 1.6.** Пластовые нефти трех горизонтов по единому сборному коллектору попадают на установку подготовки нефти. Определить состав получающегося нефтяного газа, если в сборный коллектор поступает ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ): 101 нефти первого, 145 – второго, 204 – третьего горизонтов, соответственно. Газосодержание пластовых нефтей этих горизонтов соответственно составляет,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ; 33,0 – первого, 39,2 – второго и 37,6 – третьего. Объем газа приведен к стандартным условиям и представлен в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Состав газа ОСР по горизонтам

Горизонт	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>5</sub> H <sub>12</sub> +высш	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
первый	24,6	20,6	19,5	10,3	5,1	1,0	18,9
второй	41,8	14,9	15,5	7,8	3,8	0,3	15,9
третий	34,5	14,1	18,2	8,2	2,8	0,2	22,0
коллектор	35,0	15,7	17,5	8,5	3,6	0,4	19,3

**Решение.** Состав нефтяного газа можно рассчитать по уравнению (1.14), которое, так как для газов в первом приближении молярная доля равна объемной, для конкретных условий задачи принимает вид:

$$N_{is} = \frac{\sum_{j=1}^3 v_{ij} Q_{ij} \Gamma_j}{\sum_{j=1}^r Q_{ij} \Gamma_j}.$$

Тогда объемная доля метана в нефтесборном коллекторе будет равна:

$$N_{CH_4s} = \frac{24,6 \cdot 101 \cdot 33,0 + 41,8 \cdot 145 \cdot 39,2 + 34,5 \cdot 204 \cdot 37,6}{101 \cdot 33,0 + 145 \cdot 39,2 + 204 \cdot 37,6} = 35\%.$$

Результаты аналогичных расчетов для других компонентов попутного нефтяного газа смеси нефтей приведены в последней строке табл. 1.1.

**Задача 1.7.** Определить массовую и мольную доли растворенного в пластовой нефти газа и молярную массу пластовой нефти, если газосодержание нефти  $\Gamma_0 = 100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , плотность газа  $\rho_r = 1,5 \text{ кг}/\text{м}^3$ , плотность сепарированной нефти  $\rho_n = 860 \text{ кг}/\text{м}^3$ , а молярная масса сепарированной нефти  $M_n = 200 \text{ кг}/\text{к-моль}$ .

**Решение.** По формуле (1.17) определяют массовую долю растворенного газа:

$$q_z = \frac{\Gamma_0 \rho_z}{\rho_n + \Gamma_0 \rho_z} = \frac{100 \cdot 1,5}{860 + 100 \cdot 1,5} = 0,149.$$

Молярная доля растворенного газа может быть рассчитана по уравнению (1.21):

$$N_z = \frac{1}{1 + \frac{24,05 \rho_n}{\Gamma_0 M_n}} = \frac{1}{1 + \frac{24 \cdot 860}{100 \cdot 200}} = 0,49.$$

Молярная масса пластовой нефти может быть найдена из (1.22):

$$M_{nz} = M_n \frac{1 + \Gamma_0 \frac{\rho_z}{\rho_n}}{1 + \Gamma_0 \frac{M_n}{\rho_n 24,05}} = 200 \cdot \frac{1 + 100 \cdot \frac{1,5}{860}}{1 + 100 \cdot \frac{200}{860 \cdot 24,05}} = 119 \text{ кг} / \text{к-моль}.$$

Таблица 1.1

## Исходные данные для самостоятельного решения задач

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.1	Масса нефти первого горизонта	$m_1$	т	203	165	387	398	143	276	547	134	254	435	187	354	197
	Масса нефти второго горизонта	$m_2$	т	765	354	165	354	210	187	243	186	136	198	158	140	136
	Масса нефти третьего горизонта	$m_3$	т	289	209	502	278	192	265	135	143	327	196	476	243	486
	Молярная масса нефти первого горизонта	$M_1$	кг/к-моль	276	298	254	276	254	234	239	276	284	208	243	275	209
	Молярная масса нефти второго горизонта	$M_2$	кг/к-моль	198	167	154	189	183	192	165	176	184	139	148	176	159
	Молярная масса нефти третьего горизонта	$M_3$	кг/к-моль	140	153	123	154	129	131	163	129	261	287	256	219	226
1.2	Объем пропана	$V_{C3}$	м <sup>3</sup>	100	165	132	190	165	132	115	123	131	161	134	191	151
	Объем изобутана	$V_{iC4}$	м <sup>3</sup>	72	41	55	69	83	86	92	72	84	75	81	93	86
	Объем нормального бутана	$V_{nC4}$	м <sup>3</sup>	43	29	36	28	39	21	45	69	73	71	79	90	82
1.3	Объемная доля воды	$v_B$	%	50	59	29	39	76	53	74	38	21	48	57	63	81
	Молярная масса нефти	$M_n$	кг/к-моль	203	165	387	398	143	276	547	134	254	435	187	354	197
	Плотность воды	$\rho_B$	кг/м <sup>3</sup>	1009	1106	1118	1000	1154	1098	1026	1086	1002	1009	1010	1012	1102
	Плотность нефти	$\rho_n$	кг/м <sup>3</sup>	856	871	829	798	901	878	812	865	839	846	863	852	803

Продолжение таблицы 1.1

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.4, 1.5	Объем газа первого горизонта	$V_1$	м <sup>3</sup>	80	20	30	50	62	78	90	103	47	60	300	160	143
	Объем газа второго горизонта	$V_2$	м <sup>3</sup>	201	289	287	246	255	205	202	88	261	273	20	87	183
	Состав газа 1 горизонта:															
	сероводород	$V_{H_2S}$	%	5	3	6	7	3	5	7	8	4	2	1	8	6
	двуокись углерода	$V_{CO_2}$	%	22	20	19	20	21	18	20	20	21	16	10	22	25
	азот	$V_{N_2}$	%	30	30	33	24	29	34	26	38	35	30	28	38	40
	метан	$V_{C_1}$	%	40	35	30	39	38	33	37	25	32	40	50	25	22
	этан	$V_{C_2}$	%	2	7	6	5	5	8	6	6	5	7	6	5	4
	бутан	$V_{C_4}$	%	1	5	6	5	4	2	4	3	3	5	5	2	3
	Состав газа 2 горизонта:															
	метан	$V_{C_1}$	%	48	55	64	58	45	57	45	54	49	61	67	43	36
	этан	$V_{C_2}$	%	20	18	15	14	22	19	25	20	22	12	10	31	25
	пропан	$V_{C_3}$	%	15	15	10	12	16	18	22	19	20	18	16	20	23
	бутан	$V_{C_4}$	%	10	8	8	10	5	3	5	5	6	6	5	4	9
	пентан	$V_{C_5}$	%	7	4	3	6	2	3	3	2	3	3	2	2	7
1.6	Объемный расход нефти первого горизонта	$G_1$	м <sup>3</sup> /сут	101	89	120	56	125	215	543	736	265	154	132	321	187
	Объемный расход нефти второго горизонта	$G_2$	м <sup>3</sup> /сут	145	169	150	325	254	98	215	154	254	213	242	398	165
	Объемный расход нефти третьего горизонта	$G_3$	м <sup>3</sup> /сут	204	235	220	198	98	340	654	287	132	99	429	321	296
	Газосодержание нефти первого горизонта	$\Gamma_1$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	33	146	30	158	55	100	102	47	44	121	176	153	139

Продолжение таблицы 1.1

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Газосодержание нефти второго горизонта	$\Gamma_2$	$\text{м}^3/\text{м}^3$	39	98	50	40	68	55	64	38	35	55	98	86	67
	Газосодержание нефти третьего горизонта	$\Gamma_3$	$\text{м}^3/\text{м}^3$	37,6	65,3	89	78	89	95	75	89	54	84	97	99	92
	Состав газа первого горизонта:		% об.													
	метан	$\text{CH}_4$		24,6	25	24,6	25	65,4	49,9	49,1	58,3	67,2	49,7	56,1	30,6	47,6
	этан	$\text{C}_2\text{H}_6$		20,6	19,6	20,6	19,6	11,9	12,0	18,8	15,8	12,2	12,1	16,9	13,5	18,0
	пропан	$\text{C}_3\text{H}_8$		19,5	18,3	19,5	18,3	8,5	19,9	13,4	12,0	8,7	10,6	12,6	18,6	15,1
	бутан	$\text{C}_4\text{H}_{10}$		10,3	12,8	10,3	12,8	5,8	10,9	8,5	8,3	5,4	8,9	8,3	10,6	10,4
	пентан + высш.	$\text{C}_5\text{H}_{12}^+$		5,1	4,6	5,1	4,6	3,4	4,7	6,4	4,1	4,3	4,2	3,6	5,6	6,4
	двуокись углерода	$\text{CO}_2$		1,0	0,9	1,0	0,9	0,5	0,1	0,1	0,2	0,1	2	0,1	0,5	0,2
	азот	$\text{N}_2$		18,9	18,8	18,9	18,8	4,5	2,5	3,7	1,3	2,1	12,5	2,4	20,6	2,3
	Состав газа второго горизонта:		% об.													
	метан	$\text{CH}_4$		41,8	49,7	49,7	34,5	56,1	67,2	49,8	47,6	25	56,1	52,7	67,6	48,8
	этан	$\text{C}_2\text{H}_6$		14,9	12,1	12,1	14,1	16,9	12,2	18,1	18,0	19,6	16,9	13,3	13,7	12,5
	пропан	$\text{C}_3\text{H}_8$		15,5	10,6	10,6	18,2	12,6	8,7	13,0	15,1	18,3	12,6	18,0	8,6	20,3
	бутан	$\text{C}_4\text{H}_{10}$		7,8	8,9	8,9	8,2	8,3	5,4	8,3	10,4	12,8	8,3	9,8	5,7	11,4
	пентан + высш.	$\text{C}_5\text{H}_{12}^+$		3,8	4,2	4,2	2,8	3,6	4,3	6,8	6,4	4,6	3,6	3,1	3,9	5,1
	двуокись углерода	$\text{CO}_2$		0,3	2	2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,9	0,1	0,2	0,1	0,2
	азот	$\text{N}_2$		15,9	12,5	12,5	22	2,4	2,1	3,9	2,3	18,8	2,4	2,9	0,4	1,7

Окончание таблицы 1.1

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта													
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	Состав газа третьего горизонта:		% об														
	метан	CH <sub>4</sub>		34,5	30,6	30,6	47,6	48,8	49,8	52,7	67,6	56,1	58,3	41,8	67,2	34,5	
	этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>		14,1	13,5	13,5	16,8	12,5	12,9	13,3	13,7	16,9	15,8	14,9	12,2	14,1	
	пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>		18,2	18,6	18,6	14,2	20,3	17,6	18,0	8,6	12,6	12,0	15,5	8,7	18,2	
	бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>		8,2	10,6	10,6	7,4	11,4	11,3	9,8	5,7	8,3	8,3	7,8	5,4	8,2	
	пентан + высш.	C <sub>5</sub> H <sub>12+</sub>		2,8	5,6	5,6	3,8	5,1	5,4	3,1	3,9	3,6	4,1	3,8	4,3	2,8	
	двуокись углерода	CO <sub>2</sub>		0,2	0,5	0,5	0,6	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,3	0,1	0,2	
	азот	N <sub>2</sub>		22	20,6	20,6	19,6	1,7	2,8	2,9	0,4	2,4	1,3	15,9	2,1	22	
1.7	Газосодержание нефти	G <sub>0</sub>	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	120	105	190	184	210	340	156	239	140	98	108	102	206	
	Плотность газа	ρ <sub>г</sub>	кг/м <sup>3</sup>	1,17	1,08	1,26	1,15	1,23	1,10	1,17	1,23	1,31	1,29	1,17	1,25	1,06	
	Плотность сепарированной нефти	ρ <sub>н</sub>	кг/м <sup>3</sup>	821	804	839	826	872	794	805	891	878	875	821	840	824	
	Молярная масса сепарированной нефти	M <sub>н</sub>	кг/к-моль	179	161	200	180	238	158	155	281	249	247	179	200	166	

## Глава 2. РАСЧЕТ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

Некоторые из свойств пластовой нефти нефтяных месторождений, определяемых при исследовании глубинных проб отдельно или в сочетании, тесно связаны с ее генезисом и поэтому часто используются как характеристические параметры пластовой нефти.

Наличие в качестве исходной информации экспериментальных характеристик свойств пластовой нефти достаточно для решения большей части задач, касающихся эксплуатации систем сбора и подготовки скважинной продукции. При этом необходимо учитывать изменения этих параметров при различных условиях.

### 2.1. Расчет плотности сепарированной нефти

Плотность нефти при стандартных условиях определяют экспериментально с помощью различных приборов. Однако для решения промысловых задач необходимо знать ее значение при других температурах.

Плотность сепарированной нефти в зависимости от температуры можно рассчитать исходя из определения коэффициента термического расширения нефти:

$$\rho_n(t) = \rho_n \frac{1}{1 + \alpha_n(t - 20)}, \quad (2.1)$$

где  $\rho_n$   $\rho_n(t)$  – плотность сепарированной нефти при 20°C и температуре  $t$  соответственно, кг/м<sup>3</sup>;  $\alpha_n$  – коэффициент термического расширения нефти, зависимостью которого от температуры в диапазоне 10...120°C можно пренебречь и рассчитывать его по формулам:

$$\alpha_n = 10^{-3} \times \left\{ \begin{array}{l} 2,638(1,169 - \rho_n 10^{-3}) \text{ если } 780 \leq \rho_n \leq 860 \text{ кг/м}^3 \\ 1,975(1,272 - \rho_n 10^{-3}) \text{ если } 860 \leq \rho_n \leq 960 \text{ кг/м}^3 \end{array} \right\}. \quad (2.2)$$

### 2.2. Расчет параметров нефти при насыщении ее газом и изменении термобарических условий

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 можно рассчитать по формуле:

$$V_{нз} = V_n^* (1 + \lambda_{нз} \Gamma_0), \quad (2.3)$$

где  $V_n^*$  – объем сепарированной нефти при постоянных давлении и температуре в системе,  $\text{м}^3$ ;  $\Gamma_0$  – отношение объема газа, растворенного в нефти к объему этой нефти, приведенные к стандартным условиям;  $\lambda_{нз}$  – коэффициент изменения объема нефти из-за изменения ее насыщенности газом:

$$\lambda_{нз} = 10^{-3} [4,3 + 0,858\rho_z + 5,2(1 - 1,5\Gamma_0 \cdot 10^{-3})\Gamma_0 \cdot 10^{-3} - 3,54\rho_n \cdot 10^{-3}], \quad (2.4)$$

где  $\rho_n$ ,  $\rho_r$  – плотности нефти и газа, растворяемого в нефти, при  $20^\circ\text{C}$  и  $0,1 \text{ МПа}$ ,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Уменьшение объема сепарированной нефти ( $\Delta V_p$ ) из-за сжатия ее до определенного давления ( $p_{пл}$ ) рассчитывают по формуле:

$$\Delta V_p = -\frac{m_n}{\rho_n} \beta_n p_{пл}, \quad (2.5)$$

где  $\beta_n$  – коэффициент сжимаемости сепарированной нефти (можно принимать равным  $6,5 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ ).

Увеличение объема нефти из-за ее нагревания до температуры  $t_{пл}$  рассчитывают по формуле:

$$\Delta V_t = \frac{m_n}{\rho_n} \alpha_n (t_{пл} - 20), \quad (2.6)$$

где  $\alpha_n$  – коэффициент термического расширения нефти.

Кажущуюся плотность растворенного газа определяют по формуле:

$$\rho_{гк} = \rho_r / \lambda_{нг}, \quad (2.7)$$

Объемный коэффициент нефти рассчитывают по формуле:

$$b = 1 + \lambda_{нг} \Gamma_0 + \alpha_n (t - 20) - 6,5 \cdot 10^{-4} p, \quad (2.8)$$

где  $p$  – давление в системе,  $\text{МПа}$ ;  $t$  – температура,  $^\circ\text{C}$ .

Для нефти в пластовых условиях объемный коэффициент в первом приближении можно рассчитать по формуле:

$$b = 1 + 3 \cdot 10^{-3} \Gamma_0. \quad (2.9)$$

Плотность нефти с растворенным в ней газом рассчитывают по формуле:

$$\rho_{\text{нг}} = \frac{1}{b}(\rho_{\text{н}} + \rho_{\text{г}} \Gamma_0). \quad (2.10)$$

Молярная масса сепарированной нефти (кг/кмоль) в результате ее однократного разгазирования при 20°C до атмосферного давления может быть рассчитана по формуле:

$$M_{\text{н}} = 0,2\rho_{\text{н}}\mu_{\text{н}}^{0,11}, \quad (2.11)$$

где  $\mu_{\text{н}}$  – вязкость сепарированной нефти при стандартных условиях, мПа·с.

Молярную массу пластовой нефти можно рассчитать по формулам, аналогичным (2.11):

$$M_{\text{нг}} = 0,157\rho_{\text{нг}}\mu_{\text{нг}}^{0,267}, \text{ если } \mu_{\text{нг}} < 1,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}; \quad (2.12)$$

$$M_{\text{нг}} = 0,172\rho_{\text{нг}}\mu_{\text{нг}}^{0,136}, \text{ если } \mu_{\text{нг}} > 1,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}; \quad (2.13)$$

или по двухпараметрической формуле:

$$M_{\text{нг}} = 5,495 \cdot 10^{1,842\rho_{\text{нг}}10^{-3}}. \quad (2.14)$$

При отсутствии данных по молярной массе сепарированной нефти и ее вязкости, а также плотности газонасыщенной нефти, молярную массу пластовой нефти можно определить по формуле:

$$M_{\text{нз}} = 44,3 \frac{\rho_{\text{н}} + \rho_{\text{г}} \Gamma_0}{1030 - \rho_{\text{н}} + 1,845 \Gamma_0}. \quad (2.15)$$

Зависимость вязкости сепарированной нефти от температуры. Удовлетворительная связь между вязкостью сепарированной нефти и температурой описывается уравнением Вольтерра:

$$\lg \lg(\eta_{\text{н}} + 0,8) = a_1 - a_2 \lg(1 + t / 273), \quad (2.16)$$

где  $\eta_{\text{н}}$  – относительная кинематическая вязкость сепарированной нефти при температуре  $t$ , мм<sup>2</sup>/с;  $a_1$   $a_2$  – эмпирические коэффициенты, зависящие от состава нефти. Для применения формулы (2.16) необходимо знание экспериментальных значений вязкости нефти при двух температурах, подставляя которые можно определить коэффициенты  $a_1$  и  $a_2$ .

Используя два экспериментальных значения вязкости нефти при двух температурах 20 и 50°C, температурную зависимость динамической вязкости сепарированной нефти можно описать уравнением (2.17):

$$\lg \mu_t = (\lg \mu_{20})(\lg \mu_{50} / \lg \mu_{20})^{(t-20)/30}, \quad (2.17)$$

где  $\mu_{20}$ ,  $\mu_{50}$ ,  $\mu_t$  – динамические вязкости сепарированной нефти при атмосферном давлении и температурах 20, 50 и  $t$  °С соответственно, мПа·с.

Если известно только одно экспериментальное значение вязкости нефти при какой-нибудь температуре  $t_0$ , то значение ее при другой температуре  $t$  можно определить по формуле:

$$\mu_t = \frac{(C\mu_{t_0})^\kappa}{C}, \quad (2.18)$$

где  $\kappa = \frac{1}{1 + a(t - t_0) \lg(C\mu_{t_0})}$ ,  $\mu_t, \mu_{t_0}$  – динамическая вязкость нефти при

температуре  $t$  и  $t_0$ , а и  $C$  – эмпирические коэффициенты:

при  $\mu \geq 1000$  мПа·с;  $C = 10$  1/мПа с;  $a = 2,52 \cdot 10^{-3}$  1/°С;

при  $10 \leq \mu \leq 1000$  мПа·с;  $C = 100$  1/мПа·с;  $a = 1,44 \cdot 10^{-3}$  1/°С;

при  $\mu < 10$   $C = 1000$  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 пользоваться следующими формулами:

$$\text{если } 845 < \rho_n < 924 \text{ кг/м}^3, \text{ то } \mu_n = \left[ \frac{0,658\rho_n^2}{10^3 * 886 - \rho_n^2} \right]^2, \quad (2.19)$$

$$\text{если } 780 < \rho_n < 845 \text{ кг/м}^3, \text{ то } \mu_n = \left[ \frac{0,456\rho_n^2}{10^3 \cdot 833 - \rho_n^2} \right]^2, \quad (2.20)$$

где  $\mu_n, \rho_n$  – вязкость и плотность сепарированной нефти при 20 °С и атмосферном давлении, мПа·с и кг/м<sup>3</sup> соответственно.

Вязкость газонасыщенной нефти при давлении насыщения рассчитывают по формуле Чью и Коннели:

$$\mu_s = A\mu_t^B, \quad (2.21)$$

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,  $A$  и  $B$  – эмпирические коэффициенты, определяемые по формулам:

$$A = \exp[(12,4 \cdot 10^{-3} \Gamma_0 - 8,576) \cdot 10^{-3} \Gamma_0];$$

$$B = \exp[(8,02 \cdot 10^{-3} \Gamma_0 - 4,631) \cdot 10^{-3} \Gamma_0].$$

Теплоемкость нефти может быть рассчитана по формуле:

$$C_p = \frac{107,325(496,8 + t)}{\sqrt{\rho_H}} \quad (2.22)$$

### 2.3. Примеры решения типовых задач

**Задача 2.1.** При приготовлении рекомбинированной пробы сепарированную нефть сначала сжимают до пластового давления и нагревают до пластовой температуры. Затем эту нефть насыщают попутным газом. Определить насколько увеличится объем нефти и кажущуюся плотность растворенного газа, если плотность сепарированной нефти в стандартных условиях  $905 \text{ кг/м}^3$ ; пластовое давление  $11,2 \text{ МПа}$ ; пластовая температура,  $40^\circ\text{C}$ ; плотность газа при  $20^\circ\text{C}$  и  $0,1 \text{ МПа}$   $1,4 \text{ кг/м}^3$ ; газонасыщенность (объемы нефти и газа приведены к стандартным условиям)  $30 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ; масса нефти  $1 \text{ кг}$ .

#### Решение

1. Определяют объем сепарированной нефти известной массы при пластовых давлении и температуре:

а). по формуле (2.5) рассчитывают уменьшение объема сепарированной нефти при сжатии ее до пластового давления:

$$\Delta V_p = -\frac{m_H}{\rho_H} \beta_H p_{\text{пл}} = -\frac{1}{905} \times 6,5 \times 10^{-4} \times 11,2 = -0,8 \times 10^{-5};$$

б). по формуле (2.6) рассчитывают увеличение объема сепарированной нефти из-за нагревания до пластовой температуры, предварительно найдя коэффициент термического расширения по формуле (2.2):

$$\alpha_H = 10^{-3} \times 1,975(1,272 - \rho_H 10^{-3}) = 10^{-3} \times 1,975(1,272 - 905 \times 10^{-3}) = 0,725 \times 10^{-3}$$

$$\Delta V_t = \frac{m_H}{\rho_H} \alpha_H (t_{\text{пл}} - 20) = \frac{0,725 \times 10^{-3} \times (40 - 20)}{905} = 1,6 \times 10^{-5};$$

в). определяют объем сепарированной нефти при пластовых давлении и температуре:

$$V_H^* = V_H + \Delta V_t + \Delta V_p = \frac{1}{905} + 1,6 \times 10^{-5} - 0,8 \times 10^{-5} = 111,3 \times 10^{-5} \text{ м}^3.$$

2. По формуле (2.4) рассчитывают коэффициент изменения объема нефти из-за насыщения ее газом:

3.

$$\begin{aligned}\lambda_{\text{нГ}} &= 10^{-3} \left[ 4,3 + 0,858\rho_{\text{Г}} + 5,2 \left( 1 - 1,5\Gamma_0 \cdot 10^{-3} \right) \Gamma_0 \cdot 10^{-3} - 3,54\rho_{\text{н}} \cdot 10^{-3} \right] = \\ &= 10^{-3} \left[ 4,3 + 0,858 \times 1,4 + 5,2 \left( 1 - 1,5 \times 30 \times 10^{-3} \right) \times 30 \times 10^{-3} - \right. \\ &\left. - 3,54 \times 905 \times 10^{-3} \right] = 0,0024.\end{aligned}$$

Исходя из формулы (2.3) рассчитывают объем нефти при пластовых давлении и температуре газонасыщенностью  $\Gamma_0$  и изменение объема нефти при рекомбинации:

$$\begin{aligned}V_{\text{нГ}} &= V_{\text{н}}^* (1 + \lambda_{\text{нГ}} \Gamma_0) = 111,3 \times 10^{-5} \times (1 + 0,0024 \times 30) = 119,3 \times 10^{-5} \text{ м}^3; \\ \Delta V &= V_{\text{нГ}} - V_{\text{н}} = (119,3 - 110,5) \times 10^{-5} = 8,8 \times 10^{-5} \text{ м}^3.\end{aligned}$$

4. По формуле (2.7) рассчитывают кажущуюся плотность растворенного газа

$$\rho_{\text{ГК}} = \rho_{\text{Г}} / \lambda_{\text{нГ}} = 1,4 / 0,0024 = 583,3 \text{ кг/м}^3.$$

**Задача 2.2.** По условию задачи 1 рассчитать объемный коэффициент нефти.

**Решение**

1. Объемный коэффициент рассчитываем по формуле (2.8)

$$\begin{aligned}b &= 1 + \lambda_{\text{нГ}} \Gamma_0 + \alpha_{\text{н}} (t - 20) - 6,5 \cdot 10^{-4} p = \\ &= 1 + 0,0024 \times 30 + 0,725 \times 10^{-3} \times (40 - 20) - 6,5 \times 10^{-4} \times 11,2 = 1,086.\end{aligned}$$

**Задача 2.3.** По условию задачи 1 рассчитать плотность нефти в пластовых условиях.

**Решение**

Плотность нефти в пластовых условиях рассчитывается по формуле (2.10):

$$\rho_{\text{нГ}} = \frac{1}{b} (\rho_{\text{н}} + \rho_{\text{Г}} \Gamma_0) = \frac{905 + 1,4 \times 30}{1,086} = 872 \text{ кг/м}^3.$$

**Задача 2.4.** Найти молярную массу (условия стандартные) вязкость и теплоемкость сепарированной нефти при  $50^\circ\text{C}$ , если при стандартных условиях ее плотность  $850 \text{ кг/м}^3$ , вязкость  $8,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

**Решение**

1. Молярная масса нефти рассчитывается по формуле (2.11):

$$M_{\text{н}} = 0,2\rho_{\text{н}}\mu_{\text{н}}^{0,11} = 0,2 \times 850 \times 8,5^{0,11} = 215,1 \text{ кг/кмоль}.$$

2. Поскольку по условию задачи известно только одно экспериментальное значение вязкости нефти при температуре  $t_0 = 20^\circ\text{C}$ , то значение ее при температуре  $t = 50^\circ\text{C}$  можно определить по формуле (2.18).

Принимаем  $C = 1000 \text{ 1/мПа}\cdot\text{с}$ ;  $a = 0,76 \cdot 10^{-3} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ ;

$$\kappa = \frac{1}{1 + 0,76 \times 10^{-3} (50 - 20) \lg(1000 \times 8,5)} = 0,918;$$

$$\mu_{50} = \frac{(1000 \times 8,5)^{0,918}}{1000} = 4,039 \text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

3. Теплоемкость сепарированной нефти находим по формуле (2.22):

$$C_p = \frac{107,325(496,8 + 50)}{\sqrt{850}} = 2013 \text{ Дж/кг}\cdot\text{K}.$$

Таблица 2.1

## Исходные данные для самостоятельного решения задач

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2.1, 2.2, 2.3	Плотность сепарированной нефти в ст. условиях	$\rho_n$	кг/м <sup>3</sup>	821	804	839	826	872	794	805	891	878	875	821	840	824
	Плотность газа	$\rho_g$	кг/м <sup>3</sup>	1,17	1,08	1,26	1,15	1,23	1,10	1,17	1,23	1,31	1,29	1,17	1,25	1,06
	Газонасыщенность нефти	$G_0$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	120	105	190	184	210	340	156	239	140	98	108	102	206
	Пластовое давление	$p$	МПа	20	25	23	29	22	24	28	26	21	23	29	27	21
	Пластовая температура	$t$	°С	55	62	76	84	73	59	68	77	82	91	76	81	74
	Масса нефти	$m$	кг	1	2	5	7	4	3	9	7	2	8	3	5	9
2.4	Плотность сепарированной нефти в ст. условиях	$\rho_n$	кг/м <sup>3</sup>	856	871	829	798	901	878	812	865	839	846	863	852	803
	Вязкость сепарированной нефти в ст. условиях	$\mu$	мПа·с	9,9	15,4	4,6	2,2	51,8	19,4	3,7	12,8	6,2	7,6	12,0	8,9	2,4

## Глава 3. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ВОД

### 3.1. Состав нефтепромысловых вод

Нефтепромысловые воды нефтяных месторождений – неотъемлемая часть продукции скважин, которая обуславливает значительную долю осложнений при добыче, сборе, промышленном транспорте и подготовке нефти.

Нефтепромысловые воды представляют собой сложные многокомпонентные системы. Обычно они содержат:

- 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.;
- микроэлементы  $\text{Br}^-$ ,  $\text{I}^-$  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.

Общее содержание растворенных в воде солей называют минерализацией воды (М). По В.И. Вернадскому природные воды в зависимости от массового содержания (%) в них растворенных веществ делят на:

- пресные –  $M 0,001 \div 0,1$ ;
- минерализованные –  $M 0,1 \div 5$ ;
- рассолы –  $M 5 \div 35$ .

**Эквивалентная масса и эквивалент ионов.** Эквивалентом ионов вещества (Э), диссоциированного в воде, называется их молекулярная масса или часть ее, соответствующая единице валентности. Или иначе, эквивалентом иона называется отношение молекулярной массы иона к его валентности в данной химической реакции. Для определения Э нужно мольную массу иона (М, сумма атомных масс элементов, его составляющих) разделить на валентность иона ( $n_{\text{и}}$ ) в данной реакции:

$$\text{Э} = M_{\text{и}}/n_{\text{и}}.$$

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



$$q_{\text{э}i} = \frac{q_i \cdot 10^3}{\text{Э}_i} = \frac{m_i \cdot 10^3}{\text{Э}_i \left( m_{\text{в}} + \sum_{i=1}^k m_i \right)}, \quad (3.1)$$

где  $q_{\text{э}i}$  – концентрация  $i$ -тых ионов в растворе (мг-экв/кг),  $q_i$  – массовая доля  $i$ -тых ионов в растворе,  $m_i$  – масса  $i$ -тых ионов в растворе (кг),  $m_{\text{в}}$  – масса воды в растворе (кг),  $k$  – число разновидностей ионов растворенных в воде веществ,  $q_i 10^3$  – содержание  $i$ -тых ионов в растворе (мг/кг). Значения эквивалентов основных ионов, встречающихся в нефтепромысловых водах, приведены ниже.

Ион	Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Fe <sup>2+</sup>	Fe <sup>3+</sup>	H <sup>+</sup>	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>
Эквивал.	23,00	39,10	12,15	20,04	27,93	18,62	1,01	18,04
Ион	Cl <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Br <sup>-</sup>	J <sup>-</sup>	HS <sup>-</sup>	Нафтен-ионы
Эквивал.	35,45	61,02	30,01	48,03	79,90	126,90	33,07	150-200

Процент-эквивалентная форма представления солевого состава воды получается следующим образом:

$$A_i = \frac{100r_{A_i}}{\sum_{i,j} (r_{A_i} + r_{K_j})}; \quad K_j = \frac{100r_{K_j}}{\sum_{i,j} (r_{A_i} + r_{K_j})}, \quad (3.2)$$

где  $A_i$ ,  $K_j$  – процент-эквивалентная доля  $i$ -аниона и  $j$ -катиона соответственно,  $r_{A_i}$ ,  $r_{K_j}$  – число миллиграмм-эквивалентов в литре раствора  $i$ -аниона и  $j$ -катиона соответственно (мг-экв/л),  $\sum_{i,j} (r_{A_i} + r_{K_j})$  – сумма эквивалентов всех катионов и анионов в литре раствора (мг-экв/л).

### 3.2 Физико-химические свойства нефтепромысловых вод

**Жесткость воды.** Жесткостью воды называется суммарное количество содержащихся в воде катионов кальция и магния, выраженное в молях на килограмм (литр) раствора.

В зависимости от соотношения между общей жесткостью воды  $J_0$  и содержанием в ней ионов HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> нефтепромысловые сточные воды можно разделить на две группы:

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

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

Для вод первой группы различают жесткость общую  $J_0$ , карбонатную  $J_K$  и некарбонатную  $J_{HK}$ , кальциевую  $J_{Ca}$  и магниевую  $J_{Mg}$ .

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

Между различными жесткостями существует связь:

$$J_0 = J_K + J_{HK} = J_{Ca} + J_{Mg}.$$

**Показатель содержания водородных ионов.** Важной характеристикой химического состава пластовой и сточной вод является содержание в ней водородных ионов. Часть молекул воды находится в диссоциированном состоянии:



Состояние равновесия при данной температуре характеризуется константой:

$$K = \frac{C_{H^+} + C_{OH^-}}{C_{H_2O}}, \quad (3.3)$$

где  $C_{H^+}$ ,  $C_{OH^-}$  – концентрация ионов водорода и гидроксида в воде соответственно, моль/л;  $C_{H_2O}$  – концентрация молекул воды, моль/л.

Концентрация воды постоянна и равна 55,56 моль/л, поэтому из (3.3) следует:

$$K_B = 55,56K = C_{H^+} \cdot C_{OH^-},$$

где  $K_B$  – ионное произведение воды, зависящее от температуры (табл. 3.1).

Таблица 3.1

### Ионное произведение воды

$t^{\circ}C$	$K_B \cdot 10^{-14}$	$t^{\circ}C$	$K_B \cdot 10^{-14}$	$t^{\circ}C$	$K_B \cdot 10^{-14}$	$t^{\circ}C$	$K_B \cdot 10^{-14}$
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 и гидроксида равны, следовательно  $C_{H^+} \cdot C_{OH^-} = (C_{H^+})^2$ . Так как при температуре  $22^{\circ}C$   $K_B = 10^{-14}$ , то  $C_{H^+} = 10^{-7}$  моль/л. Отрицательное значение логарифма водородных ионов обозначается рН:

$$pH = -\lg C_{H^+}. \quad (3.4)$$

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

pH = 7 – нейтральная; pH > 7 – щелочная; pH < 7 – кислая.

**Плотность нефтепромысловых вод.** Плотность минерализованной воды в зависимости от солесодержания может быть рассчитана по формуле:

$$\rho_{\text{в}} = \rho_{\text{вд}} + 0,7647S, \quad (3.5)$$

где  $\rho_{\text{вд}}$  – плотность дистиллированной воды при 20°C, кг/м<sup>3</sup>,  $S$  – концентрация соли в растворе, кг/м<sup>3</sup>.

В диапазоне температур 0 – 45°C плотность водных растворов солей изменяется мало, поэтому в первом приближении влияние температуры может быть учтено следующим образом:

$$\rho_{\text{в}}(t) = \rho_{\text{в}} - 0,0714(t - 20), \quad (3.6)$$

где  $\rho_{\text{в}}(t)$  и  $\rho_{\text{в}}$  плотность минерализованной воды при температуре  $t$  и 20°C соответственно, кг/м<sup>3</sup>.

**Вязкость** минерализованной воды может быть рассчитана следующим образом:

при  $\Delta\rho < \Delta\rho^*$

$$\mu_{\text{в}} = \mu_{\text{вд}}(t)10^{0,8831\Delta\rho10^{-3}}, \quad (3.7)$$

$$\mu_{\text{вд}}(t) = 1353(t + 50)^{-1,6928}, \quad (3.8)$$

где  $\mu_{\text{в}}$  – вязкость минерализованной воды при температуре  $t$ , мПа·с;  $\mu_{\text{вд}}$  – вязкость дистиллированной воды при температуре  $t$ ;  $\Delta\rho$  – разность между плотностью минерализованной и дистиллированной вод при 20°C, кг/м<sup>3</sup> ( $\Delta\rho = \rho_{\text{в}} - 998,3$ );  $\Delta\rho^*$  – параметр, определяемый по формуле:

$$\Delta\rho^* = 0,793(146,8 - t) \quad (3.9)$$

при  $\Delta\rho > \Delta\rho^*$

$$\mu_{\text{в}} = \mu_{\text{вд}}(t)10^{10^{-3}A(\rho)}, \quad (3.10)$$

где  $A(\rho)$  – функция, значение которой зависит от температуры и плотности:

при  $0 \leq t \leq 20$  °C

$$A(\rho) = 2,096(\Delta\rho - 0,5787\Delta\rho^*); \quad (3.11)$$

при  $20 < t \leq 30$  °C

$$A(\rho) = 2,096(\Delta\rho - 0,5787\Delta\rho^*) - 0,032(t - 20)(\Delta\rho - \Delta\rho^*); \quad (3.12)$$

при  $t > 30 \text{ }^\circ\text{C}$

$$A(\rho) = 1,776(\Delta\rho - 0,503\Delta\rho^*) \quad (3.13)$$

### 3.3. Примеры решения типовых задач

**Задача 3.1.** Определить тип пластовой воды по Вернадскому, ее карбонатную и некарбонатную, кальциевую и магниевую жесткость и процент-эквивалентный состав, если известно, что в одном литре пластовой воды содержится ионов (мг):  $\text{Ca}^{2+}$  30561;  $\text{Cl}^-$  145953;  $\text{Mg}^{2+}$  3341;  $\text{SO}_4^{2-}$  196;  $\text{Na}^+$  -  $x$ ;  $\text{HCO}_3^-$  122.

#### Решение

Используя приведенные выше значения эквивалентов ионов (табл. 3.1), определим эквивалентный состав воды. Для удобства расположим исходные данные и результаты расчетов в таблицу.

Ионы	Содержание:		
	мг/л ( $m_i$ )	мг-экв/л ( $q_i$ )	%-ЭКВ ( $A_i, K_i$ )
$\text{Ca}^{2+}$	30561	1525,00	
$\text{Mg}^{2+}$	3341	274,98	
$\text{Na}^+$		2323,25	
$\text{Cl}^-$	145953	4117,15	
$\text{HCO}_3^-$	122	2,00	
$\text{SO}_4^{2-}$	196	4,08	

$$q_{\text{Ca}^{2+}} = \frac{m_{\text{Ca}^{2+}}}{\mathcal{E}_{\text{Ca}^{2+}}} = \frac{30561}{20,04} = 1525.$$

Аналогичный расчет ведут для всех остальных ионов. Результаты расчета заносят в таблицу.

Для определения концентрации ионов натрия в воде, учитывая равную эквивалентную концентрацию анионов и катионов, запишем:

$$q_{\text{Ca}^{2+}} + q_{\text{Mg}^{2+}} + q_{\text{Na}^+} = q_{\text{Cl}^-} + q_{\text{SO}_4^{2-}} + q_{\text{HCO}_3^-}.$$

Отсюда

$$q_{\text{Na}^+} = (q_{\text{Cl}^-} + q_{\text{SO}_4^{2-}} + q_{\text{HCO}_3^-}) - (q_{\text{Mg}^{2+}} + q_{\text{Ca}^{2+}}) = 2323,25 \text{ мг-экв/л};$$

$$m_{\text{Na}^+} = q_{\text{Na}^+} \mathcal{E}_{\text{Na}^+} = 2323,25 \cdot 23 = 53435 \text{ мг/л}.$$

Определим общую минерализацию воды  $S$ :

$$S = m_{\text{Ca}^{2+}} + m_{\text{Mg}^{2+}} + m_{\text{Na}^+} + m_{\text{Cl}^-} + m_{\text{SO}_4^{2-}} + m_{\text{HCO}_3^-} =$$

$$= 30561 + 3341 + 53435 + 145953 + 122 + 196 = 233608 \text{ мг/л} = 233,6 \text{ г/л}.$$

Определим плотность воды по формуле (3.5), приняв плотность дистиллированной воды при 20 °С равной 998,3 кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{\text{вн}} = 998,3 + 0,7647 \cdot 233,6 = 1176,9 \text{ кг/м}^3.$$

Найдем минерализацию воды в процентах:

$$C = \frac{S}{10\rho} = \frac{233,6 \text{ г/л}}{10 \cdot 1,177 \text{ г/см}^3} = 19,8 \text{ \%}.$$

Таким образом, согласно классификации Вернадского, пластовая вода относится к рассолам.

Определим общую жесткость воды:

$$Ж_{\text{о}} = q_{\text{Ca}^{2+}} + q_{\text{Mg}^{2+}} = 1525 + 275 = 1800 \text{ мг-экв/л},$$

Определим карбонатную жесткость:

$$Ж_{\text{к}} = q_{\text{HCO}_3^-} = 2 \text{ мг-экв/л}.$$

Поскольку общая жесткость больше карбонатной, вода относится к жестким водам.

Процент-эквивалентный состав воды находим по формуле (3.2), принимая за 100% сумму эквивалентов всех ионов в 1 литре воды.

**Задача 3.2.** Температура попутной воды в технологическом процессе последовательно принимает значения 2, 10, 20, 35°С. Соле-содержание ее равно 156 г/л. Определить изменение плотности и вязкости пластовой воды в технологическом процессе.

## Глава 4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОСТЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ИЗОТЕРМИЧЕСКОМ ТЕЧЕНИИ ОДНОФАЗНОЙ ЖИДКОСТИ

В основе гидравлического описания работы любых трубопроводов, по которым осуществляется перекачка жидкости, лежит уравнение Бернулли, выражающее закон сохранения энергии потока:

$$p_2 - p_1 = 0,5\rho(a_2v_2^2 - a_1v_1^2) + \rho g(z_2 - z_1) + \Delta p_{\text{тр}}, \quad (4.1)$$

где  $p_1, p_2$  – давление в сечениях 1 и 2 соответственно;  $\rho$  – плотность потока;  $a_1$  и  $a_2$  – поправочные коэффициенты Кориолиса на неравномерность распределения скоростей по сечениям (в практических расчетах для турбулентного режима течения  $a \approx 1$ );  $v_1, v_2$  – 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.

Согласно выражению (4.1) потери давления в трубопроводе при перекачке по нему жидкостей и газов состоят из трех слагаемых:

- потери на преодоление сил трения;
- потери на преодоление геодезических подъемов,
- потери на преодоление местных сопротивлений (изгибы трубопровода, задвижки, сужения и т.п.).

Потери давления (напора) на трение зависят от диаметра трубопровода, состояния внутренней поверхности его стенок, количества прокачиваемой жидкости и ее физических свойств.  $\Delta p_{\text{тр}}$  определяется по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta p = p_1 - p_2 = \lambda \frac{Lv^2}{2D} \rho, \quad (4.2)$$

$$\Delta H = H_1 - H_2 = \lambda \frac{Lv^2}{2gD}, \quad (4.3)$$

где  $\Delta p, \Delta H$  – перепады давления (Па) и напора (м), обусловленные трением;  $p_1$  и  $H_1, p_2$  и  $H_2$  – давление (Па) и напор (м) в сечениях 1 и 2 соответственно;  $L, D$  – длина и диаметр трубопровода, м;  $v$  средняя скорость течения 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 течения и шероховатости стенок труб.

При гидравлических расчетах трубопроводов с изотермическим течением однофазной жидкости полагают, что температура по всей

длине трубопровода постоянна, а массовый и объемный состав перекачиваемой жидкости – не изменяется.

Гидравлический расчет простых трубопроводов сводится к определению одного из следующих параметров:

- пропускной способности трубопровода  $Q$  при известных диаметре и давлении;
- необходимого начального давления ( $P_0$ ) при заданном конечном ( $P_k$ ) при известных пропускной способности и диаметре;
- диаметра трубопровода при известных пропускной способности и давлении.

Основной задачей гидравлического расчета во всех случаях является расчет полной потери давления (напора) в трубопроводе.

#### 4.1. Расчет пропускной способности

Поскольку коэффициент гидравлического сопротивления зависит от числа Рейнольдса, а, следовательно, и от искомого значения пропускной способности  $Q$ , задачи решают графоаналитическим способом. Для этого вначале задаются несколькими произвольными значениями  $Q$ . Для каждого выбранного значения по формуле (4.4) определяют линейную скорость потока:

$$v = Q / S = 4Q / \pi D^2. \quad (4.4)$$

Затем рассчитывают число Рейнольдса и определяют режим движения жидкости:

$$Re = vD / \eta = vD\rho / \mu = 4Q\rho / \pi D\mu. \quad (4.5)$$

В зависимости от числа Рейнольдса находят коэффициент гидравлического сопротивления:

при  $Re \leq 2000$  (ламинарный режим):

$$\lambda = 64 / Re; \quad (4.6)$$

при  $2000 < Re < 4000$  (критический режим):

$$\lambda = 0,0025 \cdot \sqrt[3]{Re}; \quad (4.7)$$

при  $Re > 4000$  (турбулентный режим) для расчета используют формулу Альтшуля ( $k_s$  – эквивалентная шероховатость внутренней поверхности труб, мм, табл. 4,1):

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{k_s}{D} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (4.8)$$

или частные формулы для трех областей турбулентного режима:  
зона гладкого трения  $4000 < Re < 10D/k_s$ :

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\text{Re}}}; \quad (4.9)$$

зона смешанного трения  $10D/k_3 < \text{Re} < 500D/k_3$  – по формуле (4.8);  
зона шероховатого трения  $\text{Re} > 500D/k_3$ :

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{k_3}{D} \right)^{0,25}. \quad (4.10)$$

После этого рассчитывают полную потерю напора (формула 4.11) или давления (формула 3.12) в трубопроводе:

$$\Delta H = \lambda \frac{Lv^2}{D2g} + \Delta z + \left( v^2 / 2g \right) \sum k_{\text{мс}}, \quad (4.11)$$

$$\Delta p = \lambda \rho \frac{Lv^2}{2D} + \Delta z \rho g, \quad (4.12)$$

$k_{\text{мс}}$  – коэффициент местного сопротивления.

В расчетах значение эквивалентной шероховатости внутренней поверхности трубопровода принимают в соответствии с таблицей 4.1.

Таблица 4.1

**Значения эквивалентной шероховатости внутренней поверхности стальных трубопроводов**

Наименование трубопровода	Эквивалентная шероховатость, мм ( $k_3$ )
Внутрипромысловые газопроводы	0,1
Магистральные газопроводы	0,03
Воздухопроводы сжатого воздуха от компрессоров	0,8
Нефтепродуктопроводы	0,2
Нефтепроводы для средних условий эксплуатации	0,2
Водопроводы	0,5
Трубопроводы водяного конденсата	0,5
Трубопроводы пароводяной смеси	0,5
Паропроводы	0,2

Найдя значения  $\Delta P$  или  $\Delta H$  для каждого выбранного значения  $Q$ , строят график зависимости  $\Delta H = f(Q)$  или  $\Delta P = f(Q)$  и по заданному в условии задачи предельному значению  $\Delta H$  или  $\Delta P$  находят искомую пропускную способность.



Можно воспользоваться рекомендованными в специальной литературе значениями оптимальной скорости движения жидкости в трубопроводе в зависимости от вязкости (табл. 4.2). В этом случае по известной или рассчитанной вязкости жидкости выбирают оптимальную линейную скорость течения. По известному диаметру рассчитывают пропускную способность, и полученное значение проверяют путем расчета полной потери давления в трубопроводе при найденной пропускной способности. Если полная потеря давления выше заданной – задаются другой скоростью и снова повторяют расчет полной потери давления.

Таблица 4.2

**Рекомендуемые оптимальные скорости движения жидкости в трубопроводе в зависимости от вязкости**

Кинематическая вязкость жидкости ( $\nu$ ) при температуре перекачки, $\text{см}^2/\text{с}$	Рекомендуемая скорость, м/с	
	Во всасывающем трубопроводе	В нагнетательном трубопроводе
0,01-0,06	1,5	2,5
0,06-0,12	1,4	2,2
0,12-0,28	1,3	2,0
0,28-0,72	1,2	1,5
0,72-1,46	1,1	1,2
1,46-4,38	1,0	1,1
4,38-9,77	0,8	1,0

**Задача 4.1.** Нефть плотностью  $0,747 \text{ т/м}^3$  и вязкостью при температуре перекачки  $0,01 \text{ см}^2/\text{сек}$  транспортируется по трубопроводу диаметром  $0,1 \text{ м}$ , длиной  $500 \text{ м}$ ; коэффициент эквивалентной шероховатости  $0,3 \text{ мм}$ ; разность отметок начала и конца трубопровода  $10 \text{ м}$ , допустимая потеря давления  $4 \text{ атм}$ , местные сопротивления отсутствуют. Определить пропускную способность трубопровода

**Решение**

1. Выбираем произвольные значения  $Q$  для условия задачи. Пусть  $Q_1 = 800 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_2 = 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_3 = 1200 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_4 = 1500 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_5 = 2000 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

2. Для каждого значения  $Q$  по формуле (3.4) рассчитываем линейную скорость потока:

$$v_1 = 4 Q_1 / \pi D^2 = 4 \cdot 800 / 3,14 \cdot 0,1^2 = 101911 \text{ м/сут} = 1,18 \text{ м/с}.$$

Аналогично находим  $v_2 = 1,47 \text{ м/с}$ ;  $v_3 = 1,77 \text{ м/с}$ ;  $v_4 = 2,21 \text{ м/с}$ ;  $v_5 = 2,95 \text{ м/с}$ .

3. Рассчитываем число Рейнольдса и определяем режим движения жидкости:

$$Re_1 = 1,18 \cdot 0,1/0,01 \cdot 10^{-4} = 118000.$$

Аналогично находим  $Re_2 = 147000$ ;  $Re_3 = 177000$ ;  $Re_4 = 221000$ ;  $Re_5 = 295000$ .

Как видно из расчетов, число Рейнольдса при всех принятых значениях  $Q$  больше 4000, следовательно, режим течения жидкости в трубопроводе – турбулентный.

4. Рассчитываем коэффициент гидравлического сопротивления. Поскольку режим течения турбулентный, для расчета выбираем общую формулу Альтшуля (4.8):

$$\lambda_1 = 0,11 \cdot [(0,3 \cdot 10^{-3}/0,1) + (68/118000)]^{0,25} = 0,0269.$$

Аналогично находим  $\lambda_2 = 0,0267$ ;  $\lambda_3 = 0,0265$ ;  $\lambda_4 = 0,0264$ ;  $\lambda_5 = 0,0262$ .

5. Для всех принятых значений пропускной способности по формуле (4.13) рассчитываем полную потерю давления в трубопроводе:

$$\begin{aligned} \Delta p_1 &= (0,0269 \cdot 747 \cdot 500 \cdot 1,18^2/2 \cdot 0,1) + (10 \cdot 747 \cdot 9,81) = \\ &= 143171 \text{ Па} = 1,4 \text{ атм.} \end{aligned}$$

Аналогично находим  $\Delta p_2 = 1,8 \text{ атм}$ ;  $\Delta p_3 = 2,3 \text{ атм}$ ;  $\Delta p_4 = 3,1 \text{ атм}$ ;  $\Delta p_5 = 5,0 \text{ атм}$ .

6. По рассчитанным значениям  $\Delta p$  строим график зависимости  $\Delta p = f(Q)$  (рис. 4.1).

Опустив перпендикуляр из точки пересечения линии допустимого перепада давления (по условию – 4 атм) с линией  $\Delta p = f(Q)$  на ось  $Q$ , получим искомое значение пропускной способности.  $Q \approx 1750 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

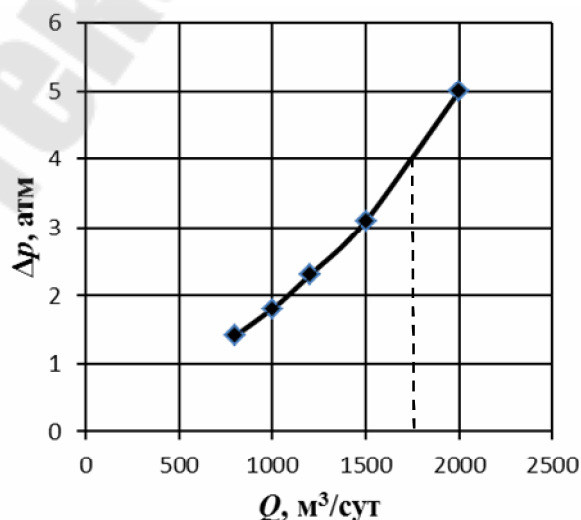


Рис. 4.1. График зависимости  $\Delta p = f(Q)$

6. Выполняем проверочный расчет  $\Delta p$ :

$$v = 4 \cdot 1750 / 3,14 \cdot 0,1^2 = 222912 \text{ м/сут} = 2,58 \text{ м/с};$$

$$Re = 2,58 \cdot 0,1 / 0,01 \cdot 10^{-4} = 258000;$$

$$\lambda = 0,11 \cdot [(0,3 \cdot 10^{-3} / 0,1) + (68 / 258000)]^{0,25} = 0,0263;$$

$$\Delta p = (0,0263 \cdot 747 \cdot 500 \cdot 2,58^2 / 2 \cdot 0,1) + (10 \cdot 747 \cdot 9,81) = \\ = 400158 \text{ Па} = 4,0 \text{ атм.}$$

Ответ: пропускная способность трубопровода – не более 1750 м<sup>3</sup>/сут.

#### 4.2. Определение необходимого давления

При известном начальном или конечном напоре (давлении) найти напор (давление) в противоположном конце трубопровода можно, зная полную потерю напора (давления) в трубопроводе, т.е. потерю напора (давления) на трение, преодоление разности геодезических отметок начала и конца трубопровода, преодоление местных сопротивлений (сужений, поворотов, задвижек и т.п.).

Расчет полной потери напора (давления) производят следующим образом. Вначале находят линейную скорость течения жидкости по формуле (3.1), затем по формуле (3.2) – число Re, коэффициент гидравлического сопротивления – по одной из формул (3.3) – (3.8) и  $\Delta H$  ( $\Delta P$ ) – по формулам (3.9) или (3.10). Начальное давление рассчитывают по формуле:

$$p_0 = p_k + \Delta p.$$

**Задача 4.2.** Нефть в количестве 8000 м<sup>3</sup>/сут перекачивается по трубопроводу диаметром 307 мм, длиной 15 км, разность геодезических отметок начала и конца трубопровода 5 м, сумма коэффициентов местных сопротивлений 5, коэффициент эквивалентной шероховатости 0,2 мм плотность нефти 0,83 т/м<sup>3</sup>. Определить полную потерю напора в трубопроводе ( $\Delta H$ ).

##### Решение

1. Находим линейную скорость потока в трубопроводе по формуле 4.4:

$$v = 4Q / \pi D^2 = \frac{4(8000 / 86400)}{3,14 \cdot 0,307^2} = 1,51 \text{ м/с.}$$

2. Поскольку по условию задачи вязкость неизвестна, находим ее приближенное значение по значению плотности. По условию зада-

чи плотность нефти  $830 \text{ кг/м}^3$  для определения вязкости используем формулу (2.20)

$$\mu_{\text{н}} = \left[ \frac{0,456\rho_{\text{н}}^2}{10^3 \cdot 833 - \rho_{\text{н}}^2} \right]^2 = \left[ \frac{0,456 \cdot 830^2}{1000 \cdot 833 - 830^2} \right]^2 = 4,75 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

3. Находим число Рейнольдса по формуле 4.5:

$$\text{Re} = vD\rho / \mu = \frac{1,51 \cdot 0,307 \cdot 830}{0,00475} = 81003.$$

4. Находим коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Альтшуля (4.8), или используя частные формулы после определения зоны турбулентного течения:

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{k_{\text{э}}}{D} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25} = 0,11 \left( \frac{0,2}{307} + \frac{68}{81003} \right)^{0,25} = 0,0216.$$

5. Находим полную потерю напора в трубопроводе по формуле (4.11):

$$\Delta H = \lambda \frac{Lv^2}{D2g} + \Delta z + (v^2 / 2g) \sum k_{\text{мс}} = 0,0216 \frac{15000 \cdot 1,51^2}{0,307 \cdot 2 \cdot 9,81} + 5 + 5 \frac{1,51^2}{2 \cdot 9,81} = 128 \text{ м}.$$

### 4.3. Определение необходимого диаметра

**Задача 4.3.** Нефть в количестве  $220 \text{ м}^3/\text{час}$  с удельным весом  $0,785 \text{ т/м}^3$  и вязкостью при температуре перекачки  $0,024 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$  транспортируется по трубопроводу длиной  $650 \text{ м}$ , разность отметок начала и конца трубопровода  $10 \text{ м}$ , шероховатость трубы  $0,2 \text{ мм}$ , напор в начале трубопровода  $30 \text{ м}$ , сумма коэффициентов местных сопротивлений –  $20$ . Определить диаметр трубопровода.

**Решение.** Поскольку коэффициент гидравлического сопротивления зависит от числа Рейнольдса, а, следовательно, и от неизвестного  $D$ , задачу решают графоаналитическим способом. Для этого вначале задаются несколькими произвольными значениями  $D$  и определяют все параметры, как при решении задач на определение пропускной способности. По известным параметрам строят график зависимости  $\Delta H = f(D)$  или  $\Delta p = f(D)$  и по заданному  $\Delta H$  или  $\Delta p$  находят искомый диаметр.

Как и при решении задач по расчету пропускной способности, можно воспользоваться рекомендованными значениями оптимальной скорости течения жидкости (табл.4.2). В этом случае по известной или рассчитанной вязкости жидкости выбирают оптимальную линейную скорость течения. По известной пропускной способности расчи-

тывают диаметр, и полученное значение проверяют путем расчета полной потери давления в трубопроводе при найденном значении диаметра. Если полная потеря давления выше заданной – задаются другой скоростью.

По условию задачи вязкость нефти при температуре перекачки равна  $0,024 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ , или  $0,024 \text{ см}^2/\text{с}$ . По таблице 4.2 находим рекомендуемую линейную скорость перекачки нефти с такой вязкостью. В нагнетательном трубопроводе принимаем ее равной  $2,5 \text{ м/с}$ .

Из формулы (4.4) находим значение диаметра трубопровода:

$$D = \sqrt{\frac{4Q}{\pi v}} = \sqrt{\frac{4 \cdot (220 / 3600)}{3,14 \cdot 2,5}} = 0,176 \text{ м.}$$

Для проверки правильности выбранного решения выполняем расчет  $\Delta H$  по формуле (4.11), предварительно рассчитав число Рейнольдса и гидравлическое сопротивление (формулы 4.5 и 4.8 соответственно):

$$\text{Re} = vD / \eta = \frac{2,5 \cdot 0,176}{0,024 \cdot 10^{-4}} = 183816.$$

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{k_s}{D} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25} = 0,11 \left( \frac{0,2}{0,176} + \frac{68}{183816} \right)^{0,25} = 0,022.$$

$$\Delta H = 0,22 \frac{650 \cdot 2,5^2}{0,176 \cdot 2 \cdot 9,81} + 10 + 20 \frac{2,5^2}{2 \cdot 9,81} = 42,25.$$

По условию задачи напор в начале трубопровода составляет  $30 \text{ м}$ . Поскольку расчетное значение  $\Delta H$  при линейной скорости потока  $2,5 \text{ м/с}$  больше напора в начале трубопровода, выбранная скорость слишком велика.

Принимаем значение линейной скорости равной  $2,0 \text{ м/с}$  и повторяем все расчеты. При этом получаем:  $D = 0,197$ ;  $\text{Re} = 164410$ ;  $\lambda = 0,021$ ;  $\Delta H = 28,44$ . Расчетное значение  $\Delta H$  меньше, чем напор в начале трубопровода, значит расчетное значение внутреннего диаметра трубопровода, удовлетворяющее условию задачи, равно  $0,197 \text{ м}$ .

Таблица 4.2

## Исходные данные для самостоятельного решения задач

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
4.1.	Плотность нефти	$\rho_n$	кг/м <sup>3</sup>	821	804	839	826	872	794	805	891	878	875	821	840	824
	Диаметр трубопровода	$D$	м	0,114	0,089	0,114	0,114	0,114	0,089	0,089	0,219	0,219	0,219	0,114	0,114	0,114
	Вязкость при температуре перекачки	$\eta$ ,	см <sup>2</sup> /с	5,3	3,1	7,4	5,2	18,2	2,5	3,2	36,1	22,1	20,0	4,6	7,6	4,9
	Длина трубопровода	$L$	км	0,8	1,2	2,3	2,5	0,5	2,5	1,9	0,4	0,3	0,8	1,8	2,4	2,6
	Разность отметок начала и конца трубопровода	$\Delta z$	м	2	1	3	4	2	3	1	1,5	2	1	3	2	2
	Коэффициент эквивалентной шероховатости трубы	$k_{\Sigma}$	мм	0,2	0,2	0,5	0,3	0,4	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,5	0,2
4.2	Объемный расход нефти	$Q$	м <sup>3</sup> /сут	7300	5000	7000	8000	1500	2500	3000	3500	2500	4000	4200	3800	1500
	Диаметр трубопровода	$D$	м	0,307	0,219	0,273	0,307	0,359	0,359	0,307	0,219	0,273	0,307	0,359	0,359	0,307
	Длина трубопровода	$L$	км	10	4	5	8	6	9	5	2	4	7	5	9	6
	Разность отметок начала и конца трубопровода	$\Delta z$	м	5	3	4	2	1	3	2	1	3	3	2	4	2
	Коэффициент эквивалентной шероховатости трубы	$k_{\Sigma}$	мм	0,2	0,2	0,5	0,3	0,4	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,5	0,2
	Сумма коэффициентов местных сопротивлений	$\Sigma k_{мс}$		10	15	20	30	40	20	30	10	5	20	50	5	15

Окончание таблицы 4.2.

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Плотность нефти	$\rho_n$	кг/м <sup>3</sup>	856	871	829	798	901	878	812	865	839	846	863	852	803
4.3	Плотность нефти	$\rho_n$	кг/м <sup>3</sup>	821	804	839	826	872	794	805	891	878	875	821	840	824
	Объемный расход	$Q$	м <sup>3</sup> /час	220	320	180	420	120	320	250	220	320	180	420	120	320
	Вязкость при температуре перекачки	$\eta$ ,	10 <sup>-4</sup> м <sup>2</sup> /с	0,024	0,026	0,028	0,024	0,024	0,029	0,027	0,024	0,026	0,028	0,024	0,024	0,029
	Длина трубопровода	$L$	м	209	258	500	690	520	650	650	750	500	850	1000	480	650
	Разность отметок начала и конца трубопровода	$\Delta z$	м	10	20	-30	30	10	25	-24	10	-5	10	15	5	20
	Коэффициент эквивалентной шероховатости трубы	$k_{\Sigma}$	мм	0,2	0,2	0,5	0,3	0,4	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,5	0,2
	Напор в начале трубопровода	$H_n$	м	30	40	50	35	60	55	45	65	39	46	63	52	83
	Сумма коэффициентов местных сопротивлений	$\Sigma k_{мс}$		10	15	20	30	40	20	30	10	5	20	50	5	15

## Глава 5. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДОВ

Массовый расход газа для установившегося изотермического режима течения определяется по формуле:

$$G_m = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{(p_H^2 - p_K^2) D^5}{\lambda z R T L}}, \quad (5.1)$$

где  $p_H, p_K$  – давление соответственно в начале и конце газопровода длиной  $L$ ;  $D$  – внутренний диаметр;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $z$  – коэффициент сжимаемости газа;  $R$  – газовая постоянная;  $T$  – температура окружающей среды (принимается постоянной).

Коэффициент гидравлического сопротивления для зоны смешанного трения определяют по универсальной формуле ВНИИгаза:

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left( \frac{2k_s}{D} + \frac{158}{Re} \right)^{0,2}. \quad (5.2)$$

При  $158/Re > 2k_s/D$  формула 4.2 будет иметь вид:

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left( \frac{158}{Re} \right)^{0,2} = \frac{0,1844}{Re^{0,2}}, \quad (5.3)$$

а при  $158/Re < 2k_s/D$ :

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left( \frac{2k_s}{D} \right)^{0,2}. \quad (5.4)$$

По данным ВНИИгаза для новых труб  $k_s = 0,03$  мм. Тогда, из (5.4) получим:

$$\lambda_{тр} = 0,03817 / D^{0,2}, \quad (5.5)$$

где  $D$  – внутренний диаметр, мм.

Граница между смешанным и квадратичным режимами течения определяется зависимостью:

$$Re_{пер} = 11 \left( \frac{D}{2k_s} \right)^{1,5}. \quad (5.6)$$

При  $Re > Re_{пер}$  – квадратичный режим течения, при  $Re < Re_{пер}$  – смешанный.

Число Рейнольдса рассчитывают по формуле:

$$Re = vD / \eta = 4G_m / \pi D \mu, \quad (5.7)$$

где  $v$  – средняя по сечению трубы скорость газа;  $\eta$  и  $\mu$  – соответственно кинематическая и динамическая вязкость газа.



При технических расчетах коэффициент гидравлического сопротивления с учетом местных сопротивлений – кранов, задвижек и т.п. можно принимать  $1,03 \dots 1,05 \lambda_{тр}$ . Тогда основная расчетная формула с учетом (5.5) запишется:

$$G_m = 16,7 \cdot 10^{-6} a \delta E D^{2,6} \sqrt{\frac{p_H^2 - p_K^2}{\bar{\rho}_r z T L}}, \quad (5.8)$$

где  $G$  – расход газа, млн.  $m^3/сут$ ;  $\bar{\rho}_r$  – относительная плотность газа;  $D$  – диаметр газопровода, мм;  $p_H, p_K$  – давления соответственно в начале и конце газопровода, МПа;  $T$  – температура окружающей среды, К;  $L$  – длина газопровода, км. Коэффициент  $a$  изменяется от 0,96 до 1. При квадратичном режиме  $a = 1$ . Коэффициент  $\delta$  учитывает влияние подкладных колец и колеблется в пределах 0,95...0,975; при отсутствии колец  $\delta = 1$ . Коэффициент эффективности  $E$  учитывает фактическое состояние внутренней поверхности трубопровода. Для новых труб без специального покрытия  $E = 1$ .

Если необходимо определить давление  $p$  на расстоянии  $x$  от начала газопровода, то удобно использовать зависимость:

$$p = \sqrt{p_H^2 - \frac{(p_H^2 - p_K^2)x}{L}}. \quad (5.9)$$

Так как в газопроводах закон падения давления по длине имеет нелинейный характер, то среднее давление определяется как среднее интегральное:

$$p_{ср} = \frac{2}{3} \left( p_H + \frac{p_K^2}{p_H + p_K} \right). \quad (5.10)$$

## 5.2. Примеры решения задач

**Задача 5.1.** Определить массовый и объемный расходы для газопровода длиной 100 км с наружным диаметром 720 мм и толщиной стенок 10 мм. Давление в начале газопровода 5 МПа, в конце – 1,1 МПа. Плотность газа при стандартных условиях  $0,8 \text{ кг}/m^3$ , газовая постоянная  $8,31 \text{ Дж}/(\text{моль} \cdot K)$ , динамическая вязкость газа  $12 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}$ , коэффициент сжимаемости 0,93. Температура грунта на глубине заложения  $5^\circ C$ . эквивалентная шероховатость внутренней поверхности труб 0,2 мм.

**Решение.** По формуле (5.4) определяют коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,067 \left( \frac{2 \cdot 0,2}{700} \right)^{0,2} = 0,0149.$$

Расчетное значение  $\lambda$  принимают равным  $0,0149 \cdot 1,05 = 0,0156$ , и по формуле (5.1) рассчитывают массовый расход газа:

$$G_{\text{м}} = \frac{3,14}{4} \sqrt{\frac{(5^2 - 1,1^2) \cdot (10^6)^2 \cdot 0,7^5}{0,0157 \cdot 0,93 \cdot 8,31 \cdot 278 \cdot 100 \cdot 10^3}} = 855 \text{ кг/с.}$$

Используя данное в условии задачи значение плотности, рассчитываем объемный расход газа:

$$Q = \frac{G_{\text{м}}}{\rho_{\text{г}} \cdot 86400} = \frac{855}{0,8 \cdot 86400} = 92,34 \text{ млн. м}^3 / \text{сут.}$$

**Задача 5.2.** По условию задачи 5.1 определить давление в конце газопровода для 5 млн. м<sup>3</sup>/сут при избыточном давлении в начале газопровода 5 МПа и эквивалентной шероховатости внутренней поверхности труб 0,03 мм.

**Решение.** Предположим, что газопровод работает в зоне смешанного трения. Тогда коэффициент гидравлического сопротивления определим по формуле (4.2); параметр Рейнольдса – по формуле (4.7):

$$Re = 4Q\rho_{\text{г}} / \pi D\mu = \frac{4 \cdot 5 \cdot 10^6 \cdot 0,8}{86400 \cdot 3,14 \cdot 0,7 \cdot 12 \cdot 10^{-6}} = 7,0 \cdot 10^6,$$

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,067 \left( \frac{2 \cdot 0,03}{700} + \frac{158}{7 \cdot 10^6} \right)^{0,2} = 0,0108.$$

Проверяем справедливость предположения о зоне смешанного трения:

$$Re_{\text{пер}} = 11 \left( \frac{700}{2 \cdot 0,03} \right)^{1,5} = 13,86 \cdot 10^6.$$

Так как,  $Re < Re_{\text{пер}}$ , газопровод работает в зоне смешанного трения.

Расчетное значение коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \lambda_{\text{тр}} \cdot 1,05 = 0,0108 \cdot 1,05 = 0,0113.$$

Из (4.1) определим конечное давление в газопровode:

$$p_{\text{к}} = \sqrt{p_{\text{н}}^2 - \frac{\lambda z \bar{\rho} T L v^2}{86400^2 K^2 D^5}} =$$

$$= \sqrt{(5 \cdot 10^6)^2 - \frac{0,0113 \cdot 0,93 \cdot 0,664 \cdot 278 \cdot 100 \cdot 10^3 \cdot 5^2 \cdot 10^{12}}{86400^2 \cdot 0,38 \cdot 0,7^5}} = 4,9 \cdot 10^2 \text{ Па.}$$

Таблица 5.1

## Исходные данные для самостоятельного решения задач

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5.1	Диаметр газопровода	$D$	мм	530	630	720	426	377	530	630	820	426	377	530	720	820
	Толщина стенок	$\delta$	мм	9	7	9	6	6	8	9	9	8	7	7	11	12
	Длина газопровода	$L$	км	20	10	60	25	15	22	25	50	30	8	11	90	150
	Давление в начале газопровода	$p_n$	МПа	4	4	5	3	3	5	5	6	3	2	5	6	7
	Плотность газа при стандартных условиях	$\rho_r$	кг/м <sup>3</sup>	0,89	0,97	0,85	0,78	0,91	0,98	1,03	0,85	0,90	0,80	1,15	0,86	0,83
	Динамическая вязкость газа	$\mu_r$	10 <sup>-6</sup> Па·с	12	13	12	12	13	13	14	12	13	12	15	12	12
	Коэффициент сжимаемости	$z$		0,94	0,93	0,92	0,94	0,94	0,93	0,92	0,91	0,94	0,95	0,93	0,91	0,90
	Температура грунта на глубине заложения газопровода	$t$	°С	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Эквивалентная шероховатость труб	$k_s$	мм	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	5.2	Давление в начале газопровода	$p_n$	МПа	4	4	5	3	3	5	5	6	3	2	5	6
Объемный расход газа		$Q$	млн. м <sup>3</sup> /сут	3	4	6	2	2	3	4	6	4	3	5	6	8

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мусин, М. М. Разработка нефтяных месторождений : учебное пособие : [16+] / М. М. Мусин, А. А. Липаев, Р. С. Хисамов ; под ред. А. А. Липаева. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2019. – 329 с.
2. Тетельмин, В. В. Нефтегазовое Дело: полный курс : учебник : в 2-х т. : [16+] / В. В. Тетельмин. – 2-е изд. – Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – Том 2. – 400 с.
3. Груднева, А. А. Эксплуатация установок подготовки скважинной продукции нефтяных месторождений: курс лекций : [16+] / А. А. Груднева, А. С. Николайченко, И. О. Дацюк ; Северо-Кавказский федеральный университет. – Ставрополь : Северо-Кавказский Федеральный университет (СКФУ), 2018. – 113 с.
4. Эксплуатация установок подготовки скважинной продукции нефтяных месторождений : практикум : [16+] / сост. А. А. Груднева, А. С. Николайченко, И. О. Дацюк ; Северо-Кавказский федеральный университет. – Ставрополь : Северо-Кавказский Федеральный университет (СКФУ), 2018. – 118 с.
5. Зиновьева, Л. М. Сбор, транспорт и хранение нефти на промыслах : учебное пособие : [16+] / Л. М. Зиновьева, Л. Н. Коновалова, А. Б. Верисокин ; Северо-Кавказский федеральный университет. – Ставрополь : Северо-Кавказский Федеральный университет (СКФУ), 2017. – 230 с.
6. Системы автоматизации в нефтяной промышленности : учебное пособие : [16+] / М. Ю. Прахова, Е. А. Хорошавина, А. Н. Краснов, С. В. Емец ; под общ. ред. М. Ю. Праховой. – Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2019. – 305 с.
7. Добыча и подготовка нефти: лабораторный практикум : практикум : [16+] / сост. А. С. Николайченко, Л. М. Зиновьева ; Северо-Кавказский федеральный университет. – Ставрополь : Северо-Кавказский Федеральный университет (СКФУ), 2018. – 104 с.
8. Насыров, А. М. Технологические аспекты охраны окружающей среды в добыче нефти : учебное пособие : [16+] / А. М. Насыров, Е. П. Масленников, М. М. Нагуманов. – Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2019. – 289 с.
9. Сбор и подготовка скважинной продукции [Электронный ресурс] : пособие по одноименному курсу для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 "Разработка и эксплуатация нефтяных

и газовых месторождений" заочной формы обучения / Н. Г. Журавель ; Министерство образования Республики Беларусь, Учреждение образования "Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого", Институт повышения квалификации и переподготовки кадров, Кафедра "Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений и транспорт нефти" . – Гомель : ГГТУ, 2017. - 124 с.

10. Сбор и подготовка скважинной продукции [Электронный ресурс ] : практикум по выполнению лабораторных работ по одноименной дисциплине для студентов специальности 1-51 02 02 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" дневной и заочной форм обучения / С. В. Козырева ; Министерство образования Республики Беларусь, Учреждение образования "Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого", Институт повышения квалификации и переподготовки кадров, Кафедра "Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений и транспорт нефти". - Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2021. – 98 с.

11. Сбор и подготовка скважинной продукции [Электронный ресурс ] : практикум по выполнению лабораторных работ для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" заочной формы обучения / С. В. Козырева, Т. В. Атвиновская ; Министерство образования Республики Беларусь, Учреждение образования "Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого", Институт повышения квалификации и переподготовки, Кафедра "Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика" . - Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2021. – 59 с.

# **СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ**

**Практикум  
для слушателей специальности переподготовки  
1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
заочной формы обучения**

**Составитель Журавель Наталья Геннадьевна**

Подписано к размещению в электронную библиотеку  
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного  
учебно-методического документа 12.01.23.

Рег. № 88Е.

<http://www.gstu.by>