

Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика»

С. В. Козырева

СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИНОЙ ПРОДУКЦИИ

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**

Гомель 2021

УДК 622.278(075.8)
ББК 33.361я73
К59

*Рекомендовано научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 3 от 02.12.2019 г.)*

Рецензент: зав. лабораторией исследования керна Центра обработки,
исследования и хранения керна БелНИПИнефть
канд. техн. наук *И. В. Лымарь*

Козырева, С. В.

К59

Сбор и подготовка скважинной продукции : практикум по выполнению лаборатор. работ по одноим. дисциплине для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / С. В. Козырева. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2021. – 98 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: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

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 студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной форм обучения.

УДК 622.278(075.8)
ББК 33.361я73

© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2021

Введение

Дисциплина «Сбор и подготовка скважинной продукции» является завершающей в профессиональной специализации горного инженера и базируется на других общетехнических и профилирующих дисциплинах специальности.

Современный горный инженер должен знать состав и физико-химические свойства нефти, газа, воды как многокомпонентной многофазной системы, основные принципы и закономерности процессов подготовки скважинной продукции и её транспортировки.

В методических указаниях включены задачи по основным изучаемым темам курса. В начале каждой лабораторной работы приводятся краткие теоретические аспекты изучаемой темы, далее – расчет задачи и исходные данные для индивидуального решения. Основная цель задач для индивидуального решения – самостоятельный поиск оптимальных решений.

Методические указания по лабораторным занятиям поможет студентам закреплять теоретический материал, изучаемый на лекциях.

Студент на лабораторных занятиях работает по следующей схеме:

1. изучает теоретические аспекты рассматриваемой темы
2. изучаются условия и исходные данные индивидуального задания
3. расчеты проводятся в тетради, должны быть аккуратно оформлены, написаны четким почерком, без помарок
4. решенное индивидуальное задание представляется к защите.

Индивидуальное задание выбирается по номеру группы и номеру студента в учебном журнале.

Выполнение работ, представленных в руководстве, позволит правильно оценивать существующие технологии подготовки, транспорта и хранения нефти и газа и модернизировать их. На комплексе знаний, полученных при изучении данного курса, основываются новые подходы грамотного и более совершенного проектирования систем подготовки скважинной продукции, транспорта и её хранения.

Лабораторная работа № 1

Расчет состава продукции скважин в системах сбора и подготовки

Цель работы: определить соотношение компонентов изменяющейся системы исходя из общепринятых способов выражения состава с учетом материального баланса.

1. Теоретическая часть

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 так же – 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:

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

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

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.

Так как

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

где ρ_i – плотность i -го компонента при заданной температуре и давлении

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

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

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

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

1.1. Выражение 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):

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

где Q_{Hj} – дебит сепарированной нефти j -скважины; Γ_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):

$$N_{i0} = \frac{N_i - N_{iy}}{1 - \sum_{i=1}^r N_{iy}}, \quad (1.15)$$

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 – $N_{iy} < N_i$.

1.2 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 °С и атмосферном давлении к объему сепарированной нефти (однократного стандартного разгазирования – ОСР):

$$\Gamma_0 = \frac{V_r}{V_H}, \quad (1.16)$$

где V_r – объем газа однократного разгазирования при температуре 20 °С и атмосферном давлении, м³; V_H – объем сепарированной нефти, остающейся после однократного разгазирования при температуре 20 °С и атмосферном давлении, м³.

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

$$q_r = \frac{m_r}{m_H + m_r} = \frac{\Gamma_0 \rho_r}{\rho_H + \Gamma_0 \rho_r}, \quad (1.17)$$

где m_n , m_g – массы сепарированной нефти и газа (кг); ρ_n – плотность сепарированной нефти в стандартных условиях, кг/м³; ρ_g – плотность газа ОСР при температуре 20 °С и атмосферном давлении, кг/м³.

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

$$N_g = \frac{\Gamma_0 \rho_g M_{ng}}{\rho_n M_g \left(1 + \Gamma_0 \frac{\rho_g}{\rho_n} \right)}, \quad (1.18)$$

где M_{ng} – молярная масса нефти с растворенным в ней газом; M_g – 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):

$$N_g = \frac{1}{1 + \frac{\rho_n M_g}{\Gamma_0 \rho_g M_n}}, \quad (1.19)$$

где M_n – молярная масса дегазированной нефти.

Молярную массу пластовой нефти можно определить из (1.18) и (1.19):

$$M_{ng} = M_n \frac{1 + \Gamma_0 \frac{\rho_g}{\rho_n}}{1 + \Gamma_0 \frac{\rho_g M_n}{\rho_n M_g}}. \quad (1.20)$$

Поскольку молярный объем газа в стандартных условиях (20 °С, 0,1 МПа) можно принять равным 24,05 м³/к-моль, из выражения (1.19) следует:

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

Для определения молярной массы пластовой нефти из 1.20 следует

$$M_{\text{нг}} = M_{\text{н}} \frac{1 + \Gamma_0 \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{н}}}}{1 + \Gamma_0 \frac{M_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}} 24,05}}. \quad (1.22)$$

2. Практическая часть

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:

$$\sum_{i=1}^3 n_i = 771 + 1070 + 1591 = 3435 \text{к-моль}$$

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 м³ пропана, 75 м³ изобутана, 75 м³ 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 кг/м³, плотность воды 1000 кг/м³.

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

$$N_H = \frac{\rho_H v_H}{M_H \sum_{i=1}^r \frac{\rho_i v_i}{M_i}} = \frac{850 \cdot 0,5}{200 \cdot \left(\frac{850 \cdot 0,5}{200} + \frac{1000 \cdot 0,5}{18} \right)} = 0,071$$

Учитывая, что $v_H + v_B = 1$, т. е. $v_H = 1 - 0,5 = 0,5$, 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 м³ газа I горизонта и 20 м³ 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 – 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:

$$N_{CH_4} = \frac{\sum_{j=1}^2 N_{CH_4j} V_j}{\sum_{j=1}^r V_j} = \frac{0,1 \cdot 80 + 0,8 \cdot 20}{80 + 20} = 0,24.$$

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 удаляют полностью, то состав смеси после очистки

может быть определен сразу по уравнению, получаемому в результате комбинации уравнений (1.12) и (1.15):

$$N_{i0} = \frac{N_{i1}V_1 + N_{i2}V_2}{V_1 - \left(1 - \sum_{i=1}^3 N_{iy}\right) + V_2 - \left(1 - \sum_{i=1}^3 N_{iy}\right)} = \frac{0,1 \cdot 80 + 0,8 \cdot 20}{20 + 80 \cdot [1 - (0,2 + 0,2 + 0,4)]} = 0,666.$$

Аналогично: $N_{C_2H_6} = 0,139$; $N_{C_3H_8} = 0,028$; $N_{C_4H_{10}} = 0,139$;
 $N_{C_5H_{12}} = 0,028$.

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 ($m^3/сут$): 101 нефти первого, 145 – второго, 204 – третьего горизонтов, соответственно. Газосодержание пластовых нефтей этих горизонтов соответственно составляет, m^3/m^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 ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ +высш	CO ₂	N ₂
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:

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

Тогда объемная доля метана в нефтесборном коллекторе будет равна:

$$N_{CH_4} = \frac{24,6 \cdot 101 \cdot 33,0 + 41,8 \cdot 145 \cdot 39,2 + 34,5 \cdot 204 \cdot 37,6}{101 \cdot 33,0 + 145 \cdot 39,2 + 204 \cdot 37,6} = 35 \%$$

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 $\rho_{\text{г}} = 1,5 \text{ кг}/\text{м}^3$, плотность сепарированной нефти $\rho_{\text{н}} = 860 \text{ кг}/\text{м}^3$, а молярная масса сепарированной нефти $M_{\text{н}} = 200 \text{ кг}/\text{к-моль}$.

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

$$q_{\text{г}} = \frac{\Gamma_0 \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{н}} + \Gamma_0 \rho_{\text{г}}} = \frac{100 \cdot 1,5}{860 + 100 \cdot 1,5} = 0,149$$

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

$$N_{\text{г}} = \frac{1}{1 + \frac{24,05 \rho_{\text{н}}}{\Gamma_0 M_{\text{н}}}} = \frac{1}{1 + \frac{24 \cdot 860}{100 \cdot 200}} = 0,49.$$

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

$$M_{\text{нг}} = M_{\text{н}} \frac{1 + \Gamma_0 \frac{\rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{н}}}}{1 + \Gamma_0 \frac{M_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}} 24,05}} = 200 \cdot \frac{1 + 100 \cdot \frac{1,5}{860}}{1 + 100 \cdot \frac{200}{860 \cdot 24,05}} = 119 \text{ кг}/\text{к-моль}.$$

Исходные данные для самостоятельного решения задач 1.1–1.7 приведены в таблицах 1.2–1.6.

Таблица 1.2

Исходные данные для самостоятельного решения задач 1.1-1.3

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 ³	100	165	132	190	165	132	115	123	131	161	134	191	151
	Объем изобутана	V_{iC4}	м ³	72	41	55	69	83	86	92	72	84	75	81	93	86
	Объем нормального бутана	V_{nC4}	м ³	43	29	36	28	39	21	45	69	73	71	79	90	82
1.3	Объемная доля воды	v_v	%	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	ρ_v	кг/м ³	1009	1106	1118	1000	1154	1098	1026	1086	1002	1009	1010	1012	1102
	Плотность нефти	ρ_n	кг/м ³	856	871	829	798	901	878	812	865	839	846	863	852	803

Продолжение таблицы 1.2

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта											
				14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1.1	Масса нефти первого горизонта	m_1	т	205	155	398	401	140	266	517	133	244	415	177	344
	Масса нефти второго горизонта	m_2	т	710	350	155	345	200	197	223	156	116	188	168	130
	Масса нефти третьего горизонта	m_3	т	259	201	506	268	172	245	115	153	337	146	496	233
	Молярная масса нефти первого горизонта	M_1	кг / к-моль	246	299	251	271	255	239	234	266	294	210	247	285
	Молярная масса нефти второго горизонта	M_2	кг / к-моль	198	161	144	172	194	190	175	186	174	149	138	196
	Молярная масса нефти третьего горизонта	M_3	кг / к-моль	120	133	113	144	119	121	143	119	241	297	246	209
1.2	Объем пропана	V_{C3}	м ³	110	155	142	195	163	122	119	127	138	160	130	190
	Объем изобутана	V_{iC4}	м ³	62	31	51	79	81	76	93	76	81	75	80	90
	Объем нормального бутана	V_{nC4}	м ³	33	19	33	30	35	20	48	71	70	65	75	90
1.3	Объемная доля воды	v_B	%	70	89	39	68	44	33	54	78	11	28	17	43
	Молярная масса нефти	M_H	кг / к-моль	303	145	287	389	233	306	447	174	204	335	177	454
	Плотность воды	ρ_B	кг/м ³	1019	1100	1128	1001	1124	1038	1016	1066	1012	1019	1000	1011
	Плотность нефти	ρ_H	кг/м ³	836	817	892	788	900	868	814	845	829	866	861	832

Таблица 1.3

Исходные данные для самостоятельного решения задач 1.4-1.5

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 ³	80	20	30	50	62	78	90	103	47	60	300	160	143
	Объем газа второго горизонта	V_2	м ³	20 1	28 9	287	246	255	205	202	88	261	273	20	87	183
	Состав газа 1 горизонта: сероводород двуокись углерода азот метан этан бутан	V_{H_2S}	%	5	3	6	7	3	5	7	8	4	2	1	8	6
		V_{CO_2}	%	22	20	19	20	21	18	20	20	21	16	10	22	25
		V_{N_2}	%	30	30	33	24	29	34	26	38	35	30	28	38	40
		V_{C_1}	%	40	35	30	39	38	33	37	25	32	40	50	25	22
		V_{C_2}	%	2	7	6	5	5	8	6	6	5	7	6	5	4
		V_{C_4}	%	1	5	6	5	4	2	4	3	3	5	5	2	3
	Состав газа 2 горизонта: метан этан пропан бутан пентан	V_{C_1}	%	48	55	64	58	45	57	45	54	49	61	67	43	36
		V_{C_2}	%	20	18	15	14	22	19	25	20	22	12	10	31	25
V_{C_3}		%	15	15	10	12	16	18	22	19	20	18	16	20	23	
V_{C_4}		%	10	8	8	10	5	3	5	5	6	6	5	4	9	
V_{C_5}		%	7	4	3	6	2	3	3	2	3	3	2	2	7	

Продолжение таблицы 1.3

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта											
				14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1.4, 1.5	Объем газа первого горизонта	V_1	м ³	70	30	40	60	72	68	80	105	57	70	290	150
	Объем газа второго горизонта	V_2	м ³	210	269	277	236	245	215	192	78	241	283	30	77
	Состав газа 1 горизонта: сероводород двуокись углерода азот метан этан бутан	V_{H_2S}	%	4	3	8	6	3	7	7	8	2	2	1	8
		V_{CO_2}	%	20	18	16	22	23	19	21	17	22	18	14	12
		V_{N_2}	%	35	28	31	26	27	32	25	34	37	31	32	39
		V_{C_1}	%	39	43	32	35	38	32	38	30	33	36	44	36
		V_{C_2}	%	1	4	8	5	6	8	5	6	3	7	4	3
		V_{C_4}	%	1	4	5	6	3	2	4	5	3	6	5	2
	Состав газа 2 горизонта: метан этан пропан бутан пентан	V_{C_1}	%	52	60	65	57	59	50	49	58	48	57	65	49
		V_{C_2}	%	23	16	13	16	20	21	23	18	20	13	14	28
V_{C_3}		%	10	14	11	13	15	17	20	16	21	19	14	17	
V_{C_4}		%	9	7	6	10	4	8	5	6	7	6	5	4	
V_{C_5}		%	6	3	5	4	2	4	3	2	4	5	2	2	

Таблица 1.4

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 1.6

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.6	Объемный расход нефти первого горизонта	G_1	$\text{м}^3/\text{сут}$	101	89	120	56	125	215	543	736	265	154	132	321	187
	Объемный расход нефти второго горизонта	G_2	$\text{м}^3/\text{сут}$	145	169	150	325	254	98	215	154	254	213	242	398	165
	Объемный расход нефти третьего горизонта	G_3	$\text{м}^3/\text{сут}$	204	235	220	198	98	340	654	287	132	99	429	321	296
	Газосодержание нефти первого горизонта	Γ_1	$\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$	33	146	30	158	55	100	102	47	44	121	176	153	139
	Газосодержание нефти второго горизонта	Γ_2	$\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$	39	98	50	40	68	55	64	38	35	55	98	86	67
	Газосодержание нефти третьего горизонта	Γ_3	$\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$	37,6	65,3	89	78	89	95	75	89	54	84	97	99	92
	Состав газа первого горизонта:															
метан	CH_4	% об.	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	C_2H_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	C_3H_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	C_4H_{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.	C_5H_{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	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	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	

Продолжение таблицы 1.4

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта														
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
1.6	Состав газа второго горизонта:																	
	метан	CH ₄	% об	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	C ₂ 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	C ₃ 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	C ₄ 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.	C ₅ 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	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	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		
	Состав газа третьего горизонта:																	
	метан	CH ₄		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 ₂ H ₆		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 ₃ H ₈		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 ₄ H ₁₀		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 ₅ H ₁₂₊		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 ₂	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 ₂	22	20,6	20,6	19,6	1,7	2,8	2,9	0,4	2,4	1,3	15,9	2,1	22				

Таблица 1.4.1

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 1.6

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта											
				14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1.6	Объемный расход нефти первого горизонта	G_1	$\text{м}^3/\text{сут}$	111	79	110	66	115	235	533	716	275	164	142	281
	Объемный расход нефти второго горизонта	G_2	$\text{м}^3/\text{сут}$	155	189	140	315	264	96	205	144	274	203	232	368
	Объемный расход нефти третьего горизонта	G_3	$\text{м}^3/\text{сут}$	214	215	210	188	88	320	644	297	122	99	419	311
	Газосодержание нефти первого горизонта	Γ_1	$\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$	36	136	38	148	51	105	100	57	64	111	166	143
	Газосодержание нефти второго горизонта	Γ_2	$\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$	38	88	55	45	78	50	62	40	37	50	92	84
	Газосодержание нефти третьего горизонта	Γ_3	$\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$	36,6	64,3	87	79	88	94	71	79	44	74	99	92
	Состав газа первого горизонта:														
метан	CH_4		28,8	25,7	27,7	24,3	59,6	49,6	45,8	55,6	35,5	49,1	56,9	30,9	
этан	C_2H_6		21,6	19,1	22,6	18,6	12,9	13,0	17,8	16,8	14,2	13,1	15,9	15,5	
пропан	C_3H_8	%	18,5	19,3	17,5	19,3	11,5	18,9	14,4	13,0	9,7	11,6	11,6	16,6	
бутан	C_4H_{10}	об.	9,3	11,8	10,3	12,4	7,8	10,2	8,7	8,8	5,1	7,9	6,3	10,1	
пентан + высш.	C_5H_{12+}		3,1	5,6	4,1	6,6	4,4	3,7	6,4	3,1	5,3	3,2	4,6	6,6	
двуокись углерода	CO_2		0,8	0,7	0,9	1,0	0,3	0,1	0,2	0,4	0,1	1,6	0,3	0,7	
азот	N_2		17,9	17,8	16,9	17,8	3,5	4,5	6,7	2,3	1,1	13,5	4,4	19,6	

Продолжение таблицы 1.4.1

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта											
				14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1.6	Состав газа второго горизонта:														
	метан	CH ₄	% об	44,2	47,4	62,2	39,5	51,8	62,7	46,7	44,0	33,4	49,9	50,4	65,3
	этан	C ₂ H ₆	% об	13,9	13,1	11,1	15,1	15,9	13,2	17,1	18,8	19,2	15,9	14,3	12,7
	пропан	C ₃ H ₈	% об	13,5	11,6	12,6	16,2	14,6	9,7	15,0	17,1	14,3	16,6	17,0	10,6
	бутан	C ₄ H ₁₀	% об	7,8	8,9	8,9	8,2	8,3	5,4	8,3	10,4	12,8	8,3	9,8	5,7
	пентан + высш.	C ₅ H ₁₂ +	% об	3,3	4,0	4,1	2,9	3,2	4,2	5,8	6,0	3,6	6,6	2,1	4,9
	двуокись углерода	CO ₂	% об	0,4	1,5	0,6	0,1	0,8	0,7	0,2	0,4	0,9	1,3	0,5	0,7
	азот	N ₂	% об	16,9	13,5	11,5	18,0	5,4	4,1	6,9	3,3	15,8	1,4	5,9	0,1
	Состав газа третьего горизонта:														
	метан	CH ₄	% об	34,4	24,8	34,8	38,2	46,9	48,9	55,3	58,5	57,3	60,8	36,6	63,4
	этан	C ₂ H ₆	% об	15,1	14,5	15,5	14,8	16,5	13,9	12,3	15,7	17,9	16,8	15,9	13,2
	пропан	C ₃ H ₈	% об	19,2	19,6	17,6	16,2	19,3	18,6	17,0	12,6	11,6	13,0	14,5	9,7
	бутан	C ₄ H ₁₀	% об	9,2	8,6	9,6	8,4	10,4	11,1	10,8	7,7	6,3	7,3	9,8	8,4
	пентан + высш.	C ₅ H ₁₂ +	% об	2,2	3,6	4,6	2,8	4,1	3,4	2,1	4,9	4,6	3,1	4,8	2,3
двуокись углерода	CO ₂	% об	0,1	0,3	0,4	0,5	0,1	0,3	0,2	0,1	0,2	0,4	0,5	0,2	
азот	N ₂	% об	20	28,6	17,5	19,1	2,7	3,8	2,3	0,5	2,1	1,6	17,9	2,8	

Таблица 1.5

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 1.7

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта													
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1.7	Газосодержание нефти	Γ_0	$\text{м}^3/\text{м}^3$	120	105	190	184	210	340	156	239	140	98	108	102	206	
	Плотность газа	ρ_{Γ}	$\text{кг}/\text{м}^3$	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_n	$\text{кг}/\text{м}^3$	821	804	839	826	872	794	805	891	878	875	821	840	824	
	Молярная масса сепарированной нефти	M_n	$\text{кг}/\text{к-моль}$	179	161	200	180	238	158	155	281	249	247	179	200	166	
					Номер варианта												
					14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
		Газосодержание нефти	Γ_0	$\text{м}^3/\text{м}^3$	140	115	160	174	200	310	176	219	160	78	128	112	
		Плотность газа	ρ_{Γ}	$\text{кг}/\text{м}^3$	1,14	1,18	1,2	1,1	1,13	1,14	1,19	1,21	1,27	1,25	1,12	1,16	
		Плотность сепарированной нефти	ρ_n	$\text{кг}/\text{м}^3$	811	814	829	816	842	784	825	881	868	845	831	850	
		Молярная масса сепарированной нефти	M_n	$\text{кг}/\text{к-моль}$	169	151	180	190	228	168	175	251	239	227	169	195	

Лабораторная работа № 2

Расчет физико-химических параметров продукции скважин

Цель работы: определение параметров пластовой нефти при различных условиях.

1. Теоретическая часть

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.

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 ρ_n , $\rho_n(t)$ – плотность сепарированной нефти при 20 °С и температуре t соответственно, кг/м³; α_n – коэффициент термического расширения нефти, зависимостью которого от температуры в диапазоне 10–120 °С можно пренебречь и рассчитывать его по формулам:

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

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 отдельно введением двух различных коэффициентов: сжимаемости нефти и «набухания» ее.

Таким образом, объем нефти при растворении в ней газа можно рассчитать по формуле:

$$V_{\text{нг}} = V_{\text{н}}^* (1 + \lambda_{\text{нг}} \Gamma_0), \quad (2.3)$$

где $V_{\text{н}}^*$ – объем сепарированной нефти при постоянных давлении и температуре в системе, м^3 ; Γ_0 – отношение объема газа, растворенного в нефти к объему этой нефти, приведенные к стандартным условиям; $\lambda_{\text{нг}}$ – коэффициент изменения объема нефти из-за изменения ее насыщенности газом:

$$\lambda_{\text{нг}} = 10^{-3} \left[4,3 + 0,858\rho_{\text{г}} + 5,2(1 - 1,5\Gamma_0 \cdot 10^{-3})\Gamma_0 \cdot 10^{-3} - 3,54\rho_{\text{н}} \cdot 10^{-3} \right], \quad (2.4)$$

где $\rho_{\text{н}}$, $\rho_{\text{г}}$ – плотности нефти и газа, растворяемого в нефти, при 20°C и $0,1 \text{ МПа}$, $\text{кг}/\text{м}^3$.

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

$$\Delta V_p = -\frac{m_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}} \beta_{\text{н}} p_{\text{пл}}, \quad (2.5)$$

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

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

$$\Delta V_t = \frac{m_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}} \alpha_{\text{н}} (t_{\text{пл}} - 20) \quad (2.6)$$

где $\alpha_{\text{н}}$ – коэффициент термического расширения нефти.

Кажущуюся плотность растворенного газа определяют по формуле:

$$\rho_{\text{гк}} = \rho_{\text{г}} / \lambda_{\text{нг}}. \quad (2.7)$$

Объемный коэффициент нефти рассчитывают по формуле

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

где p – давление в системе, МПа; t – температура, °С.

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

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

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 °С 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 (1.11):

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

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

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:

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

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

$$\lg \lg(v_H + 0,8) = a_1 - a_2 \lg(1 + t/273), \quad (2.16)$$

где v_H – относительная кинематическая вязкость сепарированной нефти при температуре t , численно совпадающей с кинематической вязкостью нефти, выраженной в мм²/сек; 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 °С, температурную зависимость динамической вязкости сепарированной нефти можно описать уравнением (1.17):

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

где $\mu_{20}, \mu_{50}, \mu_t$ – относительные динамические вязкости сепарированной нефти при атмосферном давлении и температурах 20, 50 и t °С соответственно, численно равные динамической вязкости сепарированной нефти, выраженной в 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:

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

где $k = \frac{1}{1 + a(t - t_0) \lg(C\mu_{t_0})}$, μ_t, μ_{t_0} – динамическая вязкость нефти

при температуре t и t_0 , a 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 $\mu < 10$ мПа·с; $C = 1000$ 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:

$$\text{если } 845 < \rho_n < 924 \text{ кг/м}^3, \text{ то } \mu_n = \left[\frac{0,658\rho_n^2}{10^3 \times 833 - \rho_n^2} \right] \quad (2.19)$$

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

где μ_n, ρ_n – вязкость и плотность сепарированной нефти при 20 °С и атмосферном давлении, мПа·с и кг/м³ соответственно.

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

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

где μ_s – вязкость нефти, насыщенной газом, при температуре t и давлении насыщения, мПа·с, μ_t – вязкость сепарированной нефти при температуре t , мПа·с, A и B – эмпирические коэффициенты, определяемые по формулам:

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

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

Теплоемкость нефти может быть рассчитана по формуле

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

2. Практическая часть

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 кг/м³; пластовое давление 11,2 МПа; пластовая температура, 40 °С; плотность газа при 20 °С и 0,1 МПа 1,4 кг/м³; газонасыщенность (объемы нефти и газа приведены к стандартным условиям) 30 м³/м³; масса нефти 1 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:

$$\Delta V_p = -\frac{m_n}{\rho_n} \beta_n p_{пл} = -\frac{1}{905} 6,5 \times 10^{-4} \times 11,2 = -0,8 \times 10^{-5}, \text{ м}^3;$$

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):

$$\alpha_n = 10^{-3} \times 1,975 (1,272 - 905 \times 10^{-3}) = 0,725 \times 10^{-3} 1/^\circ\text{C},$$

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

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

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

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

$$\lambda_{nz} = 10^{-3} \left[4,3 + 0,858 \rho_r + 5,2 (1 - 1,5 \Gamma_0 10^{-3}) \Gamma_0 10^{-3} - 3,54 \rho_n 10^{-3} \right] = \\ = 10^{-3} \left[4,3 + 0,858 \times 1,4 + 5,2 (1 - 1,5 \times 30 \times 10^{-3}) \times 30 \times 10^{-3} - 3,54 \times 905 \times 10^{-3} \right] = 0,0024.$$

Исходя из формулы (2.3) рассчитывают объем нефти при пластовых давлении и температуре газонасыщенностью Γ_0 и изменение объема нефти при рекомбинации:

$$V_{нг} = V_n^* (1 + \lambda_{нг} \Gamma_0) = 111,3 \times 10^{-5} \times (1 + 0,0024 \times 30) = 119,3 \times 10^{-5} \text{ м}^3,$$

$$\Delta V = V_{нг} - V_n = (119,3 - 110,5) \times 10^{-5} = 8,8 \times 10^{-5} \text{ м}^3.$$

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

$$\rho_{гк} = \rho_r / \lambda_{нг} = 1,4 / 0,0024 = 583,3 \text{ кг/м}^3.$$

Задача 2.2. По условию задачи 2.1 рассчитать объемный коэффициент нефти.

Решение.

1. Объемный коэффициент рассчитываем по формуле (2.8)

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

$$= 1 + 0,0024 \times 30 + 0,725 \times 10^{-3} \times (40 - 20) - 6,5 \times 10^{-4} \times 11,2 = 1,086.$$

Задача 2.3. По условию задачи 2.1 рассчитать плотность нефти в пластовых условиях.

Решение.

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

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

Задача 2.4. Найти молярную массу (условия стандартные) вязкость и теплоемкость сепарированной нефти при 50 °С, если при стандартных условиях ее плотность 850 кг/м³, вязкость 8,5 мПа·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 $t_0 = 20$ °С, то значение ее при температуре $t = 50$ °С можно определить по формуле (2.18).

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

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

$$\mu_{50} = \frac{(C\mu_{t_0})^k}{C} = \frac{(1000 \times 8,5)^{0,918}}{1000} = 4,039 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

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

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

Исходные данные для самостоятельного решения задач представлены в табл. 2.1.

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	ρ_n	кг/м ³	821	804	839	826	872	794	805	891	878	875	821	840	824
	Плотность газа	ρ_r	кг/м ³	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	Γ_0	м ³ /м ³	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	ρ_n	кг/м ³	856	871	829	798	901	878	812	865	839	846	863	852	803
	Вязкость сепарированной нефти в ст. условиях	μ	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

Исходные данные для самостоятельного решения задач

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта											
				14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2.1, 2.2, 2.3	Плотность сепарированной нефти в ст. условиях	ρ_n	кг/м ³	811	814	829	816	852	796	825	881	888	885	841	830
	Плотность газа	ρ_g	кг/м ³	1,14	1,09	1,16	1,13	1,2	1,15	1,19	1,22	1,3	1,27	1,14	1,35
	Газонасыщенность нефти	G_0	м ³ /м ³	130	115	170	164	200	330	186	219	150	88	118	122
	Пластовое давление	p	МПа	22	21	24	27	23	25	26	21	25	24	28	26
	Пластовая температура	t	°С	51	60	74	82	77	55	66	71	84	96	78	83
	Масса нефти	m	кг	1	2	3	6	5	4	8	9	3	7	4	6
2.4	Плотность сепарированной нефти в ст. условиях	ρ_n	кг/м ³	866	851	839	792	900	876	810	861	837	842	860	850
	Вязкость сепарированной нефти в ст. условиях	μ	мПа·с	9,8	15,1	4,2	2,8	50,8	18,4	4,7	11,8	8,2	6,6	11,0	10,9

Лабораторная работа № 3

Физико-химические свойства пластовой воды

Цель работы: определение типа пластовой воды, ее карбонатную и некарбонатную, кальциевую и магниевую жесткость, процент-эквивалентный состав при различных условиях.

1. Теоретическая часть

Под нефтепромысловыми водами обычно понимают следующие виды вод: пластовые, присутствующие в нефтяной залежи изначально; попутно-добываемые, представляющие собой смесь пластовой и закачиваемой в системе ППД вод; сточные подтоварные воды – воды, отделяемые от продукции скважин в процессе ее подготовки; закачиваемые в системе ППД воды.

Состав пластовых вод, в свою очередь, зависит от геологического возраста, стратиграфии и химического состава пород эксплуатируемого горизонта, физико-химических свойств нефти и газа, пластовой температуры, давления и т.д.

Не смотря на разнообразие нефтепромысловых вод, все они содержат в своем составе растворенные соли. Общее содержание растворенных солей в воде характеризуется **минерализацией** (S , г/л; кг/м³; мг/л).

По величине минерализации нефтепромысловые воды делятся на четыре группы:

- 1) рассолы ($S > 50$ г/л);
- 2) соленые ($10 < S < 50$ г/л);
- 3) солоноватые ($1 < S < 10$ г/л);
- 4) пресные ($S < 1$ г/л).

Минерализация пластовой воды растет с глубиной залегания пластов. Минерализация попутно-добываемой воды имеет промежуточное значение между пластовой и закачиваемой водами.

Минерализация воды определяется содержащимися в ней ионами растворенных солей: анионами (OH^- , Cl^- , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , HCO_3^-) катионами (H^+ , K^+ , Na^+ , NH_4^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} , Fe^{3+}), ионами микроэлементов (I^- , Br^-). Помимо этих ионов в воде содержатся также коллоидные частицы (SiO_2 , Fe_2O_3 , Al_2O_3), нафтеновые кислоты и их соли.

Под жесткостью воды понимается суммарное содержание растворённых солей двухвалентных катионов: кальция, магния и железа.

Жёсткость различают общую, кальциевую, магниевую, карбонатную (временную), некарбонатную (постоянную). Кальциевая, магниевая и карбонатная жесткость определяется содержанием в воде одноименных ионов. Под общей жесткостью понимают суммарное содержание катионов кальция и магния. Некарбонатная жесткость определяется разностью между жесткостью общей и карбонатной.

Промысловые воды в зависимости от величины общей жесткости подразделяются на следующие группы:

- очень мягкая вода – до 1,5 мг-экв/л;
- мягкая вода – 1,5–3,0 м-экв/л;
- умеренно жёсткая вода – 3,0–6,0 мг-экв/л;
- жёсткая вода – более 6 мг-экв/л.

Эквивалент (Э) – условная частица вещества (часть молекулы, атома, иона), которая равноценна по химическому действию одному иону водорода H^+ или одному электрону. Под эквивалентом вещества также часто подразумевается количество эквивалентов веществ или эквивалентное количество вещества – число моль вещества, эквивалентное одному моль катионов водорода в рассматриваемой реакции. Эквивалентом иона вещества, диссоциированного в воде, является моль этого иона или часть его, соответствующая единице валентности. Или, иначе, эквивалентом иона называется отношение молярной массы иона ($M_{и}$) к его валентности в данной химической реакции ($N_{и}$)

$$\text{Э} = \frac{M_{и}}{N_{и}} \quad (3.1)$$

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:

$$q_{\text{Э}i} = \frac{q_i 10^3}{\text{Э}_i} = \frac{m_i 10^3}{m_{\text{в}} + \sum_{i=1}^k m_i} \frac{1}{\text{Э}_i}, \quad (3.2)$$

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).

Эквиваленты компонентов попутных вод нефтяных месторождений приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1

Эквиваленты компонентов попутных вод

Ион	Na ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺	K ⁺	NH ₄ ⁺	H ⁺	Fe ³⁺	Fe ²⁺
Эквивалент	23,00	12,15	20,04	39,10	18,04	1,01	18,62	27,92
Ион	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Br ⁻	I ⁻	HS ⁻	CO ₃ ²⁻	Нафтен-ион
Эквивалент	35,45	46,03	61,02	79,91	126,9	33,07	30,01	150–200

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

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

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

эквивалентов всех анионов и катионов в литре раствора, мг-экв/л.

Чтобы правильно судить о химическом составе пластовых вод необходимо знать концентрацию в ней водородных ионов.

Согласно теории электролитической диссоциации молекула воды диссоциирует на ион водорода и гидроксила:



Состояние равновесия характеризуется константой (константа процесса диссоциации), которая равна:

$$K_d = \frac{C_{\text{H}^+} C_{\text{OH}^-}}{C_{\text{H}_2\text{O}}} \quad (3.4)$$

где C_{H^+} и C_{OH^-} – концентрация ионов водорода и гидроксила (г-ион/л, или моль/л); C_{H_2O} – концентрация недиссоциированных молекул

Так как степень диссоциации молекул воды очень мала, то можно считать концентрацию непродиссоциированных молекул воды (C_{H_2O}) постоянной величиной и объединить ее с константой диссоциации в одну постоянную K_p :

$$K_p = K_d C_{H_2O} \quad (3.5)$$

K_p называют ионным произведением воды и при 22 °С $K_p = 10^{-14}$. Поскольку при диссоциации образуется равное количество ионов H^+ и OH^- , то концентрация каждого будет равна 10^{-7} . Если в воду добавить кислоту, то концентрация ионов H^+ возрастет и станет больше 10^{-7} , поскольку ионное произведение воды величина постоянная, то концентрация ионов OH^- должна уменьшиться. Таким образом, постоянство ионного произведения воды позволяет вычислить концентрацию ионов H^+ , зная концентрацию OH^- . Кислотность или щелочность водного раствора можно выражать либо через концентрацию ионов H^+ либо через концентрацию ионов OH^- .

Плотность воды

По плотности воды судят о количестве растворенных в ней солей (т.е. о минерализации). Плотность зависит от солесодержания и может быть рассчитана по формуле:

$$\rho_{вп} = \rho_{в} + 0,7647S, \quad (3.6)$$

где $\rho_{в}$ – плотность дистиллированной воды по 20 °С = 998,3 кг/м³; S – массовая концентрация соли в воде, кг/м³ (г/л)

С повышением температуры плотность воды уменьшается. В первом приближении влияние температуры на плотность воды (в диапазоне температур от 0 до 45 °С) определяется формулой (И. И. Дунюшкина):

$$\rho_{вп}(t) = \rho_{вп} - 0,0714(t - 20), \quad (3.7)$$

где $\rho_{вп}(t)$ – плотность минерализованной воды при температуре t , кг/м³; $\rho_{вп}$ – плотность минерализованной воды при 20 °С, кг/м³

или (при T выше 20 °С) формулой (П. Д. Ляпкина):

$$\rho_{\text{вп}}(t) = \frac{\rho_{\text{вп}}}{1 + \frac{T - 273}{1000} (0,269 (T - 273)^{0,637} - 0,8)}. \quad (3.8)$$

Вязкость воды

Важное значение имеет возможность учета изменения вязкости попутной воды при изменении ее температуры, солесодержания, как следствие плотности.

Вязкость воды определяется формулой:

При $\Delta\rho \leq \Delta\rho^*$

$$\mu_{\text{вп}} = \mu_{\text{в}}(t) 10^{0,8831\Delta\rho 10^{-3}}, \quad (3.9)$$

где $\mu_{\text{вп}}$ – вязкость пластовой воды при температуре t , мПа·с;
 $\mu_{\text{в}}(t)$ – вязкость дистиллированной воды при температуре t , мПа·с.
определяется по справочнику или по формуле

$$\mu_{\text{в}}(t) = 1353(t + 50)^{-1,6928}, \quad (3.10)$$

$\Delta\rho$ – разность между плотностью минерализованной и дистиллированной вод при 20 °С, кг/м³:

$$\Delta\rho = \rho_{\text{вп}} - 998,3; \quad (3.11)$$

$\rho_{\text{вп}}$ – плотность минерализованной воды при 20 °С, кг/м³

$\Delta\rho^*$ – параметр, определяемый формулой:

$$\Delta\rho^* = 0,793(146,8 - t), \quad (3.12)$$

– при $\Delta\rho > \Delta\rho^*$

$$\mu_{\text{вп}} = \mu_{\text{в}}(t) 10^{10^{-3}A(\rho)}, \quad (3.13)$$

где $A(\rho)$ – функция, значения которой зависят от температуры и плотности;

– при $0 \leq t \leq 20$ °С

$$A(\rho) = 2,096(\Delta\rho - 0,5787\Delta\rho^*); \quad (3.14)$$

При $20 < t \leq 30$ °С

$$A(\rho) = 2,096(\Delta\rho - 0,5787\Delta\rho^*) - 0,032(t - 20)(\Delta\rho - \Delta\rho^*); \quad (3.15)$$

При $t > 30^\circ\text{C}$

$$A(\rho) = 1,776(\Delta\rho - 0,503\Delta\rho^*). \quad (3.16)$$

Общая формула для расчета вязкости пластовой (соленой, минерализованной, дренажной, нефтепромысловой) воды:

$$\mu_{\text{вп}} = \frac{1,4 + 6,46 \cdot 10^{-3} (0,444S - 1)}{10^{0,0065(T-273)}} 10^{-3} \text{ (Па}\cdot\text{с)}, \quad (3.17)$$

где S – массовая концентрация соли в воде, кг/м^3 (г/л)

2. Практическая часть

Задача 3.1. Определить тип пластовой воды ее карбонатную и некарбонатную, кальциевую и магниевую жесткость и процент-эквивалентный состав, если известно, что в одном литре пластовой воды содержится ионов (мг) (табл. 3.2):

Таблица 3.2

Ионный состав пластовой воды

Ионы	Содержание ионов		
	мг/л	$q_{V,i}$, мг-экв/л	A_i, K_i , %-экв
Ca^{2+}	1667,7	83,22	3,84
Mg^{2+}	249,7	20,55	0,95
Na^+	22532	979,67	45,21
Cl^-	38065,8	1073,79	49,56
SO_4^{2-}	83,9	1,75	0,08
HCO_3^-	482	7,9	0,36

Решение:

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

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

$$q_{V,i} = \frac{m_{V,i}}{\mathcal{E}_i}, \quad (3.18)$$

где $q_{V,i}$ – содержание i -х ионов вещества, мг-экв/л; $m_{V,i}$ – концентрация i -х ионов вещества, мг/л; \mathcal{E}_i – эквивалент i -х ионов вещества.

Тогда концентрация ионов хлора Cl^- в растворе будет:

$$q_{V,\text{Cl}^-} = \frac{38065,8}{35,45} = 1073,79 \text{ (мг-экв/л);}$$

$$q_{V,\text{SO}_4^{2-}} = \frac{83,9}{48,03} = 1,75 \text{ (мг-экв/л);}$$

$$q_{V,\text{HCO}_3^-} = \frac{482}{61,02} = 7,9 \text{ (мг-экв/л);}$$

$$q_{V,\text{Ca}^{2+}} = \frac{1667,7}{20,04} = 83,22 \text{ (мг-экв/л);}$$

$$q_{V,\text{Mg}^{2+}} = \frac{249,7}{12,15} = 20,55 \text{ (мг-экв/л).}$$

Рассчитанные концентрации ионов веществ в растворе в миллиграмм-эквивалентах заносим в табл. 3.2

Для определения концентрации ионов натрия в растворе по разности запишем:

$$1073,79 + 1,75 + 7,9 = 83,22 + 20,55 + r_{\text{Na}},$$

где r_{Na} – число миллиграмм-эквивалентов ионов натрия в литре раствора.

$$\text{Откуда } r_{\text{Na}} = 1083,44 - 103,77 = 979,67 \text{ (мг-экв/л).}$$

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 $103,77 > 7,9$, то есть $J_0 > r_{\text{HCO}_3^-}$, то пластовая вода жесткая.

$$\text{Карбонатная жесткость воды равна } J_{\text{к}} = r_{\text{HCO}_3^-} = 7,9 \text{ мг-экв/л}$$

Следовательно, некарбонатная жесткость воды

$$J_{\text{нк}} = J_0 - J_{\text{к}} = 103,77 - 7,9 = 95,87 \text{ мг-экв/л}$$

Процент-эквивалентная форма представления солевого состава воды (формула 3.3):

$$A_{Cl^-} = \frac{100 \cdot 1073,79}{(1073,77 + 1,75 + 7,9 + 83,22 + 20,55 + 979,65)} = 49,56 \ %;$$

$$A_{SO_4^{2-}} = \frac{100 \cdot 1,75}{2166,84} = 0,08 \ %;$$

$$A_{HCO_3^-} = \frac{100 \cdot 7,9}{2166,84} = 0,36 \ %;$$

$$K_{Ca^{2+}} = \frac{100 \cdot 83,22}{2166,84} = 3,84 \ %;$$

$$K_{Mg^{2+}} = \frac{100 \cdot 20,55}{2166,84} = 0,95 \ %;$$

$$K_{Na^+} = \frac{100 \cdot 979,65}{2166,84} = 45,21 \ %.$$

Рассчитанные значения процент-эквивалентная форма ионов заносим в таблицу 3.2.

$$m_{Na} = q_{Na} \cdot \mathcal{E}_{Na} = 979,65 \cdot 23 = 22532 \text{ мг.}$$

Для определения типа воды надо знать ее минерализацию

$$M = \frac{S}{10\rho_{\text{ВП}}}, \quad (3.19)$$

где S – концентрация соли в растворе,

$$S = 1667,7 + 249,7 + 22532 + 38065 + 83,9 + 482 = 63080,3 \text{ мг/л} = 63,08 \text{ г};$$

$\rho_{\text{ВП}}$ – плотность пластовой воды (формула (3.6)).

$$\rho_{\text{ВП}} = 998,3 + 0,7647 \cdot 63,08 = 1,047 \text{ г/м}^3;$$

$$M = \frac{63,08}{10 \cdot 1,047} = 6,02 \ %.$$

Так как $M = 6,02 > 5$, но $M < 35$, то тип пластовой воды является рассол.

Задача 3.2 Температура попутной воды в технологическом процессе последовательно принимает значения 0, 15, 25, 40 °С. Солесодержание ее равно 198 г/л. Определить изменение плотности и вязкости пластовой воды в технологическом процессе.

Решение

Плотность воды пластовой (минерализованной) в зависимости от соленосодержания может быть рассчитана по формуле (3.6):

$$\rho_{\text{вп}}(20) = 998,3 + 0,7647 \cdot 198 = 1150 \text{ кг/м}^3$$

В диапазоне температур 0–45 °С плотность водных растворов солей нефтяных месторождений изменяется мало, поэтому в первом приближении влияние температуры может быть учтено следующим образом (формула (3.7)):

$$\rho_{\text{вп}}(0) = 1150 - 0,0714 \cdot (0 - 20) = 1151,4 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{\text{вп}}(15) = 1150 - 0,0714 \cdot (15 - 20) = 1150,4 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{\text{вп}}(25) = 1150 - 0,0714 \cdot (25 - 20) = 1150,4 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{\text{вп}}(40) = 1150 - 0,0714 \cdot (40 - 20) = 1151,4 \text{ кг/м}^3.$$

Определим разность между плотностью минерализованной и дистиллированной водой при 20 °С $\Delta\rho$ и параметр $\Delta\rho^*$ для разных температур (формулы (3.11), (3.12)).

$$\Delta\rho = \rho_{\text{вп}} - 998,3 = 1150 - 998,3 = 151,7 \text{ кг/м}^3.$$

Так как $\Delta\rho = 151,7 > \Delta\rho^*$:

$$\Delta\rho^*(0) = 0,793(146,8 - 0) = 116,41 \text{ кг/м}^3;$$

$$\Delta\rho^*(15) = 0,793(146,8 - 15) = 104,52 \text{ кг/м}^3;$$

$$\Delta\rho^*(25) = 0,793(146,8 - 25) = 96,59 \text{ кг/м}^3;$$

$$\Delta\rho^*(40) = 0,793(146,8 - 40) = 84,69 \text{ кг/м}^3.$$

Вязкость находим по формулам 3,10 и 3.13, предварительно определив функцию $A(\rho)$ по формуле (3.14):

Тогда при $0 \leq t \leq 20$ °С

$$A(\rho) = 2,096(151,7 - 0,5787 \times 116,41) = 176,7;$$

$$\mu_{\text{в}}(0) = 1353(0 + 50)^{-1,6928} = 1,8 \text{ мПа}\cdot\text{с};$$

$$\mu_{\text{вп}}(0) = 1,8 \cdot 10^{10^{-3} \times 176,7} = 2,77 \text{ мПа}\cdot\text{с};$$

При $0 \leq t = 15 \leq 20$ °С

$$A(\rho) = 2,096(151,7 - 0,5787 \times 104,52) = 191,9;$$

$$\mu_{\text{г}}(15) = 1353(15 + 50)^{-1,6928} = 1,15 \text{ мПа}\cdot\text{с};$$

$$\mu_{\text{вн}}(15) = 1,15 \times 10^{10^{-3} \times 191,9} = 1,79 \text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

При $20 < t = 25 \leq 30 \text{ }^\circ\text{C}$ вязкость находим по формулам (3.10) и 3.13, предварительно определив функцию $A(\rho)$ по формуле (3.15):

$$A(\rho) = 2,096(151,7 - 0,5787 \times 96,59) - 0,032(25 - 20)(151,7 - 96,59) = 192;$$

$$\mu_{\text{в}}(25) = 1353(25 + 50)^{-1,6928} = 0,91 \text{ мПа}\cdot\text{с};$$

$$\mu_{\text{вн}}(25) = 0,91 \times 10^{10^{-3} \times 192} = 1,42 \text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

При $t > 30 \text{ }^\circ\text{C}$ вязкость находим по формулам (3.10) и (3.13), предварительно определив функцию $A(\rho)$ по формуле (3.16)

$$A(\rho) = 1,776(151,7 - 0,503 \times 84,69) = 193,75;$$

$$\mu_{\text{в}}(40) = 1353(40 + 50)^{-1,6928} = 0,67 \text{ мПа}\cdot\text{с};$$

$$\mu_{\text{вн}}(40) = 0,67 \times 10^{10^{-3} \times 193,75} = 1,05 \text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

Исходные данные для самостоятельного решения задач представлены в табл. 3.3. и 3.4

Таблица 3.3

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 3.1

№ варианта	Содержание ионов $m_{V,i}$, мг/л				
	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-
1	36072	2733	159853	270	112
2	18036	3037	104908	46	146
3	16783	2885	106628	540	146
4	15030	1670	86877	324	114
5	25075	1895	96423	580	120
6	30153	2145	107901	50	136
7	18521	1987	94569	180	115
8	22456	2085	99623	174	110
9	30856	1840	88546	240	113
10	19845	1596	99123	310	125
11	21469	2100	101547	60	138
12	23875	3040	117524	78	141
13	28961	2896	159452	41	108
14	36172	2711	114568	170	115
15	18936	3005	103278	76	165
16	16983	2785	101862	440	110
17	15530	1970	82469	224	125

№ варианта	Содержание ионов $m_{V,i}$, мг/л				
	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-
18	25175	1599	91789	380	121
19	31153	2445	101578	70	133
20	28521	1997	93698	191	119
21	27456	2185	99128	186	120
22	39856	1940	89168	234	115
23	19945	1696	95698	305	123
24	24469	2110	105549	216	140
25	28875	3140	117569	81	127

Таблица 3.4

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 3.2

№ варианта	Температура попутной воды в технологическом процессе t , °C					Солесодержание S , г/л
	0	15	25	33	45	
1	0	15	25	33	45	200
2	0	17	20	30	35	195
3	0	18	21	31	40	185
4	0	15	22	32	45	190
5	0	14	23	27	45	210
6	0	17	24	28	40	220
7	0	19	25	29	42	230
8	0	10	26	30	43	165
9	0	12	20	33	40	155
10	0	13	21	25	35	250
11	0	14	22	31	36	275
12	0	15	23	33	37	222
13	0	19	25	35	38	198
14	0	12	21	25	40	185
15	0	19	22	26	37	175
16	0	16	24	30	41	194
17	0	14	25	33	40	202
18	0	13	20	29	38	214
19	0	11	23	27	44	208
20	0	10	24	28	43	186
21	0	15	25	31	41	179
22	0	14	20	32	38	227
23	0	16	23	33	45	244
24	0	18	24	34	42	236
25	0	17	21	35	44	238

Лабораторная работа № 4

Фазовые состояния углеводородных систем и расчеты разгазирования нефти

Цель работы: определение состава выделившегося из нефти газа, компонентного состава пластовой нефти и сопоставление экспериментальных данных по нефтяному месторождению с рассчитанными.

1. Теоретическая часть

Давление и температура в системе сбора продукции добывающих скважин непрерывно изменяются, что сопровождается фазовыми превращениями: разгазированием нефти, кристаллизацией парафина, выпадением солей в сложных гидродинамических условиях. Таким образом, расчет процессов разгазирования нефти представляет актуальную проблему в проектировании систем сбора и подготовки продукции добывающих скважин.

При известных составах жидкой фазы (нефти) до и после сепарации состав выделившегося из нефти газа можно рассчитать по уравнению:

$$N_{иг} = \frac{N_{инг} N_{он} - N_{ин} N_{онг}}{N_{он} - N_{онг}}, \quad (4.1)$$

где $N_{иг}$ – молярная доля i -го компонента в выделившемся из нефти газе; $N_{инг}$, $N_{ин}$ – 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

$$N_{инг} = N_{иг} \frac{1 + \frac{1}{K_i} \frac{\rho_n}{M_n} \frac{24}{\Gamma_0}}{1 + \frac{\rho_n}{M_n} \frac{24}{\Gamma_0}}, \quad (4.2)$$

где K_i – константа фазового равновесия i -го компонента при стандартных условиях (таблица 4.3).

Если неизвестна молярная масса сепарированной нефти, то вместо (4.2) можно использовать

$$N_{i\text{нг}} = N_{i\text{г}} \left[1 - \frac{120}{\mu_{\text{н}}^{0,11} \Gamma_0 + 120} \left(1 - \frac{1}{K_i} \right) \right], \quad (4.3)$$

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

Молярная доля остатка в этом случае определяется уравнением

$$N_{\text{онг}} = 1 - \sum_{i=1}^r N_{i\text{нг}}. \quad (4.4)$$

Молярная масса остатка в нефти

$$M_{\text{он}} = M_{\text{н}} \frac{1 - \frac{1}{M_{\text{н}}} \sum_{i=1}^r \frac{N_{i\text{г}}}{K_i} M_i}{1 - \sum_{i=1}^r \frac{N_{i\text{г}}}{K_i}}, \quad (4.5)$$

где r – число летучих компонентов в нефти.

2. Практическая часть

Задача 4.1. Рассчитать состав выделившегося из нефти газа, если состав нефти до и после разгазирования известен (таблица 4.1)

Решение

Используя уравнение (4.1) определяют молярную долю компонентов в выделившемся из нефти газе, например сероводорода

$$N_{H_2S\text{г}} = \frac{0,16 \times 0,8273 - 0 \times 0,5951}{0,8273 - 0,5951} = 0,57\%.$$

Таблица 4.1

Состав нефти и расчетный состав выделившегося газа

Параметр	Молярное содержание компонентов, %											
	H ₂ S	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	ⁱ C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	ⁱ C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₇ +высшие
Состав нефти до разгазирования	0,16	0,14	3,66	5,59	7,02	7,81	1,05	5,16	1,96	4,36	3,58	59,51
Состав нефти после разгазирования	–	–	–	–	0,86	2,23	0,66	4,02	2,10	4,3	3,1	82,73
<i>Расчетный состав выделившегося газа</i>	<i>0,57</i>	<i>0,5</i>	<i>13,04</i>	<i>19,92</i>	<i>22,95</i>	<i>22,11</i>	<i>2,05</i>	<i>8,08</i>	<i>1,6</i>	<i>4,51</i>	<i>4,81</i>	–

$$N_{CO_2г} = \frac{0,14 \times 0,8273 - 0 \times 0,5951}{0,8273 - 0,5951} = 0,5 \%;$$

$$N_{N_2г} = \frac{3,66 \times 0,8273 - 0 \times 0,5951}{0,8273 - 0,5951} = 13,04 \%.$$

Результаты аналогичных расчетов содержания других компонентов в газе представлены в табл. 4.1

Задача 4.2. Рассчитать компонентный состав пластовой нефти, если газонасыщенность ее $\Gamma_0 = 107 \text{ м}^3/\text{м}^3$, молярная масса сепарированной нефти $M_n = 250 \text{ кг/моль}$, 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 $20 \text{ }^\circ\text{C}$ следующие (%): метан 50, этан 26,8, пропан 11,3, изобутан 1,3, бутан 3,9, пентан 6,7.

Решение

По (4.2) с учетом (4.1) может быть сразу рассчитан состав пластовой нефти, если использовать известные константы фазового равновесия компонентов нефти, которые при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ и давлении $0,1 \text{ МПа}$ будут: метан 174, этан 29, пропан 8,0, изобутан 2,8, бутан 2,0, пентан 0,6.

Вычисляют

$$\frac{\rho_n}{M_n} \frac{24}{\Gamma_0} = \frac{860 \times 24}{250 \times 107} = 0,7716.$$

Тогда (4.2) примет вид

$$N_{инг} = N_{иг} \frac{1 + 0,7716 \frac{1}{K_i}}{1 + 0,7716}.$$

Откуда молярная доля метана в пластовой нефти составит

$$N_{CH_4} = 0,5 \frac{1 + \frac{0,7716}{174}}{1 + 0,7716} = 0,248,$$

этана

$$N_{C_2H_6} = 0,268 \frac{1 + \frac{0,7716}{29}}{1 + 0,7716} = 0,155.$$

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 (4.4):
 $N_{\text{онг}} = 1 - (0,284 + 0,155 + 0,070 + 0,009 + 0,030 + 0,0840 = 0,368)$.

Задача 4.3. Сопоставить экспериментальные данные по определению компонентного состава пластовой нефти нефтяного месторождения с рассчитанными по (4.2) и (4.3) при следующих исходных данных: газонасыщенность пластовой нефти (объем газа при нормальных условиях) 69,1 м³/т; молярная масса сепарированной нефти 204 кг/кмоль; ее плотность 840 кг/м³; вязкость сепарированной нефти при стандартных 6,2 мПа·с.

Данные по характеристике составов пластовой и сепарированной нефти и газа однократного разгазирования пластовой нефти при 20 °С представлены в таблице 4.2.

Решение

Для расчета состава пластовой нефти по (4.2) и (4.3) необходимо знать константы фазового равновесия отдельных компонентов, а константу сероводорода рассчитать следующим образом:

$$K_{H_2S} = 13,431(\alpha_1 + \alpha_2 \bar{K}_{C_2H_6})(\alpha_3 + \alpha_4 \bar{K}_{C_3H_8}), \quad (4.6)$$

где $\bar{K}_{C_2H_6} = \frac{K_{C_2H_6}}{16,2588}$; $\bar{K}_{C_3H_8} = \frac{K_{C_3H_8}}{8,665}$; $\alpha_1 = 1,67 \times 10^{-3}$; $\alpha_2 = 0,9882$; $\alpha_3 = 1,0331$; $\alpha_4 = -0,8977 \times 10^{-3}$.

Тогда по формуле (4.6):

$$K_{H_2S} = 13,431(1,6767 \times 10^{-3} + 29 \frac{0,9882}{16,2588})(1,0331 - 8 \frac{0,8977 \times 10^{-3}}{8,6658}) = 24,5.$$

Для удобства расчетов преобразовывают (4.2) к следующему виду:

$$N_{\text{инг}} = N_{iГ} \left[1 - \frac{22,4}{22,4 + M_{\text{н}} \Gamma_{\text{т}} 10^{-3}} \left(1 - \frac{1}{K_i} \right) \right], \quad (4.7)$$

где $\Gamma_{\text{т}}$ – газонасыщенность пластовой нефти (объем газа приведен к нормальным условиям), м³/т; 22,4 – объем киломоля газа при

нормальных условиях, м³/кмоль. Тогда молярная доля сероводорода в пластовой нефти составит

$$N_{H_2S} = 2,1 \left[1 - \frac{22,4}{22,4 + 204 \times 69,1 \times 10^{-3}} \left(1 - \frac{1}{24,5} \right) \right] = 0,86 \%$$

Так как в этой формуле меняются только два параметра, то

$$N_{инг} = N_{иг} \left[1 - 0,613776 \left(1 - \frac{1}{K_i} \right) \right].$$

Определяют молярную долю двуокиси углерода в пластовой нефти

$$N_{CO_2} = 1,3 \left[1 - 0,613776 \left(1 - \frac{1}{71} \right) \right] = 0,51 \%$$

Результаты аналогичных расчетов для других компонентов нефти представлены также в табл. 4.2. Состав пластовой нефти по формуле (4.3) определяют аналогично (см. табл. 4.2).

Молярная доля сероводорода в пластовой нефти в этом случае составит

$$N_{H_2S} = 2,1 \left[1 - \frac{112}{6,2^{0,11} \times 69,1 \times 0,84 + 112} \left(1 - \frac{1}{24,5} \right) \right] = 0,87 \%$$

Молярная доля остатка, то есть компонента C₇₊ высшие в пластовой нефти рассчитывают по формуле (4.4), как при расчете по (4.2), так и по (4.3).

Необходимо отметить расхождение расчетного и экспериментального составов пластовой нефти только по летучим компонентам тяжелее бутана, при этом содержание пентана занижено, гексана завышено. Расчеты по (4.2) и (4.3) дают практически совпадающие результаты.

Исходные данные для самостоятельного решения задач 4.1–4.3 представлены в табл. 4.4–4.6.

Таблица 4.2

Характеристика составов нефти и газа нефтяного месторождения

Параметр	Молярный состав, %												Всего	Молярная масса, кг/кмоль
	H ₂ S	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	<i>i</i> C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀	<i>i</i> C ₅ H ₁₂	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₇ ⁺ высшие		
Эксперимент														
Газ	2,1	1,3	9,1	20,3	27,7	24,8	1,8	8,3	1,4	1,5	1,7	-	100	-
Нефть сепарированная	-	-	-	-	0,83	3,41	0,74	4,13	3,13	6,9	3,08	77,78	100	204
Нефть пластовая	0,81	0,5	3,4	7,63	10,98	11,67	1,3	5,74	2,45	4,85	2,64	48,10	100	140
Расчет														
Константы фазового равновесия	24,5	71	620	174	29	8	2,8	2,0	0,8	0,6	0,18	-	-	-
Нефть пластовая расчет по (4.2)	0,86	0,51	3,52	7,92	11,29	11,48	1,09	5,75	1,61	2,11	6,45	47,41	100	-
Нефть пластовая расчет по (4.2)	0,87	0,51	3,54	7,94	11,33	11,52	1,09	5,76	1,61	2,11	6,44	47,28	100	-

Таблица 4.3

Константы фазового равновесия углеводородов при давлении схождения 50,5 МПа

АЗОТ

t , °C	Давление (абсолютное), МПа														
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0
100	592	324	226	172	149	77	54	41,5	27,5	18	9,15	6,2	4,6	2,8	1,56
80	609	342	235	178	154	82	56	42,5	30,0	18,5	9,45	6,4	4,8	2,95	1,59
60	648	362	249	187	160	84	58	44	30,5	19	9,8	6,65	4,95	3,1	1,625
40	718	374	256	194	164	85,5	59	45	31	20	10	6,8	5,05	3,2	1,65
30	677	358	244	187	154	81,5	56,5	43	29,5	19,5	9,65	6,5	4,85	3,1	1,63
20	635	330	230	174	144	75	51,5	39	27	17,5	9,05	6,05	4,55	2,9	1,595
10	590	300	207	160	130	68	47	36	24,5	15,5	8,3	5,6	4,2	2,75	1,55
0	550	283	195	148	124	64,5	44,4	34	23,5	15	7,9	5,35	4,0	2,65	1,51
-10	504	262	182	140	116	60,5	41,5	32	22	14	7,3	5,0	3,85	2,55	1,45

ДИОКСИД УГЛЕРОДА

t , °C	Давление (абсолютное), МПа														
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0
260	190	96	65	49	39,9	20,6	14,3	11	7,7	4,94	2,83	2,16	1,76	1,38	1,132
200	175	87	59	44	36,1	18,5	13	9,9	6,9	4,49	2,56	2,00	1,66	1,3,3	1,108
150	157	78	53	39,5	32,0	16,5	11,4	8,8	6,19	4,04	2,36	1,85	1,54	1,275	1,096
100	133	65	44	33	26,7	13,6	9,5	7,4	5,16	3,45	2,08	1,66	1,44	1,226	1,066
80	119	58	39	29,7	24	12,4	8,5	6,7	4,69	3,11	1,93	1,57	1,38	1,203	1,055
60	103	51	34	25,7	21,3	10,9	7,5	5,9	4,2	2,74	1,76	1,48	1,33	1,172	1,041
40	87	44	29	21,6	17,9	9,3	6,4	5	3,53	2,37	1,58	1,37	1,25	1,134	1,033
30	80	39	26	19,6	16,3	8,2	5,8	4,5	3,22	2,16	1,48	1,31	1,20	1,113	1,028
20	71	35	23	17,3	14,5	7,3	5,1	4	2,9	1,99	1,39	1,24	1,16	1,092	1,020
10	61	31	21	15,5	12,8	6,5	4,5	3,5	2,62	1,80	1,29	1,17	1,11	1,061	1,006
0	54	28	18	13,6	11	5,5	4	3,1	2,28	1,62	1,17	1,10	1,06	1,029	1
-10	46	24	15	11,2	9,2	4,8	3,4	2,7	2,01	1,43	1,07	1,02	0,99	0,983	1,984

МЕТАН

t , °C	Давление (абсолютное), МПа														
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0
260	295	145	97	72	58	29,0	20,5	15,0	10,5	6,5	3,55	2,65	2,10	1,62	1,220
200	276	136	91	69	55	27,8	19,3	14,3	10,1	6,3	3,45	2,61	2,08	1,615	1,215
150	255	127	85	65	52	26,6	18,2	13,7	9,7	6,1	3,40	2,58	2,07	1,61	1,213
100	230	115	78	59	49	24,9	16,9	12,9	9,1	5,8	3,30	2,54	2,06	1,60	1,210
80	218	110	74	56	46	23,9	16,2	12,5	8,8	5,6	3,25	2,49	2,04	1,59	1,210
60	205	103	70	52	44	22,5	15,4	12,0	8,4	5,3	3,15	2,43	2,01	1,58	1,205
40	190	95	64	48	40	21,6	14,1	10,9	7,7	5,0	3,00	2,33	1,96	1,55	1,200
30	184	90	61	45	38	19,3	13,3	10,2	7,3	4,7	2,90	2,27	1,91	1,53	1,200
20	174	86	58	43	35	18,0	12,4	9,5	6,9	4,5	2,80	2,20	1,87	1,51	1,195
10	164	81	54	40	33	16,7	11,5	8,8	6,4	4,2	2,65	2,13	1,82	1,48	1,190
0	154	76	50	37	30	15,4	10,6	8,1	5,9	3,9	2,45	2,04	1,75	1,45	1,190
-10	144	71	47	34	28	14,2	9,7	7,4	5,4	3,6	2,30	1,92	1,68	1,40	1,180

ЭТАН

t, °C	Давление (абсолютное), МПа														
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0
260	123	64	44	33,5	27,5	14,6	10,0	8,0	5,60	3,75	2,25	1,76	1,48	1,18	1,05
200	111	56	38	28,2	23,7	12,3	8,7	6,8	4,73	3,20	1,90	1,54	1,32	1,09	1,01
150	97	48	33	24,0	19,7	10,2	7,2	5,6	3,95	2,67	1,64	1,32	1,14	1,01	0,99
100	77	37	25	18,5	14,6	7,4	5,3	4,2	2,93	2,05	1,31	1,08	1,00	0,94	0,94
80	65	31	21	15,8	12,5	6,4	4,5	3,6	2,50	1,73	1,15	0,99	0,94	0,91	0,92
60	52	25	17	12,7	10,3	5,3	3,7	2,95	2,10	1,42	0,98	0,90	0,88	0,87	0,90
40	40	20	13,5	9,7	8,0	4,0	2,9	2,30	1,62	1,12	0,83	0,81	0,80	0,83	0,89
30	35	17	11,5	8,5	7,0	3,5	2,5	1,95	1,42	0,99	0,76	0,76	0,76	0,81	0,88
20	29	14	9,5	7,0	6,0	3,0	2,1	1,66	1,22	0,88	0,69	0,70	0,72	0,79	0,87
10	23	12	8,0	6,0	5,0	2,5	1,8	1,42	1,07	0,77	0,63	0,64	0,68	0,76	0,85
0	19	10	6,5	5,0	4,0	2,0	1,5	1,20	0,88	0,67	0,56	0,59	0,64	0,73	0,84
-10	15	8	5,0	3,7	3,0	1,6	1,2	0,98	0,75	0,57	0,50	0,54	0,58	0,69	0,82

ПРОПАН

t, °C	Давление (абсолютное), МПа														
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0
260	74	37,8	25,8	19,8	16,3	8,8	6,2	4,8	3,57	2,50	1,60	1,30	1,15	1,02	0,99
200	57	29,3	21,0	15,4	12,5	6,5	4,8	3,8	2,76	1,93	1,28	1,08	0,98	0,90	0,94
150	44	22,3	15,5	11,7	9,4	5,0	3,6	2,9	2,09	1,44	1,01	0,87	0,82	0,82	0,90
100	28,5	14,5	10,1	7,7	6,3	3,3	2,3	1,85	1,37	0,95	0,70	0,64	0,66	0,72	0,853
60	16,8	8,4	5,8	4,3	3,5	1,9	1,34	1,07	0,79	0,57	0,48	0,50	0,55	0,63	0,820
40	12,5	6	4,1	3,0	2,5	1,3	0,95	0,75	0,66	0,42	0,39	0,44	0,49	0,60	0,800
30	10,0	4,9	3,4	2,5	2,0	1,1	0,75	0,62	0,48	0,35	0,35	0,40	0,47	0,58	0,79
20	8	3,9	2,8	2,0	1,7	0,9	0,63	0,50	0,39	0,30	0,31	0,37	0,44	0,55	0,77
10	6,3	3,1	2,1	1,6	1,3	0,7	0,50	0,40	0,31	0,25	0,26	0,34	0,41	0,53	0,76
0	5	2,4	1,6	1,3	1,0	0,55	0,38	0,30	0,25	0,20	0,23	0,30	0,38	0,50	0,75
-10	3,6	1,8	1,2	0,9	0,75	0,40	0,28	0,23	0,19	0,15	0,19	0,26	0,34	0,47	0,74

ИЗОБУТАН

t, °C	Давление (абсолютное), МПа														
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0
260	50	25,5	18	13,8	11,0	6,2	4,5	3,6	2,75	1,90	1,30	1,10	1,00	0,93	0,96
200	35,5	18,4	12,7	9,8	8,2	4,37	3,2	2,5	1,89	1,36	0,97	0,87	0,815	0,81	0,905
150	25	13,1	9,1	7,0	5,8	3,15	2,3	1,76	1,32	0,96	0,71	0,67	0,66	0,705	0,86
100	15,	7,8	5,4	4,1	3,4	1,85	1,35	1,03	0,75	0,55	0,45	0,465	0,50	0,61	0,81
80	11,2	5,7	4,0	3,0	2,4	1,32	0,95	0,75	0,54	0,40	0,37	0,395	0,45	0,57	0,80
60	7,9	4,0	2,7	2,1	1,7	0,92	0,68	0,52	0,39	0,30	0,30	0,34	0,40	0,52	0,77
40	5	2,5	1,7	1,3	1,1	0,60	0,44	0,35	0,27	0,20	0,23	0,28	0,346	0,485	0,74
30	3,8	2,0	1,3	1,0	0,8	0,46	0,34	0,28	0,22	0,17	0,20	0,255	0,32	0,46	0,725
20	2,8	1,5	0,95	0,75	0,60	0,34	0,27	0,20	0,16	0,14	0,17	0,222	0,29	0,425	0,705
10	2,3	1,1	0,65	0,50	0,45	0,26	0,20	0,15	0,13	0,11	0,145	0,190	0,265	0,39	0,69
0	1,5	0,8	0,50	0,30	0,30	0,19	0,15	0,12	0,10	0,09	0,12	0,165	0,235	0,355	0,665
-10	1,1	0,5	0,40	0,30	0,22	0,15	0,10	0,08	0,07	0,06	0,09	0,138	0,20	0,315	0,635

n-БУТАН

<i>t</i> , °C	Давление (абсолютное), МПа														
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0
260	45	23	16	12	10	5,5	4,0	3,30	2,4	1,75	1,21	1,03	0,94	0,90	0,93
200	31,3	15,7	10,7	8,2	6,75	3,72	2,76	2,26	1,68	1,23	0,896	0,79	0,745	0,74	0,84
150	21,8	11,0	7,5	5,77	4,80	2,60	1,91	1,56	1,15	0,85	0,635	0,59	0,585	0,643	0,81
100	12,1	6,3	4,2	3,20	2,65	1,50	1,04	0,85	0,61	0,47	0,380	0,39	0,443	0,555	0,77
80	8,7	4,5	3,1	2,25	1,90	1,05	0,73	0,58	0,42	0,33	0,297	0,33	0,400	0,518	0,75
60	6,0	3,1	2,1	1,60	1,32	0,70	0,50	0,40	0,295	0,23	0,230	0,29	0,360	0,480	0,72
40	3,3	1,8	1,25	0,95	0,80	0,44	0,31	0,26	0,20	0,16	0,187	0,244	0,315	0,442	0,703
30	2,6	1,4	0,95	0,72	0,60	0,33	0,24	0,20	0,155	0,135	0,165	0,220	0,290	0,413	0,687
20	2,0	1,0	0,72	0,52	0,45	0,25	0,18	0,15	0,123	0,110	0,135	0,193	0,258	0,383	0,670
10	1,5	0,8	0,53	0,40	0,35	0,19	0,14	0,10	0,090	0,08	0,112	0,162	0,220	0,342	0,648
0	1,0	0,5	0,39	0,29	0,24	0,13	0,10	0,08	0,065	0,06	0,085	0,131	0,185	0,304	0,622
-10	0,7	0,35	0,26	0,20	0,15	0,09	0,07	0,05	0,045	0,04	0,060	0,10	0,153	0,265	0,593

ИЗОПЕНТАН

<i>t</i> , °C	Давление (абсолютное), МПа														
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0
260	31	16	11	8,60	7,00	4,00	2,90	2,30	1,80	1,30	0,94	0,84	0,80	0,8	0,89
200	20,8	10,2	7,12	5,52	4,55	2,52	1,93	1,55	1,17	0,88	0,675	0,62	0,61	0,65	0,81
150	12,3	6,3	4,40	3,48	2,85	1,57	1,17	0,97	0,75	0,575	0,44	0,43	0,45	0,55	0,76
100	5,8	3	2,15	1,75	1,40	0,77	0,55	0,43	0,35	0,27	0,235	0,265	0,33	0,45	0,73
80	4,0	2	1,45	1,08	0,90	0,51	0,37	0,29	0,235	0,18	0,18	0,22	0,29	0,42	0,71
60	2,5	1,27	0,87	0,67	0,56	0,31	0,23	0,185	0,143	0,12	0,14	0,19	0,25	0,38	0,68
40	1,4	0,7	0,52	0,40	0,32	0,18	0,137	0,12	0,09	0,08	0,105	0,155	0,22	0,35	0,65
30	1,1	0,5	0,38	0,30	0,23	0,14	0,105	0,09	0,07	0,068	0,09	0,13	0,20	0,32	0,64
20	0,8	0,4	0,27	0,20	0,17	0,10	0,075	0,065	0,05	0,050	0,075	0,113	0,17	0,295	0,63
10	0,6	0,25	0,20	0,13	0,11	0,07	0,055	0,05	0,04	0,040	0,06	0,092	0,14	0,26	0,60
0	0,4	0,21	0,13	0,10	0,08	0,05	0,04	0,032	0,026	0,026	0,05	0,075	0,115	0,23	0,57
-10	0,2	0,11	0,08	0,06	0,05	0,03	0,025	0,02	0,015	0,018	0,035	0,058	0,09	0,20	0,525

n-ПЕНТАН

<i>t</i> , °C	Давление (абсолютное), МПа														
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0
260	28	14,5	10	7,7	6,4	3,6	2,6	2,1	1,6	1,2	0,91	0,82	0,79	0,78	0,88
200	17,5	9,2	6,35	4,93	4,05	2,32	1,75	1,4	1,07	0,82	0,63	0,583	0,585	0,654	0,795
150	11,2	5,7	3,97	3,05	2,54	1,42	1,08	0,9	0,69	0,51	0,395	0,390	0,422	0,562	0,760
100	5,1	2,7	1,85	1,42	1,15	0,65	0,48	0,4	0,30	0,22	0,196	0,250	0,290	0,473	0,718
80	3,3	1,7	1,20	0,93	0,77	0,43	0,30	0,25	0,19	0,155	0,150	0,200	0,253	0,438	0,695
60	2	1,05	0,74	0,57	0,47	0,26	0,19	0,15	0,12	0,10	0,116	0,160	0,215	0,39	0,67
40	1,15	0,60	0,43	0,31	0,28	0,15	0,12	0,10	0,075	0,065	0,085	0,133	0,185	0,354	0,636
30	0,83	0,43	0,32	0,23	0,20	0,11	0,09	0,075	0,060	0,05	0,073	0,115	0,165	0,330	0,618
20	0,60	0,28	0,22	0,14	0,13	0,07	0,06	0,05	0,045	0,04	0,060	0,100	0,143	0,303	0,600
10	0,40	0,20	0,15	0,10	0,09	0,05	0,04	0,035	0,03	0,03	0,046	0,082	0,123	0,275	0,575
0	0,28	0,13	0,09	0,07	0,055	0,03	0,025	0,023	0,02	0,02	0,034	0,063	0,100	0,250	0,540
-10	0,19	0,06	0,04	0,03	0,03	0,02	0,015	0,013	0,011	0,011	0,023	0,045	0,080	0,218	0,505

ГЕКСАН

t, °C	Давление (абсолютное), МПа														
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0
260		9,40	6,80	5,20	4,40	2,50	1,90	1,50	1,20	0,90	0,70	0,63	0,62	0,63	0,77
200		5,80	4,10	3,17	2,68	1,47	1,10	0,87	0,70	0,52	0,42	0,41	0,43	0,49	0,70
150	6,00	3,10	2,15	1,64	1,38	0,80	0,57	0,46	0,37	0,28	0,24	0,25	0,28	0,39	0,64
100	2,30	1,20	0,81	0,63	0,53	0,31	0,22	0,17	0,14	0,11	0,11	0,14	0,18	0,29	0,61
80	1,30	0,70	0,47	0,38	0,31	0,17	0,12	0,10	0,08	0,07	0,08	0,11	0,15	0,26	0,59
60	0,72	0,37	0,26	0,20	0,17	0,09	0,07	0,06	0,05	0,04	0,05	0,08	0,13	0,23	0,56
40	0,38	0,20	0,14	0,10	0,09	0,05	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04	0,06	0,10	0,21	0,53
30	0,25	0,13	0,09	0,08	0,06	0,04	0,03	0,02	0,02	0,02	0,03	0,06	0,09	0,20	0,51
20	0,18	0,10	0,07	0,05	0,04	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,03	0,05	0,080	0,18	0,49
10	0,10	0,05	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,04	0,07	0,16	0,47
0	0,07	0,04	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,03	0,06	0,14	0,45
-10	0,04	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,04	0,11	0,42

ОКТАН

t, °C	Давление (абсолютное), МПа														
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0
260	9,0	4,82	3,40	2,55	2,12	1,26	0,94	0,76	0,582	0,428	0,352	0,340	0,34	0,38	0,52
200	4,63	2,35	1,69	1,27	1,0	0,59	0,43	0,34	0,254	0,2	0,15	0,173	0,19	0,253	0,46
150	1,82	0,92	0,65	0,49	0,39	0,22	0,16	0,125	0,093	0,078	0,073	0,076	0,102	0,175	0,415
100	0,47	0,25	0,16	0,12	0,105	0,06	0,04	0,035	0,029	0,023	0,025	0,034	0,051	0,122	0,365
80	0,22	0,12	0,08	0,05	0,045	0,03	0,022	0,018	0,016	0,013	0,015	0,027	0,042	0,105	0,355
60	0,1	0,052	0,037	0,028	0,023	0,012	0,011	0,009	0,007	0,007	0,01	0,017	0,03	0,096	0,35
40	0,053	0,024	0,017	0,013	0,01	0,006	0,005	0,004	0,003	0,004	0,006	0,011	0,022	0,085	0,342
30	0,031	0,015	0,011	0,008	0,007	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,005	0,01	0,019	0,08	0,34
20	0,016	0,009	0,006	0,005	0,005	0,003	0,002	0,002	0,002	0,001	0,004	0,008	0,016	0,07	0,335
10	0,009	0,005	0,004	0,003	0,003	0,002	0,001	0,001	0,001	0,001	0,003	0,006	0,014	0,063	0,332
0	0,005	0,003	0,002	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002	0,005	0,011	0,055	0,329
-10	0,002	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,003	0,008	0,042	0,325

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 4.1

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
4.1	Молярное содержание компонентов: состав нефти до разгазирования															
	H ₂ S	N _{инт}	%	0,15	0,17	0,18	0,16	0,14	0,19	0,21	0,11	0,16	0,17	0,185	0,172	0,192
	CO ₂			0,13	0,135	0,131	0,12	0,012	0,125	0,126	0,14	0,138	0,139	0,128	0,12	0,11
	N ₂			3,4	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0
	CH ₄			5,5	4,8	5,1	5,0	4,9	4,75	5,12	5,45	5,16	5,18	4,98	4,99	5,14
	C ₂ H ₆			6,8	6,1	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,7	6,8	6,9	7,0	6,85	6,95
	C ₃ H ₈			7,5	7,5	7,5	7,4	7,3	7,2	7,1	7,0	7,12	7,25	7,35	7,44	7,54
	i C ₄ H ₁₀			1,01	1,0	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,1	1,12	1,13
	C ₄ H ₁₀			5,2	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	4,88	4,72	4,13	4,46	4,89
	C ₅ H ₁₂			1,86	1,71	1,72	1,73	1,74	1,75	1,76	1,8	1,81	1,82	1,83	1,84	1,85
	i C ₅ H ₁₂			4,3	4,1	4,2	4,22	4,33	4,44	4,31	4,32	4,32	4,34	4,35	4,21	4,26
	C ₆ H ₁₄			3,6	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,11	3,12	3,28	3,29	3,1
	C ₇ +высшие			60,55	64,085	63,249	63,04	62,73	62,395	61,814	61,21	61,822	61,511	61,867	61,608	60,838
	Молярное содержание компонентов: состав нефти после разгазирования															
	H ₂ S	N _{инт}	%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	CO ₂			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	N ₂			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	CH ₄			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	C ₂ H ₆			0,86	0,9	0,92	0,84	0,85	0,86	0,87	0,88	0,9	0,91	0,92	0,88	0,87
	C ₃ H ₈			2,23	2,0	2,21	2,22	2,23	2,24	2,25	2,26	2,2	2,1	2,0	2,2	2,3
	i C ₄ H ₁₀			0,66	0,6	0,61	0,62	0,63	0,64	0,65	0,66	0,67	0,68	0,69	0,66	0,67
	C ₄ H ₁₀			4,02	3,8	3,81	3,85	3,9	3,91	3,94	3,98	4,0	4,1	4,05	4,06	4,08
	C ₅ H ₁₂			2,10	1,9	1,95	1,93	1,94	1,99	1,94	1,92	1,91	2,2	2,1	2,05	2,07
i C ₅ H ₁₂	4,3			4,3	4,2	4,1	4,0	4,06	4,08	4,09	4,11	4,12	4,13	4,15	4,16	
C ₆ H ₁₄	3,1			2,9	2,8	3,0	3,1	3,15	3,05	3,04	2,98	2,95	2,96	3,12	3,13	
C ₇ +высшие	82,73			83,6	83,5	83,44	83,35	83,15	83,22	83,17	83,23	82,94	83,15	82,88	82,72	

Таблица 4.4.1

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 4.1

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта											
				14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
4.1	Молярное содержание компонентов: состав нефти до разгазирования														
	H ₂ S	N _{инт}	%	0,17	0,16	0,165	0,166	0,18	0,19	0,191	0,188	0,183	0,184	0,195	0,2
	CO ₂			0,11	0,11	0,115	0,116	0,2	0,112	0,113	0,114	0,115	0,116	0,117	0,118
	N ₂			3,85	3,84	3,86	3,89	3,9	3,91	3,92	3,93	3,94	3,95	3,96	4,0
	CH ₄			5,5	5,6	5,25	5,35	5,15	5,18	5,2	5,21	5,36	5,17	5,19	5,27
	C ₂ H ₆			6,1	6,15	6,2	6,25	6,3	6,35	6,4	6,45	6,5	6,55	6,6	6,7
	C ₃ H ₈			7,1	7,15	7,25	7,35	7,4	7,45	7,46	7,5	7,51	7,3	7,1	7,2
	i C ₄ H ₁₀			1,13	1,14	1,15	1,17	1,05	1,1	1,12	1,14	1,18	1,2	1,22	1,24
	C ₄ H ₁₀			4,7	4,75	4,78	4,79	4,81	4,88	4,82	4,83	4,79	4,78	4,77	4,87
	C ₅ H ₁₂			1,8	1,9	1,81	1,85	1,84	1,9	1,83	1,82	1,8	1,8	1,96	1,94
	i C ₅ H ₁₂			4,0	4,12	4,18	4,2	4,25	4,17	4,16	4,3	4,29	4,27	4,24	4,23
	C ₆ H ₁₄			3,3	3,5	3,1	3,2	3,0	3,15	3,25	3,35	3,29	3,28	3,24	3,23
	C ₇ +высшие			62,24	61,58	62,14	61,668	61,92	61,608	61,536	62,29	61,042	61,4	61,408	61,00
	Молярное содержание компонентов: состав нефти после разгазирования														
	H ₂ S	N _{ин}	%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	CO ₂			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	N ₂			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	CH ₄			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	C ₂ H ₆			0,8	0,82	0,84	0,85	0,86	0,88	0,89	0,9	0,88	0,81	0,83	0,85
	C ₃ H ₈			2,2	2,1	2,3	2,15	2,25	2,35	2,3	2,28	2,19	2,15	2,24	2,28
	i C ₄ H ₁₀			0,6	0,62	0,64	0,66	0,61	0,63	0,65	0,67	0,69	0,7	0,68	0,66
	C ₄ H ₁₀			4,1	4,0	4,05	3,9	3,95	3,98	4,0	4,0	4,1	4,1	4,15	4,15
C ₅ H ₁₂	2,2			2,1	2,0	2,05	2,07	2,08	2,1	2,15	2,18	2,17	2,13	2,2	
i C ₅ H ₁₂	4,0			4,1	4,1	4,16	4,18	4,17	4,19	4,13	4,11	4,12	4,15	4,1	
C ₆ H ₁₄	3,0			3,1	3,08	3,09	3,1	3,15	3,2	3,13	3,11	3,17	3,19	3,2	
C ₇ +высшие	83,1			87,26	82,99	83,14	82,98	82,76	82,67	82,74	82,74	82,78	82,63	82,56	

Таблица 4.5

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 4.2

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта													
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
4.2	Плотность в ст. условиях	ρ_n	кг/м ³	865	869	870	876	872	894	855	891	878	875	851	860	874	
	Газонасыщенность нефти	G_0	м ³ /м ³	120	105	190	184	210	340	156	239	140	98	108	102	206	
	Пластовое давление	p	МПа	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	0,1	0,2	0,3	0,4	
	Пластовая температура	t	°С	10	20	30	40	10	20	30	40	10	20	30	40	10	
	Молярная масса сепарированной нефти	M_n	кг/моль	260	265	250	255	257	265	270	310	300	295	296	268	269	
	Объемное содержание компонентов в газе																
		метан	$N_{гг}$	%	50	45	44	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
		этан			26,5	25	24	24,5	24,8	25	25,2	26,6	27	27,5	26,1	24,8	24,3
		пропан			11,5	10	10,1	10,5	10,7	11,2	11,4	11,6	10,8	10,3	11,1	11,6	11,8
		изобутан			1,3	0,9	1,1	1,2	1,3	1,4	1,1	1,0	0,9	0,95	1,15	1,2	1,25
		бутан			3,9	3,3	3,2	3,3	3,4	3,6	3,8	3,9	3,2	3,1	3,4	3,8	3,3
	пентан	6,8			15,8	17,6	14,5	12,8	10,8	9,5	6,9	7,1	6,15	5,25	4,64	4,35	

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 4.2

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
4.2	Плотность в ст. условиях	ρ_n	кг/м ³	866	851	869	892	880	876	870	861	877	862	860	860	
	Газонасыщенность нефти	Γ_0	м ³ /м ³	130	115	170	164	200	330	186	219	150	88	118	122	
	Пластовое давление	p	МПа	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	0,1	0,2	0,3	
	Пластовая температура	t	°С	10	20	30	40	10	20	30	40	10	20	30	40	
	Молярная масса сепарированной нефти	M_n	кг/моль	261	275	252	257	253	262	281	290	285	291	286	278	
	Объемное содержание компонентов в газе															
	метан	N_{ir}	%	50	51	52	50	51	55	54	50	51	52	53	54	
	этан			26,5	24	23	27,5	24,8	25	25,6	26,8	27,1	27,3	27,1	25,8	
	пропан			11,1	10,8	10,7	10,4	10,3	11,5	11,8	11,1	10,5	10,9	11,4	11,8	
	изобутан			1,3	0,9	1,1	1,2	1,3	1,4	1,1	1,0	0,9	0,95	1,15	1,2	
	бутан			3,92	3,35	3,25	3,35	3,45	3,65	3,85	3,95	3,25	3,15	3,45	3,84	
пентан	7,18			9,95	9,95	7,55	9,15	3,45	3,65	7,15	7,25	5,7	3,9	3,36		

Таблица 4.6

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 4.3

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
4.3	Плотность в ст. условиях	ρ_n	кг/м ³	865	869	870	876	872	894	855	891	878	875	851	860	874
	Газонасыщенность нефти	Γ_T	м ³ /т	64,2	66,8	62,1	63,8	65,4	66,9	67,1	68,4	70,8	72,2	70,6	71,7	81,4
	Вязкость сепарированной нефти	μ_n	мПа·с	6,6	7,15	7,45	7,69	8,1	6,89	6,25	6,47	7,25	7,44	7,99	7,11	7,54
	Молярная масса сепарированной нефти	M_n	кг/моль	210	220	230	240	210	220	230	240	210	220	230	240	210

Продолжение табл. 4.6.1

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 4.3

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта											
				14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
4.3	Плотность в ст. условиях	ρ_n	кг/м ³	840	851	859	862	870	866	845	855	849	852	861	868
	Газонасыщенность нефти	Γ_T	м ³ /т	66,1	70,5	66,5	67,4	68,3	69,1	70,4	71,2	66,8	78,1	75,1	73,8
	Вязкость сепарированной нефти	μ_n	мПа·с	6,2	6,5	6,8	7,0	7,1	6,3	6,4	6,9	7,2	7,15	7,4	7,3
	Молярная масса сепарированной нефти	M_n	кг/моль	204	210	215	220	200	201	207	213	218	208	210	200

Лабораторная работа № 5

Гидравлический расчет простых трубопроводов при изотермическом течении жидкости

Цель работы: определение пропускной способности трубопровода Q ; необходимого начального давления (P_0) при заданном конечном (P_K); диаметра трубопровода при известной пропускной способности.

1. Теоретическая часть

Трубопроводы системы сбора и подготовки нефти и газа предназначены для транспортировки продукции скважин от их устья до нефтеперекачивающих станций; для подачи сточных вод от УПВ до нагнетательных скважин.

Общая протяженность промысловых трубопроводов достигает сотен километров только по одному промыслу.

По назначению:

- выкидные линии – транспортируют продукцию скважин от устья до ГЗУ;
- нефтегазосборные коллекторы – расположены от ГЗУ до ДНС;
- нефтесборные коллекторы – расположены от ДНС до центрального пункта сбора (ЦПС);
- газосборные коллекторы – транспортируют газ от пункта сепарации до компрессорной станции.

По величине напора:

- высоконапорные – выше 2,5 МПа;
- средненапорные – 1,6–2,5 МПа;
- низконапорные – до 1,6 МПа;
- безнапорные (самотечные).

Самотечным называется трубопровод, перемещение жидкости в котором происходит только за счет сил тяжести. Если при этом нефть и газ движутся отдельно, то такой нефтепровод называют свободно-самотечным, а при отсутствии газовой фазы – напорно-самотечным.

По гидравлической схеме:

- простые, то есть не имеющие ответвлений;
- сложные, то есть имеющие ответвления или переменный по длине расход, или вставку другого диаметра, или параллельный участок, а также кольцевые.

По характеру заполнения сечения:

– трубопроводы с полным заполнением сечения трубы жидкостью;

– трубопроводы с неполным заполнением сечения.

Полное заполнение сечения трубы жидкостью обычно бывает в напорных трубопроводах, а неполное может быть как в напорных, так и в безнапорных трубопроводах. С полным заполнением сечения жидкостью чаще бывают нефтепроводы, транспортирующие товарную нефть, то есть без газа, и реже – выкидные линии. Нефтеборные коллекторы обычно работают с неполным заполнением сечения трубы нефтью, так как верхняя часть сечения коллектора занята газом, выделившимся в процессе движения нефти.

Гидравлический расчет трубопроводов при движении по ним однофазных жидкостей сводится обычно к определению или диаметра D , или начального давления p_1 , или пропускной способности Q по известным формулам общей гидравлики. Основой гидравлических расчетов трубопроводов является известное уравнение Бернулли:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \frac{\omega_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\omega_2^2}{2g}, \quad (5.1)$$

где P_1, P_2 – давления в сечениях 1 и 2, Па; ρ – плотность, кг/м³; ω_1, ω_2 – средние линейные скорости в сечениях 1 и 2, м/с; g – ускорение свободного падения, м/с².

Каждый член уравнения (5.2) имеет размерность высоты и носит соответствующее название:

Z_i – определяет высоту положения различных точек линии тока над плоскостью сравнения, геометрический напор; удельная потенциальная энергия положения.

$\frac{P_i}{\rho g}$, м – называется пьезометрический напор или статический напор; удельная потенциальная энергия давления.

$\frac{\omega_i^2}{2g}$, м – называется динамический или скоростной напор, или удельная кинетическая энергия.

Сумма всех трех напоров определяет запас полной механической энергии потока в соответствующем сечении, отнесенной к единице силы тяжести, и называется полным напором H :

$$H_i = Z_i + \frac{P_i}{\rho g} + \frac{\omega_i^2}{2g} \quad (5.2)$$

Реальная жидкость обладает вязкостью. В уравнении Бернулли появляется слагаемое, учитывающее потери энергии вследствие гидравлических сопротивлений на участке 1-2:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \frac{\omega_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\omega_2^2}{2g} + h_{\Pi}, \quad (5.3)$$

где h_{Π} – напор на преодоление путевых сопротивлений, то есть на преодоление сил трения и местных сопротивлений трубопроводов.

$$h_{\Pi} = h_{\text{Т}} + h_{\text{М}}, \quad (5.4)$$

где $h_{\text{Т}}$ – потеря напора за счет преодоления сил трения по длине трубопровода; $h_{\text{М}}$ – потеря напора за счет местных сопротивлений.

При $Z_1 = Z_2$ и $\omega_1 = \omega_2$

$$h_{\Pi} = \frac{P_1 - P_2}{\rho g}, \text{ м}; \quad (5.5)$$

$$\Delta P = \rho g h_{\Pi}, \text{ Па}. \quad (5.6)$$

Потеря напора на преодоление трения $h_{\text{Т}}$ по длине трубопровода круглого сечения при любом режиме течения определяется по формуле Дарси–Вейсбаха:

$$h_{\text{Т}} = \lambda \frac{l}{d} \frac{\omega^2}{2g}, \text{ м}. \quad (5.7)$$

Тогда потери давления будут

$$\Delta P = \lambda \frac{l}{d} \frac{\omega^2}{2} \rho, \text{ Па}. \quad (5.8)$$

Если скорость ω выразить через объемный расход и площадь сечения

$$\omega = \frac{Q}{S}, \quad (5.9)$$

то уравнение (5.7) примет вид:

$$h_{\text{Т}} = \lambda \frac{l}{d} \frac{\left(\frac{4Q}{4Q}\right)}{2g} = 0,083\lambda \frac{l}{d^5} Q^2. \quad (5.10)$$

В наклонном трубопроводе:

$$h_T = \lambda \frac{l}{d} \frac{\omega^2}{2g} \pm \Delta Z, \text{ м}; \quad (5.11)$$

$$\Delta P = \lambda \frac{l}{d} \frac{\omega^2}{2} \rho \pm \Delta Z \rho g, \quad (5.12)$$

где + – когда сумма участков подъема по высоте больше суммы участков спуска; (–) – когда наоборот; l – длина трубопровода, м; d – внутренний диаметр, м; ρ – плотность жидкости, кг/м³; ΔZ – разность геодезических отметок начала и конца трубопровода, м; g – ускорение силы тяжести, м/с²; λ – коэффициент гидравлического сопротивления, который в общем случае зависит от числа Рейнольдса Re и относительной шероховатости стенки трубопровода $\lambda = f(Re, \varepsilon)$, где ε – относительная шероховатость.

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{d}, \quad (5.13)$$

где Δ – абсолютная эквивалентная шероховатость выбирается по таблице, мм; d – внутренний диаметр трубы, мм.

Абсолютная эквивалентная шероховатость – это такая высота шероховатости, при которой в квадратичной зоне сопротивления потери напора равны потерям напора для данной естественной шероховатости трубы.

Для ламинарного режима движения ($Re < Re_{кр}$) коэффициент гидравлического сопротивления зависит только от параметра Рейнольдса:

$$\text{при } Re_{кр} = 2320, \lambda = \frac{64}{Re}. \quad (5.14)$$

Если учесть, что

$$Re = \frac{\omega d \rho}{\mu} = \frac{\omega d}{\nu} = \frac{4Q}{\pi d \nu} \quad (5.15)$$

и подставить выражение (5.15) в (5.14), то получим

$$\lambda = \frac{64\mu}{\omega d \rho} = \frac{64\nu}{\omega d}. \quad (5.16)$$

В этом случае выражение (5.11) принимает вид формулы Пуазейля:

$$h_T = \frac{128 l \nu Q}{\pi d^4 g}; \quad (5.17)$$

$$\Delta P = \frac{32\mu l \omega}{d^2}. \quad (5.18)$$

При турбулентном режиме движения ($Re > Re_{кр}$) различают три зоны сопротивления. Зона гидравлически гладких труб ($Re_{кр} < Re \leq 10 \frac{d}{\Delta}$; $\lambda = f(Re)$): $\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$ – формула Блазиуса, используемая при $Re \leq 10^5$. Здесь сопротивление шероховатых и гладких труб одинаково.

В зависимости от скорости течения и вязкости жидкости одна и та же труба может быть гидравлически гладкой и гидравлически шероховатой. Зона шероховатых труб или смешанного трения ($10 \frac{d}{\Delta} < Re \leq 500 \frac{d}{\Delta}$; $\lambda = f(Re, \varepsilon)$): $\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}$ – формула Альтшуля.

Зона вполне шероховатых труб или квадратичная зона ($Re > 500 \frac{d}{\Delta}$; $\lambda = f(\varepsilon)$): $\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}$ – формула Шифринсона.

Для нефтепроводов наиболее характерны режимы гладкого или смешанного трения.

Местными сопротивлениями называются участки трубопровода, в которых происходит резкая деформация потока (к ним относятся, в частности, все виды арматуры трубопроводов – вентили, задвижки, тройники, колена и т.д.).

Потери напора в местных сопротивлениях h_m определяются по формуле Вейсбаха (в долях скоростного напора):

$$h_m = \sum_{i=1}^n \xi_i \frac{\omega_i^2}{2g}, \quad (5.19)$$

где n – число местных сопротивлений; ω – средняя скорость потока за местным сопротивлением; ξ – коэффициент местного сопротивления, зависящий от его геометрической формы, состояния внутренней поверхности и Re , а для запорных устройств – от степени их открытия.

Потери напора в местных сопротивлениях можно рассчитать по формуле Дарси–Вейсбаха через эквивалентную длину $l_{эkv}$, понимая под ней такую длину трубопровода, для которой $h_T = h_m$.

$$h_{\Pi} = h_T + h_M = \lambda \frac{l_{\Pi}}{d} \frac{\omega^2}{2g}, \quad (5.20)$$

где l_{Π} – приведенная длина трубопровода.

Таким образом, полный перепад давления с учетом местных сопротивлений и рельефа местности определяется из формулы:

$$\Delta P = \left(\lambda \frac{l}{d} + \sum \xi_i \right) \frac{\omega^2}{2} \rho \pm \Delta Z \rho g \quad (5.21)$$

При больших длинах напорных трубопроводов удельный вес местных сопротивлений невелик и ими при расчетах пренебрегают.

При движении жидкости по трубопроводу происходит потеря давления по его длине, вызываемая гидравлическими сопротивлениями. Величина потерь давления (напора) зависит от диаметра трубопровода, состояния его внутренней поверхности (гладкая, шероховатая), количества перекачиваемой жидкости и ее физических свойств.

Графоаналитический способ решения задач

Определение пропускной способности трубопровода по заданным параметрам его и жидкости, а также определение минимального диаметра трубопровода по заданному напору, параметрам жидкости и трубопровода, пропускной способности проводится графоаналитическим методом.

Рассмотрим алгоритм решения задач этого типа на примере первой задачи.

Графоаналитический способ решения основан на предварительном построении графической зависимости $h_T = f(Q)$ – гидравлической характеристики трубопровода. Для этого:

1. Последовательно задаемся рядом произвольных значений Q .

$$v = Q / S = 4Q / (\pi d^2) \quad (5.22)$$

2. Находим соответствующие средние линейные скорости ω .

3. Рассчитываем соответствующие параметры Re .

$$Re = vd / \nu = v d \rho / \mu = 4Q \rho / \pi d \mu \quad (5.23)$$

4. Рассчитываем соответствующие параметры λ .

5. Для каждого принятого значения Q находим потери напора h_T .

6. По полученным данным строим график $h_T = f(Q)$

7. Отложив на оси ординат известное значение H , на оси абсцисс находят соответствующее ему искомое значение Q .

Можно воспользоваться рекомендованными в специальной литературе значениями оптимальной скорости движения жидкости в

трубопроводе в зависимости от вязкости (табл. 5.1). 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 5.1

Рекомендуемые оптимальные скорости движения жидкости в трубопроводе в зависимости от вязкости

Кинематическая вязкость жидкости, см ² /сек	Рекомендуемая скорость, м/сек	
	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

2. Практическая часть

Задача 5.1. Нефть плотностью 0,747 т/м³ и вязкостью при температуре перекачки 0,01 см²/сек транспортируется по трубопроводу диаметром 0,1 м, длиной 500 м; эквивалентная шероховатость 0,3 мм; разность отметок начала и конца трубопровода 10 м, допустимая потеря давления 4 атм, местные сопротивления отсутствуют. Определить пропускную способность трубопровода

Решение.

1. Выбираем произвольные значения Q для условия задачи. Пусть $Q_1 = 800$ м³/сут, $Q_2 = 1000$ м³/сут, $Q_3 = 1200$ м³/сут, $Q_4 = 1500$ м³/сут, $Q_5 = 2000$ м³/сут.

2. Для каждого значения Q рассчитываем линейную скорость потока:

$$v_1 = 4Q/(\pi d^2) = \frac{4 \times 800}{3,14 \times 0,1^2} = 101911 \text{ м/сут} = 1,18 \text{ м/с.}$$

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

3. Рассчитываем число Рейнольдса по формуле 5.15 и определяем режим движения жидкости:

$$Re_1 = \frac{1,18 \times 0,1}{0,01 \times 10^{-4}} = 118000$$

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:

$$\lambda_1 = 0,11 \left(\frac{68}{118000} + \frac{0,3 \times 10^{-3}}{0,1} \right)^{0,25} = 0,0269$$

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 рассчитываем полную потерю давления в трубопроводе:

$$\Delta P_1 = \lambda \rho \frac{Lv^2}{2d} + \Delta z \rho g$$

$$\Delta P_1 = 0,0269 \times 747 \frac{500 \times 1,18^2}{2 \times 0,1} + 10 \times 747 \times 9,81 = 143171 \text{ Па} = 1,4 \text{ атм.}$$

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 ΔP строим график зависимости $\Delta P = f(Q)$ (рис. 5.1). 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. $Q \approx 1750 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Выполняем проверочный расчет ΔP :

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

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

$$\lambda_1 = 0,11 \left(\frac{68}{258000} + \frac{0,3 \times 10^{-3}}{0,1} \right)^{0,25} = 0,0263.$$

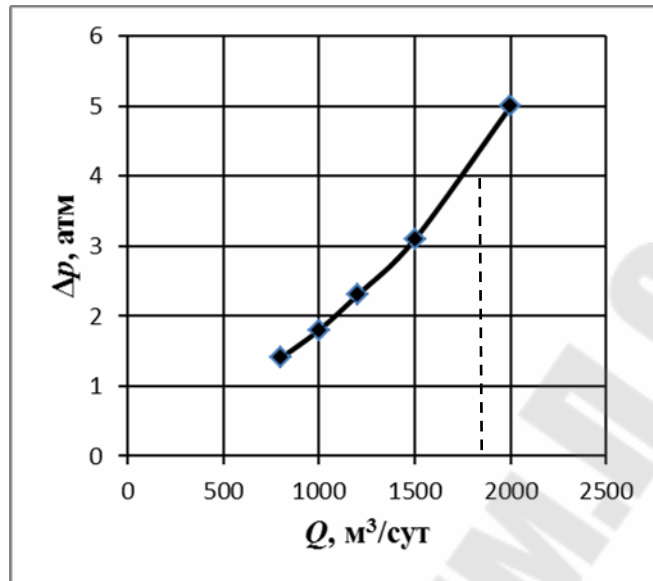


Рис. 5.1. График зависимости $\Delta p = f(Q)$

$$\Delta P = 0,0263 \times 747 \frac{500 \times 2,58^2}{2 \times 0,1} + 10 \times 747 \times 9,81 = 400158 \text{ Па} = 4,0 \text{ атм.}$$

Задача 5.2. 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, затем число Re , коэффициент гидравлического сопротивления и ΔH (ΔP).

Нефть в количестве $8000 \text{ м}^3/\text{сут}$ перекачивается по трубопроводу диаметром 307 мм , длиной 15 км , разность отметок начала и конца трубопровода 5 м , сумма коэффициентов местных сопротивлений 5 , коэффициент эквивалентной шероховатости $0,2 \text{ мм}$ плотность нефти $0,83 \text{ т/м}^3$. Определить полную потерю напора в трубопроводе (ΔH).

Решение.

1. Находим линейную скорость потока в трубопроводе по формуле (5.22):

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

Поскольку по условию задачи вязкость неизвестна, находим ее приближенное значение по значению плотности, используя формулы 2.19 или 2.20 лабораторной работы 2.

$$\mu_n = \left[\frac{0,456 \times 830^2}{10^3 \times 833 - 830^2} \right]^2 = 4,75 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 0,0048 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

2. Находим число Рейнольдса по формуле 5.23:

$$\text{Re} = \frac{4 \times (8000 / 86400) \times 830}{3,14 \times 0,307 \times 0,0048} = 80845.$$

3. Находим коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Альтшуля или используя частные формулы после определения зоны турбулентного течения:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{80845} + \frac{0,2}{307} \right)^{0,25} = 0,022.$$

4. Находим полную потерю напора в трубопроводе по формуле (5.24):

$$\Delta H = \lambda \frac{Lv^2}{2gd} + \Delta z + \left(\frac{v^2}{2g} \right) \sum \xi_{mc}; \quad (5.24)$$
$$\Delta H = 0,022 \frac{15000 \times 1,51^2}{2 \times 9,81 \times 0,307} + 5 + \left(\frac{1,51^2}{2 \times 9,81} \right) \times 5 = 128,0 \text{ м.}$$

Задача 5.3. Нефть в количестве 220 м³/час с удельным весом 0,785 т/м³ и вязкостью при температуре перекачки 0,024×10⁻⁴ м²/сек транспортируется по трубопроводу длиной 650 м, разность отметок начала и конца трубопровода 10 м, шероховатость трубы 0,2 мм, напор в начале трубопровода 30 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 ΔH или ΔP находят искомый диаметр.

Как и при решении задач по расчету пропускной способности, можно воспользоваться рекомендованными значениями оптимальной скорости течения жидкости (таблица 5.1). В этом случае по известной или рассчитанной вязкости жидкости выбирают оптимальную линейную скорость течения. По известной пропускной способности рассчитывают 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 $0,024 \cdot 10^{-4}$ м²/сек, что соответствует 0,024 см²/сек. По таблице 5.1 находим рекомендуемую линейную скорость перекачки нефти с такой вязкостью. В нагнетательном трубопроводе принимаем ее равной 2,5 м/сек.

Из формулы 5.22 находим значение диаметра трубопровода:

$$d = \sqrt{\frac{4 \times (220 / 3600)}{3,14 \times 2,5}} = 0,176 \text{ м.}$$

Для проверки правильности выбранного решения выполняем расчет ΔH по формуле 5.24, предварительно рассчитав число Рейнольдса и гидравлическое сопротивление:

$$Re = \frac{2,5 \times 0,176}{0,024 \times 10^{-4}} = 183333;$$

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{183333} + \frac{0,2}{176} \right)^{0,25} = 0,022;$$

$$\Delta H = 0,022 \frac{650 \times 2,5^2}{2 \times 9,81 \times 0,176} + 10 + \left(\frac{2,5^2}{2 \times 9,81} \right) \times 20 = 42,25 \text{ м.}$$

По условию задачи напор в начале трубопровода составляет 30 м. Поскольку расчетное значение ΔH при линейной скорости потока 2,5 м/сек больше напора в начале трубопровода, выбранная скорость слишком велика. Принимаем значение линейной скорости равной 2,0 м/сек и повторяем все расчеты. При этом получаем: $d = 0,197$; $Re = 164410$; $\lambda = 0,021$; $\Delta H = 28,44$. Расчетное значение ΔH

меньше, чем напор в начале трубопровода, значит расчетное значение внутреннего диаметра трубопровода, удовлетворяющее условию задачи, равно 0,197 м.

Исходные данные для самостоятельного решения задач 5.1–5.3 представлены в табл. 5.2, 5.3.

Таблица 5.2

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
5.1.	Плотность нефти	ρ_n	кг/м ³	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	ν ,	см ² /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	Δz	м	2	1	3	4	2	3	1	1,5	2	1	3	2	2
	Коэффициент эквивалентной шероховатости трубы	k_s	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
5.2	Объемный расход нефти	Q	м ³ /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	Δz	м	5	3	4	2	1	3	2	1	3	3	2	4	2
	Коэффициент эквивалентной шероховатости трубы	k_s	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	$\sum \xi_{mc}$		10	15	20	30	40	20	30	10	5	20	50	5	15
	Плотность нефти	ρ_n	кг/м ³	856	871	829	798	901	878	812	865	839	846	863	852	803

Продолжение табл. 5.2.

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5.3	Плотность нефти	ρ_n	кг/м ³	821	804	839	826	872	794	805	891	878	875	821	840	824
	Объемный расход	Q	м ³ /час	220	320	180	420	120	320	250	220	320	180	420	120	320
	Вязкость при температуре перекачки	ν ,	10 ⁻⁴ м ² /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	Δz	м	10	20	-30	30	10	25	-24	10	-5	10	15	5	20
	Коэффициент эквивалентной шероховатости трубы	k_s	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	$\sum \xi_{mc}$		10	15	20	30	40	20	30	10	5	20	50	5	15

Таблица 5.3

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
5.1.	Плотность нефти	ρ_n	кг/м ³	830	840	855	848	860	865	875	880	849	839	815	826
	Диаметр трубопровода	d	м	0,089	0,125	0,25	0,3	0,2	0,089	0,125	0,219	0,114	0,125	0,3	0,2
	Вязкость при температуре перекачки	ν ,	см ² /с	2,3	4,1	6,4	4,2	7,2	1,5	3,8	3,1	12,1	14,0	5,6	9,6
	Длина трубопровода	L	км	0,7	1,5	2,5	2,1	0,8	2,9	1,6	0,45	0,8	0,9	2,8	1,4
	Разность отметок начала и конца трубопровода	Δz	м	5	2	4	5	2	3	5	2,5	3	1	5	2
	Коэффициент эквивалентной шероховатости трубы	k_s	мм	0,2	0,5	0,2	0,4	0,3	0,5	0,2	0,5	0,2	0,3	0,2	0,5
5.2.	Объемный расход нефти	Q	м ³ /сут	6300	4000	8000	7000	2500	3500	2000	1500	3500	5000	6200	7800
	Диаметр трубопровода	d	м	0,305	0,25	0,27	0,305	0,355	0,355	0,307	0,225	0,27	0,3	0,35	0,35
	Длина трубопровода	L	км	8	5	7	10	7	6	4	5	6	8	5	10
	Разность отметок начала и конца трубопровода	Δz	м	5	2	4	5	2	3	5	2,5	3	1	5	2
	Коэффициент эквивалентной шероховатости трубы	k_s	мм	0,2	0,5	0,2	0,4	0,3	0,5	0,2	0,5	0,2	0,3	0,2	0,5
	Сумма коэффициентов местных сопротивлений	$\sum \xi_{mc}$		5	10	15	20	25	30	40	5	15	10	20	25
	Плотность нефти	ρ_n	кг/м ³	866	881	839	778	911	848	832	875	829	836	873	822

Продолжение табл. 5.3.

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта											
				14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
5.3	Плотность нефти	ρ_n	кг/м ³	871	824	829	856	832	774	825	841	838	865	871	880
	Объемный расход	Q	м ³ /час	320	310	160	400	140	300	240	210	280	170	390	150
	Вязкость при температуре перекачки	ν ,	10^{-4} м ² /с	0,028	0,027	0,025	0,023	0,02	0,026	0,024	0,027	0,028	0,029	0,022	0,021
	Длина трубопровода	L	м	229	238	480	610	530	620	550	650	400	950	1050	450
	Разность отметок начала и конца трубопровода	Δz	м	20	30	-40	25	15	35	-20	15	-10	15	25	5
	Коэффициент эквивалентной шероховатости трубы	k_s	мм	0,2	0,4	0,3	0,5	0,2	0,4	0,3	0,5	0,2	0,4	0,3	0,3
	Напор в начале трубопровода	H_n	м	40	30	60	45	50	45	55	55	30	40	50	55
	Сумма коэффициентов местных сопротивлений	$\sum \xi_{mc}$		15	10	30	20	25	15	20	30	10	5	50	15

Лабораторная работа № 6 Гидравлический расчет газопроводов

Цель работы: определить гидравлические параметры газопровода, т. е. расход, диаметр, начальное и конечное давления.

1. Теоретическая часть

В зависимости от максимального рабочего давления газа промышленные газопроводы подразделяются на следующие категории:

- Газопроводы низкого давления – с давлением газа не более 0,005 МПа
- Газопроводы среднего давления – с давлением газа от 0,005 МПа и не более 0,3 МПа.
- Газопроводы высокого давления – с давлением газа от 0,3 МПа до 1,2 МПа.

Массовый расход газа для установившегося изотермического режима течения определяется по формуле

$$G_m = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{(P_n^2 - P_k^2) D^5}{\lambda z R T L}}, \quad (6.1)$$

где P_n, P_k – давления соответственно в начале и конце газопровода длиной L ; D – внутренний диаметр газопровода; λ – 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

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left(\frac{2k_3}{D} + \frac{158}{Re} \right)^{0,2}; \quad (6.2)$$

при $\frac{158}{Re} \gg \frac{2k_3}{D}$ формула (6.2) будет иметь вид

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left(\frac{158}{Re} \right)^{0,2} = \frac{0,1844}{Re^{0,2}}, \quad (6.3)$$

а при $\frac{158}{Re} \ll \frac{2k_3}{D}$ формула (6.2) будет иметь вид

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,067 \left(\frac{2k_3}{D} \right)^{0,2} \quad (6.4)$$

По данным ВНИИгаза для новых труб $k_3 = 0,03$ мм. Тогда, из формулы (6.4) получим

$$\lambda_{\text{тр}} = \frac{0,03817}{D^{0,2}} \quad (6.5)$$

Граница между смешанным и квадратичным режимами течения определяется зависимостью

$$\text{Re}_{\text{пер}} = 11 \left(\frac{D}{2k_3} \right)^{1,5} \quad (6.6)$$

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

Число Рейнольдса рассчитывают по формуле:

$$\text{Re} = \frac{\nu D}{\eta} = \frac{4G_M}{\pi D \mu}, \quad (6.7)$$

где ν – средняя по сечению трубы скорость газа; η , μ – соответственно кинематическая динамическая вязкость газа.

При технических расчетах коэффициент гидравлического сопротивления с учетом местных сопротивлений – кранов, задвижек и т.п. можно принимать $1,03 \div 1,05 \lambda_{\text{тр}}$. Тогда основная расчетная формула с учетом (6.5) запишется:

$$G_M = 16,7 \times 10^{-6} \alpha \delta E D^{2,6} \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\bar{\rho}_r z T L}}, \quad (6.8)$$

где G_M – расход газа, млн.м³/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 α изменяется от 0,96 до 1. При квадратичном режиме $\alpha = 1$. Коэффициент δ учитывает влияние подкладных колец и колеблется в пределах 0,95–0,97; при отсутствии колец равен 1. Коэффициент эффективности E учитывает фактическое состояние внутренней поверхности трубопровода, для новых труб без специального прорытия равен 1.

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

$$P = \sqrt{P_{\text{н}}^2 - \frac{(P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2)x}{L}}. \quad (6.9)$$

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

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \sqrt{P_{\text{н}}^2 - \frac{P_{\text{к}}^2}{P_{\text{н}} + P_{\text{к}}}}. \quad (6.10)$$

Гидравлический расчет газопроводов низкого давления производится при допущении, что скорость и удельный вес газа остаются по длине газопровода постоянными, течение – изотермическое.

Полная потеря давления определяется по формуле

$$\Delta P_{\text{пол}} = \Delta P \pm h_{\text{гн}}, \quad (6.11)$$

где ΔP – потеря давления на трение и местные сопротивления, МПа; $h_{\text{гн}}$ – гидростатический напор за счет разности удельных весов воздуха и газа, МПа.

Причем, гидростатический напор учитывается при расчете газопроводов, прокладываемых в условиях резко выраженного рельефа местности. Гидростатический напор складывается с потерями давления на трение и местные сопротивления со знаком «плюс» или «минус» в зависимости от направления движения газа. Знак «минус» ставится при движении газа на подъем, знак «плюс» - на спуск.

Потеря давления на трение и местные сопротивления определяется по формуле

$$\Delta P = 64\lambda \frac{Q^2}{D^5} \rho_{\text{г}} L_{\text{пр}}, \quad (6.12)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; Q – объемный расход газа, м³/час; D – внутренний диаметр газопровода, см; $\rho_{\text{г}}$ – плотность газа при температуре 0 °С и атмосферном давлении, кг/м³; $L_{\text{пр}}$ – приведенная длина газопровода, м.

$$L_{\text{пр}} = L + l_{\text{экв}} \sum \xi, \quad (6.13)$$

где L – действительная длина газопровода, м; $l_{\text{экв}}$ – эквивалентная длина прямолинейного участка трубопровода (м), потери давления на котором равны потерям давления в местном сопротивлении со значением $\xi=1$.

$$l_{\text{экв}} = \frac{D}{100\lambda}. \quad (6.14)$$

Гидростатический напор определяется по формуле

$$h_{\text{ГН}} = (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}}) \Delta H, \quad (6.15)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – удельный вес воздуха, кг/м^3 , $\rho_{\text{г}}$ – удельный вес газа, кг/м^3 ; ΔH – разность отметок начала и конца расчетного участка трубопровода

Схема расчета пропускной способности газопровода низкого давления

Задавшись скоростью газа в соответствии с рекомендациями (табл. 6.1) определяем объемный расход газа. С учетом найденного объемный расход газа рассчитываем полную потерю давления или напора. Проверяем соответствие заданных потерь давления или напора расчетным

Схема расчета диаметра газопровода низкого давления

Задавшись скоростью газа в соответствии с рекомендациями (табл. 6.1) определяем диаметр трубопровода по формуле

$$D = 1,88 \sqrt{\frac{G_{\text{м}}}{w}}. \quad (6.16)$$

С учетом найденного D рассчитываем полную потерю давления или напора. Проверяем соответствие заданных потерь давления или напора расчетным.

Таблица 6.1

Рекомендуемые значения скорости движения газа в трубопроводах

Наименование транспортируемого газа	Скорость газа w , м/сек
Пары углеводородов (остаточное абсолютное давление ниже 50мм рт ст. (0,0067 МПа))	45–60
Пары углеводородов (остаточное абсолютное давление 50–100 мм РТ. ст. (0,0067–0,013 МПа))	30–45
Пары углеводородов (атмосферное давление)	9–18
Газ (давление до 3 атм)	5–20
Газ (давление 3–6 атм)	10–30
Газ (давление свыше 6 атм)	10–35

Гидравлический расчет газопроводов среднего и высокого давления во всей области турбулентного режима движения газа следует производить по формуле:

$$\frac{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2}{L_{\text{пр}}} = 1,45 \times 10^{-3} \left(\frac{k_{\text{э}}}{D} + 1922 \frac{vD}{Q} \right)^{0,25} \frac{Q^2}{D^5} \rho_{\text{г}} \quad (6.17)$$

где P_n , P_k – соответственно начальное и конечное абсолютное давление газа на расчетном участке трубопровода, МПа; $L_{пр}$ – приведенная (расчетная) длина газопровода, м; k_3 – эквивалентная абсолютная шероховатость стенки трубы, см; ν – кинематическая вязкость газа при 0 °С и атмосферном давлении, м²/сек; Q – объемный расход газа, м³/час; ρ_r – удельный вес газа при 0 °С и атмосферном давлении, кг/м³.

Величину эквивалентной абсолютной шероховатости внутренней поверхности стенок трубопровода принимают согласно таблице 6.2.

Таблица 6.2

Эквивалентная шероховатость

Наименование трубопровода	Эквивалентная шероховатость, мм (k_3)
Внутренние 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

2. Практическая часть

Задача 6.1. Определить массовые 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 800 кг/м³, газовая постоянная 8,31 Дж/(моль·К), динамическая вязкость газа $12 \cdot 10^{-6}$ Па·с, коэффициент сжимаемости 0,93. Температура грунта на глубине заложения 5 °С, эквивалентная шероховатость внутренней поверхности труб 0,2 мм.

Решение

По формуле (6.4) определяем коэффициент гидравлического сопротивления

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

Расчетное значение λ принимаем равным $0,0149 \times 1,05 = 0,0157$ и по формуле (6.1) рассчитываем массовый расход газа

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

Используя данные условия задачи значение плотности, рассчитываем объемный расход газа

$$Q = \frac{G_{\text{м}}}{\rho_{\text{г}} \times 86400} = \frac{855}{0,8 \times 86400} = 92,35 \text{ млн м}^3/\text{сут.}$$

Задача 6.2

По условию задачи 6.1 определить давление в конце газопровода для 5 млн.м³/сут при избыточном давлении в начале газопровода 5 МПа и эквивалентной шероховатости внутренней поверхности труб 0,03 м.

Решение

Предположим, что газопровод работает в зоне смешанного трения. Тогда коэффициент гидравлического сопротивления определим по формуле (6.2), параметр Рейнольдса – по формуле (6.7).

Относительная плотность перекачиваемого газа

$$\bar{\rho}_{\text{г}} = \frac{\rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{возд}}} = \frac{0,8}{1,206} = 0,664;$$

$$\text{Re} = \frac{4 \times 5 \times 10^6 \times 0,8}{86400 \times 3,14 \times 0,7 \times 12 \times 10^{-6}} = 13,7 \times 10^6;$$

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,067 \left(\frac{2 \times 0,3}{700} + \frac{158}{13,7 \times 10^6} \right)^{0,2} = 0,0107.$$

Проверяем справедливость предположения о зоне смешанного трения по формуле (6.6):

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

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

Расчетное значение коэффициента гидравлического сопротивления

$$\lambda = 1,05\lambda_{\text{тр}} = 1,05 \times 0,0107 = 0,0112.$$

Из формулы (6.1) определим конечное давление в газопроводе

$$P_{\text{к}} = \sqrt{P_{\text{н}}^2 - \frac{\lambda z \bar{\rho}_{\text{г}} T L v^2}{86400^2 K^2 D^5}}; \quad (6.18)$$

$$P_{\text{к}} = \sqrt{(5 \times 10^6)^2 - \frac{0,0112 \times 0,93 \times 0,664 \times 278 \times 10 \times 10^3 \times 5^2 \times 10^{12}}{86400^2 \cdot 0,38^2 \cdot 0,7^5}} = 4,9 \times 10^2 \text{ Па.}$$

Задача 6.3

Найти потерю давления в газопроводе диаметром $88,5 \times 4$ мм, длиной 200 м при расходе $120 \text{ м}^3/\text{час}$, если сумма коэффициентов местных сопротивлений 10, плотность газа $730 \text{ кг}/\text{м}^3$, кинематическая вязкость $10,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Решение

1. Определяем среднюю скорость движения газа по формуле (6.19):

$$w = 3,5368 \frac{Q}{D_{\text{внутр}}^2}, \quad (6.19)$$

где Q – объемный расход газа, $\text{м}^3/\text{час}$; $D_{\text{внутр}}$ – внутренний диаметр трубопровода, см

$$D_{\text{внутр}} = D - 2\delta = 88,5 - 2 \times 4 = 80,5 \text{ мм};$$

$$w = 3,5368 \frac{120}{8,05^2} = 6,55 \text{ м/час.}$$

2. Находим число Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{w D_{\text{внутр}} \rho_{\text{г}}}{\mu} = \frac{6,55 \times 0,085 \times 730}{10,3 \times 10^{-6}} = 37370.$$

3. Находим коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Альтшуля

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{0,2}{80,5} + \frac{68}{37370} \right)^{0,25} = 0,028.$$

4. Эквивалентная длина прямолинейного участка трубопровода по формуле (6.14)

$$l_{\text{экв}} = \frac{8,05}{100 \cdot 0,028} = 2,88 \text{ м.}$$

Определяем приведенную длину газопровода по формуле (6.13)

$$L_{\text{пр}} = 200 + 2,88 \cdot 10 = 228,8 \text{ м.}$$

5. Определяем потерю давления на трение и местные сопротивления по формуле (6.12):

$$\Delta P = 64 \times 0,028 \frac{120^2}{8,05^5} \times 0,73 \times 228,8 = 127,5 \text{ Н/м}^2.$$

6. Так как отсутствует гидростатический напор, то полная потеря давления газа

$$\Delta P_{\text{пол}} = 127,5 \text{ Н/м}^2.$$

Исходные данные для самостоятельного решения задач 6.1–6.3 представлены в табл. 6.3, 6.4.

Таблица 6.3

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
6.1.	Плотность газа при ст.условиях	ρ_r	кг/м ³	890	970	850	780	910	980	960	850	900	800	1150	860	880
	Диаметр газопровода	D	м	530	630	720	426	377	530	630	820	800	600	530	720	600
	Толщина стенок	δ	мм	9	7	8	6	8	7	9	11	9	7	8	11	20
	Динамическая вязкость газа	μ_r	10 ⁻⁶ Па·с	8	10	11	12	13	14	15	8	10	12	10	12	8
	Длина газопровода	L	км	20	10	25	15	22	50	60	30	15	8	10	25	10
	Давление в начале газопровода	P_n	МПа	4	5	3	6	4	5	3	6	4	5	3	6	3
	Коэффициент сжимаемости	z	0,94	0,92	0,91	0,9	0,93	0,91	0,93	0,94	0,92	0,9	0,91	0,93	0,94	0,92
	Коэффициент эквивалентной шероховатости трубы	k_s	мм	0,03	0,03	0,02	0,02	0,03	0,03	0,02	0,02	0,03	0,03	0,02	0,02	0,03
	Температура грунта на глубине заложения газопровода	t	°С	5	7	6	4	4	5	6	7	5	5	6	6	5
6.2	Объемный расход газа	Q	млн.м ³ / сут	3	4	6	2	3	4	5	8	7	6	2	3	4
6.3	Диаметр газопровода	D	м	150	300	600	530	720	150	150	300	600	530	720	150	150
	Толщина стенок	δ	мм	4	4	4	4	6	6	6	8	8	8	5	5	5
	Длина газопровода	L	м	250	200	250	300	350	300	400	450	400	200	250	350	400
	Объемный расход газа	Q	м ³ /час	110	100	130	135	140	120	125	115	100	110	120	115	120
	Кинематическая вязкость газа	ν	10 ⁻⁶ м ² /с	10,3	11,2	10,7	10,6	8,5	9,1	9,4	12,4	8,1	8,3	8,8	9,2	9,0
	Плотность газа при ст.условиях	ρ_r	кг/м ³	730	800	810	770	900	950	850	840	830	710	740	780	790
	Сумма коэффициентов местных сопротивлений	$\sum \xi$	м	10	15	20	5	10	10	15	15	20	20	5	5	5

Таблица 6.4

Исходные данные для самостоятельного решения задач

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта											
				14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
6.1.	Плотность газа при ст.условиях	ρ_{Γ}	кг/м ³	800	820	850	870	900	950	980	910	830	840	860	960
	Диаметр газопровода	D	м	720	426	377	530	630	820	800	600	530	720	600	426
	Толщина стенок	δ	мм	8	6	8	7	9	11	9	7	8	11	10	8
	Динамическая вязкость газа	μ_{Γ}	10 ⁻⁶ Па·с	12	11,5	11,8	12,3	9,8	9,5	11,1	10,8	10,5	11,6	12,1	11,7
	Длина газопровода	L	км	12	8	10	15	20	9	11	13	17	14	16	18
	Давление в начале газопровода	$P_{\text{н}}$	МПа	4	5	3	6	4	5	3	6	4	5	3	6
	Коэффициент сжимаемости	z		0,96	0,98	0,92	0,94	0,95	0,97	0,96	0,98	0,92	0,94	0,95	0,97
	Коэффициент эквивалентной шероховатости трубы	$k_{\text{э}}$	мм	0,03	0,02	0,03	0,02	0,03	0,02	0,03	0,02	0,03	0,02	0,03	0,02
	Температура грунта на глубине заложения газопровода	t	°С	5	4	6	4	5	6	6	5	4	5	5	6
6.2	Объемный расход газа	Q	млн.м ³ / сут	5	3	6	2	4	5	3	6	2	4	5	6
6.3	Диаметр газопровода	D	м	300	300	150	150	600	600	720	720	150	300	600	600
	Толщина стенок	δ	мм	7	7	7	8	8	8	5	5	5	8	7	5
	Длина газопровода	L	м	150	180	200	220	240	260	280	300	310	270	250	230
	Объемный расход газа	Q	м ³ /час	100	120	110	115	125	130	135	140	145	150	100	105
	Кинематическая вязкость газа	ν	10 ⁻⁶ м ² /с	12,2	12,8	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,0	8,8	11,8	12,8	9,8
	Плотность газа при ст.условиях	ρ_{Γ}	кг/м ³	750	770	790	810	830	850	720	740	760	780	800	820
	Сумма коэффициентов местных сопротивлений	$\sum \xi$	м	5	5	5	10	10	10	15	15	15	5	10	15

Лабораторная работа № 7

Гидравлический расчет трубопроводов, транспортирующих многофазные жидкости

Цель работы: определение перепадов давления при транспортировании нефтегазовых смесей.

1. Теоретическая часть

Большинство промысловых нефтепроводов работает с неполным заполнением сечения трубы нефтью, т. е. часть объема трубы обычно бывает занята газом.

Ниже приводятся основные понятия и определения, относящиеся к двухфазным потокам, а также некоторые указания к расчету нефтепроводов, транспортирующих двухфазную смесь.

Основная сложность расчета заключается в том, что в газожидкостном потоке происходит относительное движение фаз, обусловленное их различными плотностью и вязкостью, т. е., иными словами, имеет место скольжение этих фаз.

Удовлетворительные результаты дает методика А. И. Гужова и В. Ф. Медведева, разработанная ими для разрушенных неустойчивых эмульсий. В промысловых условиях такие эмульсии присутствуют в трубопроводах при условии применения технологий внутрискважинной и путевой деэмульсации, а так же при высокой степени обводненности добываемой продукции.

Порядок расчета по этой методике следующий.

1. Рассчитывают объемную долю нефти и воды в эмульсии:

$$\beta_n = \frac{G_n}{G_n + G_v}; \quad (7.1)$$

$$\beta_v = \frac{G_v}{G_n + G_v}. \quad (7.2)$$

Для определения вида эмульсии: обратной В/Н или прямой Н/В. Плотная упаковка капель пластовой воды в эмульсии достигается при $\beta_v = 0,741$ и дальнейшая концентрация их приводит к инверсии фаз в эмульсии. Поэтому в расчетах принимают следующие критерии содержания дисперсной фазы: $\beta = \beta_v$ при $\beta_v \leq 0,741$ и $\beta = \beta_n$ при $\beta_v > 0,741$, т. е. если $\beta = \beta_v$, то дисперсной фазой является вода, а дисперсионной средой – нефть, а если $\beta = \beta_n$, то наоборот.

При содержании дисперсной фазы $0,554 < \beta_B < 0,741$ 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:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{н}}(1 - \beta_B) + \rho_{\text{в}}\beta_B, \quad (7.3)$$

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{н}}\beta_{\text{н}} + \rho_{\text{в}}\beta_{\text{в}} \quad (7.4)$$

$$\rho_{\text{э}} = \frac{\rho_{\text{н}}G_{\text{н}} + \rho_{\text{в}}G_{\text{в}}}{G_{\text{н}} + G_{\text{в}}} \quad (7.5)$$

где $\rho_{\text{в}}, \rho_{\text{н}}$ – плотность нефти и воды, кг/м^3 ; β_B – обводненность в долях единицы; $G_{\text{н}}$ и $G_{\text{в}}$ – объемные расходы нефти и воды.

Плотность нефтегазоводяной смеси – трехфазной – определяют по расходным параметрам из следующей формулы

$$\rho_{\beta} = \rho_{\text{с}}(1 - \beta)(1 - \beta_{\text{ф}}) + \rho_{\text{ф}}(1 - \beta)\beta_{\text{ф}} + \rho_{\text{г}}\beta, \quad (7.6)$$

где β – расходное объемное газосодержание; $\beta_{\text{ф}}$ – объемная доля дисперсной фазы в эмульсии; $\rho_{\text{с}}, \rho_{\text{ф}}, \rho_{\text{г}}$ – соответственно плотности дисперсионной среды, дисперсной фазы и газа.

3. Рассчитывают динамическую вязкость эмульсии по формуле Бринкмана:

$$\mu_{\text{э}} = \frac{\mu_{\text{н}}}{(1 - \beta)^{2,5}} \text{ при } \beta = \beta_B < 0,524; \quad (7.7)$$

$$\mu_{\text{э}} = \frac{\mu_{\text{в}}}{(1 - \beta)^{2,5}} \text{ при } \beta = \beta_B < 0,259. \quad (7.8)$$

4. Находят кинематическую вязкость эмульсии

$$\nu_{\text{э}} = \frac{\mu_{\text{э}}}{\rho_{\text{э}}}. \quad (7.9)$$

5. Определяют среднюю скорость течения эмульсии в трубопроводе:

$$v_3 = \frac{4(G_H + G_B)}{\pi D^2}. \quad (7.10)$$

6. Вычисляют число Рейнольдса:

$$Re = \frac{v_3 D}{\nu_3} = \frac{v_3 D \rho_3}{\mu_3}. \quad (7.11)$$

7. Рассчитывают коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_3 = \frac{0,3164}{(1 + 1,125\beta) Re^{0,25}}. \quad (7.12)$$

8. Определяют перепад давления на расчетной длине трубопровода:

$$\Delta P = P_H - P_K = \lambda_3 \frac{L v_3^2}{2D} \rho_3 \pm \Delta z g \rho_3, \quad (7.13)$$

где Δz – разность геодезических отметок начала и конца трубопровода, м; g – ускорение свободного падения, м/с².

2. Практическая часть

Задача 7.1. По трубопроводу длиной 10 км диаметром 0,207 м транспортируется разрушенная водонефтяная эмульсия. Определить потери давления в трубопроводе, расход эмульсии, если, расход нефти 0,025 м³/сек, расход воды 0,01 м³/сек, плотность нефти 820 кг/м³, плотность воды 1020 кг/м³, вязкость нефти и воды соответственно равны 5 и 1 мПа·с, конец трубопровода располагается на 10 м ниже его начала.

1. Рассчитывают объемную долю нефти и воды в эмульсии по формулам (7.1) и (7.2):

$$\beta_H = \frac{0,025}{0,025 + 0,01} = 0,714;$$

$$\beta_B = \frac{0,01}{0,025 + 0,01} = 0,286.$$

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 формуле (7.4):

$$\rho_3 = 820 \times 0,714 + 1020 \times 0,284 = 880 \text{ кг/м}^3.$$

3. Рассчитывают динамическую вязкость эмульсии по формуле (7.7).
Поскольку $\beta = \beta_b < 0,524$,

$$\mu_3 = \frac{5 \times 10^{-3}}{(1 - 0,286)^{2,5}} = 15,4 \text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

4. Находят кинематическую вязкость эмульсии по формуле

$$\nu_3 = \frac{15,4 \times 10^{-3}}{880} = 17,4 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

5. Определяют среднюю скорость течения эмульсии в трубопроводе по формуле (7.10):

$$v_3 = \frac{4(0,025 + 0,01)}{3,14 \times 0,207^2} = 1,04 \text{ м/с}.$$

6. Вычисляют число Рейнольдса по формуле (7.11):

$$\text{Re} = \frac{1,04 \times 0,207}{17,4 \times 10^{-6}} = 12350 .$$

7. Рассчитывают коэффициент гидравлического сопротивления по формуле (7.12):

$$\lambda_3 = \frac{0,3164}{(1 + 1,125 \times 0,286) \times 12350^{0,25}} = 0,023$$

8. Определяют перепад давления на расчетной длине трубопровода по формуле (7.13):

$$\Delta P = 0,023 \frac{10000 \times 1,04^2}{2 \times 0,207} 880 - 10 \times 880 \times 9,81 = 0,61 \text{ МПа}.$$

9. Определяют расход эмульсии. Для чего, подставляя в (7.13) вместо скорости эмульсии ее расход, а вместо коэффициента гидравлического сопротивления его значение из (7.12), получают

$$G_3 = 2,36 \left[\frac{(\Delta P + \Delta z g \rho_3)(1 + 1,125 \beta)}{L \rho_3} \right]^{4/7} \frac{D^{19/7}}{\nu_3^{1/7}}; \quad (7.14)$$

$$G_3 = 2,36 \left[\frac{(0,6 \times 10^6 - 10 \times 880 \times 9,81)(1 + 1,125 \times 0,286)}{10000 \times 880} \right]^{4/7} \frac{0,207^{19/7}}{(17,4 \times 10^{-6})^{1/7}} = 0,031 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 7.1 представлены в табл. 7.1. и 7.2.

Таблица 7.1

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 7.1

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
7.1.	Плотность нефти	ρ_n	кг/м ³	830	885	890	810	800	830	840	850	860	880	890	870	900
	Плотность воды	ρ_v	кг/м ³	1050	1100	1150	1000	1020	1040	1060	1080	1090	1120	1150	1000	1050
	Диаметр трубопровода	D	м	0,259	0,207	0,215	0,259	0,207	0,259	0,207	0,215	0,259	0,207	0,207	0,259	0,259
	Расход нефти	G_n	м ³ /с	0,035	0,04	0,04	0,03	0,05	0,03	0,05	0,04	0,035	0,025	0,04	0,055	0,03
	Расход вода	G_v	м ³ /с	0,015	0,02	0,02	0,01	0,025	0,01	0,01	0,02	0,015	0,01	0,025	0,035	0,01
	Вязкость нефти	μ_n	10 ⁻³ Па·с	5	7	6	4	8	9	7,5	6,2	5,5	4,9	8,1	7,1	6,8
	Вязкость воды	μ_v	10 ⁻³ Па·с	1	1,2	2,2	2,5	3,0	3,2	2,8	1,9	1,4	1,1	1,05	2,4	2,6
	Длина трубопровода	L	км	10	9	8	12	11	15	9,5	10,5	9	8	12	13	14
	Разность геодезических отметок начала и конца трубопровода	Δz	м	+10	-5	-15	+20	+5	+15	-10	-5	-20	-15	+5	+10	+15

Таблица 7.2

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 7.1

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта											
				14	115	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
7.1.	Плотность нефти	ρ_n	кг/м ³	840	875	865	885	895	905	825	830	850	870	880	810
	Плотность воды	ρ_v	кг/м ³	1150	1000	1020	1040	1060	1080	1150	1090	1050	1100	1090	1040
	Диаметр трубопровода	D	м	0,259	0,207	0,215	0,259	0,207	0,259	0,207	0,215	0,259	0,207	0,207	0,259
	Расход нефти	G_n	м ³ /с	0,045	0,03	0,025	0,035	0,04	0,025	0,05	0,04	0,055	0,035	0,04	0,055
	Расход вода	G_v	м ³ /с	0,025	0,01	0,01	0,02	0,025	0,01	0,02	0,01	0,025	0,01	0,015	0,025
	Вязкость нефти	μ_n	10 ⁻³ Па·с	5,8	7,2	6,6	4,9	8,1	9,3	7,1	6,8	5,0	4,7	8,8	7,3
	Вязкость воды	μ_v	10 ⁻³ Па·с	1,7	1,8	2,6	2,1	2,0	2,2	1,8	1,6	1,1	1,9	1,15	2,1
	Длина трубопровода	L	км	7	10	13	8	9	10	15	12	14	7	14	10
	Разность геодезических отметок начала и конца трубопровода	Δz	м	-10	+5	+15	-20	-5	-15	+10	+5	+20	+15	-5	-10

Лабораторная работа № 8

Расчет параметров нефтегазовых сепараторов

Цель работы: определить пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора по газу, оседание капель нефти в потоке газа, скорость подъема уровня нефти в сепараторе (без учета времени, затрачиваемого на сброс) и диаметр пузырьков газа.

1. Теоретическая часть

В зависимости от качества, схемы и технологии сбора и сепарации, расстояния и условия транспорта и хранения нефти потери легких фракций будут различными. С повышением давления на ступенях сепарации нефти уменьшается количество выделяющегося газа, а в его составе – содержание более тяжелых компонентов.

Сепарацией газа от нефти называют процесс отделения головных углеводородов и сопутствующих газов. Он происходит при снижении давления и повышении температуры нефти, а также вследствие молекулярных диффузий углеводородных и других компонентов, содержащихся в нефти, в пространство с меньшей концентрацией их, находящееся над нефтью. Процесс сепарации нефти имеет место на всем пути ее движения: в скважине, в шлейфе, в сепараторе, в нефтесборном коллекторе и в резервуарах на промысле и за его пределами, а также при ее транспорте водным или железнодорожным путем. Процессы сепарации углеводородов и сопутствующих газов при атмосферных условиях назовем испарением нефти.

Сепараторы, применяемые на нефтяных промыслах, условно подразделяются на следующие категории: 1) по назначению – замерно-сепарирующие и сепарирующие; 2) по геометрической форме и положению в пространстве – цилиндрические, сферические, вертикальные, горизонтальные и наклонные; 3) по принципу действия – гравитационные, инерционные (жалюзийные) и центробежные (гидроциклонные); 4) по рабочему давлению – высокого (6,4 МПа), среднего (2,5 МПа), низкого (0,6 МПа) давления и вакуумные; 5) по числу ступеней сепарации – первой, второй, третьей и т. д.; 6) по разделению фаз – двухфазный (нефть + газ), трехфазный (нефть + газ + вода).

Расчет вертикального гравитационного сепаратора по газу и по жидкости

Выпадение капелек и твердых частиц из газа в гравитационном сепараторе происходит в основном по двум причинам: вследствие резкого снижения скорости газового потока и разности плотности газовой и жидкой фазы.

Для эффективной сепарации необходимо, чтобы расчетная скорость движения газового потока в сепараторе была меньше скорости осаждения жидких и твердых частиц, движущихся под действием силы тяжести во встречном потоке газа, то есть:

$$v_{\Gamma} < v_{\text{ч}}. \quad (8.1)$$

Скорость подъема газа в вертикальном сепараторе с учетом рабочих условий определяется из выражения:

$$v_{\Gamma} = \frac{4Q_0 P_0}{86400 \pi D^2 P} \frac{T}{T_0} z = 5,8 \cdot 10^{-3} \frac{Q_0 T}{D^2 P} z, \text{ м/с}, \quad (8.2)$$

где Q_0 – дебит газа при нормальных условиях (т. е. при $P_0 = 0,101$ МПа и $T_0 = 273$ К), м³/сут; D – внутренний диаметр сепаратора, м; P – давление в сепараторе, Па; T – абсолютная температура в сепараторе, К; z – коэффициент, учитывающий отклонение свойств реальных газов от идеального при давлении в сепараторе.

Скорость осаждения капельки жидкости или твердой частицы, имеющей форму шара при $Re = 1$ можно определять по формуле Стокса:

$$v_{\text{ч}} = \frac{gd^2(\rho_{\text{н}} - \rho_{\Gamma})}{18\mu_{\Gamma}} = \frac{gd^2(\rho_{\text{н}} - \rho_{\Gamma})}{18\nu_{\Gamma}\rho_{\Gamma}}, \quad (8.3)$$

где d – расчетный диаметр частицы, м; $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти в условиях сепаратора, кг/м³; ρ_{Γ} – плотность газа в условиях сепаратора, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; μ_{Γ} – динамическая вязкость газа в условиях сепаратора, Па·с; ν_{Γ} – кинематическая вязкость газа в условиях сепаратора, м²/с.

Если за положительное направление принимается направление падения частицы в газовом потоке вниз, то она выпадает при скорости

$$v_{\text{в}} = v_{\text{ч}} - v_{\Gamma}. \quad (8.4)$$

На практике при расчетах принимается

$$v_{\text{ч}} = 1,2v_{\Gamma}. \quad (8.5)$$

Подставив в последнее уравнение значение v_{Γ} и $v_{\text{ч}}$ получим:

$$\frac{gd^2(\rho_n - \rho_r)}{18v_r\rho_r} = 1,2 \times 5,8 \times 10^{-3} \frac{Q_0 T}{D^2 P} z \quad (8.6)$$

или

$$Q_0 = 78 \frac{D^2 P d^2 (\rho_n - \rho_r)}{T v_r \rho_r z}, \quad (8.7)$$

т. е. по этой формуле можно определить пропускную способность вертикального сепаратора, если задаться диаметром капелек жидкости d или диаметром сепаратора D при известных P , T , ρ_n , ρ_r , v_r в сепараторе.

Расчет вертикального гравитационного сепаратора по жидкости

Этот расчет сводится к тому, чтобы получить скорость подъема уровня жидкости $v_{ж}$ в нем меньше скорости всплывания газовых пузырьков, то есть

$$v_{ж} < v_r. \quad (8.8)$$

Скорость всплывания пузырьков газа v_r в жидкости обычно определяется по формуле Стокса с заменой в ней вязкости газа на вязкость жидкости $\mu_{ж}$, т. е.

$$v_{ж} = \frac{4Q_{ж}}{86400\pi D^2} < v_r = \frac{gd^2(\rho_{ж} - \rho_r)}{18\mu_{ж}}. \quad (8.9)$$

Отсюда пропускная способность вертикального сепаратора по жидкости будет равна

$$Q_{ж} = 86400 \times 0,785 \times D^2 \frac{gd^2(\rho_{ж} - \rho_r)}{18\mu_{ж}} = 36964 D^2 d^2 \frac{(\rho_{ж} - \rho_r)}{\mu_{ж}}. \quad (8.10)$$

При расчетах сепараторов на пропускную способность для определения плотности газа в условиях сепаратора необходимо пользоваться формулой:

$$\rho_r = \rho_0 \frac{PT_0}{P_0 T} \frac{1}{z}, \quad (8.11)$$

где ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3 ; P и P_0 – соответственно давление в сепараторе и давление при нормальных условиях, Па; T_0 и T – абсолютная температура в нормальных условиях ($T_0 = 273 \text{ К}$) и в сепараторе соответственно, К; z – коэффициент, учитывающий отклонение реальных газов от идеального.

2. Практическая часть

Задача 8.1

При прохождении нефтегазовой смеси через штуцер в сепараторе образуются капли нефти диаметром (d) 30 мкм. Смесь находится под давлением $P = 2$ МПа при $T = 293$ К. Найти скорость осаждения капель нефти и определить пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора по газу, если его диаметр $D = 0,9$ м, $\rho_n = 800$ кг/м³, $\rho_0 = 1,21$ кг/м³, $z = 1$, $\mu_r = 0,000012$ Па·с (вязкость газа в рабочих условиях).

Решение:

1. Определим плотность газа в условиях сепаратора по формуле (8.11):

$$\rho_r = 1,21 \frac{2 \times 273}{0,1013 \times 293} = 22,3 \text{ кг/м}^3.$$

2. Рассчитаем скорость осаждения капли нефти заданного диаметра по формуле (8.3):

$$v_{\text{ч}} = \frac{9,81 \times (30 \times 10^{-6})^2 (800 - 22,3)}{18 \times 0,000012} = 0,0318 \text{ м/с}.$$

3. Чтобы рассчитать пропускную способность сепаратора по газу необходимо знать скорость газа. Поскольку должно выполняться условие $v_{\text{ч}} = 1,2v_{\text{г}}$, чтобы происходило осаждение капель нефти, отсюда

$$v_{\text{г}} = \frac{v_{\text{ч}}}{1,2} = \frac{0,0318}{1,2} = 0,0265 \text{ м/с}.$$

4. Пропускная способность по газу по формуле (8.7):

$$Q_0 = 78 \frac{0,9^2 \times 2 \times 10^6 \times (30 \times 10^{-6})^2 (800 - 22,3)}{293 \times 1 \times 22,3 \times 0,000012} = 1128 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Задача 8.2

Через вертикальный сепаратор диаметром 0,9 м проходит нефть вязкостью 12×10^{-3} Па·с и плотностью 800 кг/м³ в количестве 200 м³/сут. Определить скорость подъема уровня нефти в сепараторе (без учета времени, затрачиваемого на сброс) и диаметр пузырьков газа, которые поднимутся при этой скорости, плотность газа $21,8$ кг/м³.

Решение:

Условием всплытия пузырьков газа: $v_{\text{ж}} < v_{\text{г}}$

1. Определяем скорость подъема уровня нефти по формуле (8.9):

$$v_{\text{ж}} = \frac{4 \times 200}{86400 \times 3,14 \times 0,9^2} = 0,00364 \text{ м/с.}$$

2. Скорость подъема пузырьков газа должна превышать скорость подъема уровня нефти в 1,2 раза. Отсюда:

$$v_{\text{г}} = 1,2v_{\text{ж}} = 1,2 \times 0,00364 = 0,00437 \text{ м/с.}$$

3. Диаметр пузырьков газа, которые поднимутся при данной скорости подъема уровня нефти, рассчитываем из формулы Стокса:

$$d_{\text{г}} = \sqrt{\frac{18\mu_{\text{г}}v_{\text{г}}}{(\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{г}})g}} = \sqrt{\frac{18 \times 12 \times 10^{-3} \times 0,00437}{(800 - 21,8) \times 9,81}} = 3,52 \times 10^{-4} \text{ м} = 0,35 \text{ мм.}$$

Исходные данные для самостоятельного решения задач 8.1, 8.2 представлены в табл. 8.1 и 8.2

Таблица 8.1

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 8.1

Параметр	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Давление сепарации, МПа	0,70	0,35	0,50	0,60	0,40	0,45	0,55	0,20	0,24	0,15	0,71	0,34	0,51	0,62	0,44
Температура сепарации, °С	25	30	20	22	32	40	24	28	18	26	20	21	35	33	22
Диаметр сепаратора, м	2,2	1,4	1,2	1,6	1,0	2,0	2,6	3,0	1,6	1,8	2,2	1,4	1,2	1,6	1,0
Диаметр капли нефти, мкм	95	95	100	75	65	80	70	90	50	85	55	60	70	82	91
Плотность нефти, кг/м ³	818	838	860	820	815	845	870	852	887	893	815	824	830	840	880
Плотность газа, кг/м ³	1,80	0,75	0,90	1,2	0,88	0,84	0,70	0,80	0,67	1,1	0,78	1,15	0,83	1,08	0,95
Вязкость газа, ×10 ⁻⁵ Па·с	3	1,3	2	1,8	1,5	1,2	1,6	1,1	1,4	1,0	2,7	1,3	1,01	2,3	3
Коэффициент сверхсжимаемости	1	0,9	1	0,85	1	0,91	1	0,88	1	0,87	1	0,93	1	0,84	1

Параметр	Варианты									
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Давление сепарации, МПа	0,68	0,30	0,50	0,60	0,40	0,45	0,65	0,36	0,24	0,25
Температура сепарации, °С	25	30	27	19	30	36	24	28	20	26
Диаметр сепаратора, м	2,0	1,5	1,2	1,6	1,0	2,0	2,4	3,0	1,6	1,8
Диаметр капли нефти, мкм	95	90	95	77	67	83	70	60	50	85
Плотность нефти, кг/м ³	808	840	870	820	815	845	870	850	890	853
Плотность газа, кг/м ³	1,80	0,75	0,90	1,25	0,82	0,89	0,66	0,80	0,67	1,1
Вязкость газа, ×10 ⁻⁵ Па·с	2,7	1,3	2	1,8	1,1	1,2	1,6	1,1	1,4	1,0
Коэффициент сверхсжимаемости	1	0,9	1	0,85	1	0,94	1	0,88	1	0,80

Таблица 8.2

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 8.2

Параметр	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Давление сепарации, МПа	1,70	1,85	1,90	1,75	1,80	1,95	1,78	1,82	1,93	1,77	1,71	1,84	1,91	1,82	1,98
Температура сепарации, °С	25	30	20	22	32	30	27	28	28	26	29	31	35	33	22
Диаметр сепаратора, м	0,9	1,1	1,2	1,0	1,0	1,2	0,9	1,1	1,2	1,0	1,1	0,9	1,2	1,0	1,1
Количество пропускаемой нефти, м ³ /сут	200	205	210	190	200	195	215	198	211	204	197	205	195	200	194
Плотность нефти, кг/м ³	818	838	860	820	815	845	870	852	887	893	815	824	830	840	880
Плотность газа при Р и Т, кг/м ³	22,1	21,9	22,0	21,8	22,2	20,9	21,0	22,5	20,8	23,0	22,6	21,7	21,0	22,4	23,0
Вязкость нефти, ×10 ⁻³ Па·с	10	11	10,5	9,8	10,1	11	10,3	9,6	10,7	9,9	10	10,8	10	10,4	9,8

Параметр	Варианты									
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Давление сепарации, МПа	1,70	1,80	1,90	1,75	1,85	1,91	1,72	1,81	1,90	1,70
Температура сепарации, °С	35	30	25	26	32	30	29	28	28	26
Диаметр сепаратора, м	0,9	1,2	1,1	0,9	1,0	1,2	0,9	1,1	1,2	1,0
Количество пропускаемой нефти, м ³ /сут	200	203	210	190	200	197	214	198	211	200
Плотность нефти, кг/м ³	820	838	850	825	830	845	870	852	860	853
Плотность газа при Р и Т, кг/м ³	22,1	21,8	22,0	21,7	22,2	20,7	21,0	22,1	20,8	23,0
Вязкость нефти, ×10 ⁻³ Па·с	10	11	10,5	9,8	10	11	10,3	9,7	10,7	9,9

Список литературы

1. Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды : учеб. для вузов / Г. С. Лутошкин – Изд. 3-е, стер. – М. : Альянс, 2005. – 319 с.
2. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений / И. И. Дунюшкин. – М. : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2006. – 318 с.
3. Сбор и подготовка нефти и газа : учебник / Ю. Д. Земенков [и др.]. – М. : Академия, 2009. - 158 с.
4. Лутошкин, Г. С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах : учеб. пособие для вузов / Г. С. Лутошкин – М. : Недра, 2007. – 136. с.
5. Дунюшкин, И. И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды : учеб. пособие для вузов / И. И. Дунюшкин, И. Т. Мищенко, Е. И. Елисеева. – М. : Нефть и газ, 2004. – 446 с.
6. Тронов, В. П. Промысловая подготовка нефти / В. П. Тронов. – М. : Недра, 1977. – 270 с.
7. Груднева, А. А. Эксплуатация установок подготовки скважинной продукции нефтяных месторождений : курс лекций / А. А. Груднева, А. С. Николайченко, И. О. Дацюк ; Мин-во образования и науки Рос. Федерации, Федерал. гос. автоном. образовател. учреждение высш. образования «Северо-Кавказский федеральный университет». – Ставрополь : СКФУ, 2018. – 113 с. : ил.,табл.,схем. – Режим доступа: по подписке. – URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=562881> – дата доступа: 11.02.2020. – Библиогр.: с. 111. – Текст : электронный.

Козырева Светлана Владимировна

**СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ
ПРОДУКЦИИ**

**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**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 04.03.21.

Пер. № 7Е.

<http://www.gstu.by>