



Министерство образования Республики Беларусь

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

Институт повышения квалификации
и переподготовки

Кафедра «Нефтегазоразработка и гидронефтематика»

С. В. Козырева, Т. В. Атвиновская

СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

ПРАКТИКУМ

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

Гомель 2021

УДК 622.278(075.8)
ББК 33.361я73
К59

*Рекомендовано кафедрой «Нефтегазоразработка
и гидроневмоавтоматика» ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 8 от 17.02.2021 г.)*

Рецензент: зав. ЛИК ЦИК БелНИПИнефть канд. техн. наук *И. В. Лымарь*

Козырева, С. В.

К59

Сбор и подготовка скважинной продукции : практикум по выполнению лаборатор. работ для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / С. В. Козырева, Т. В. Атвиновская. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2021. – 59 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Изложены теоретические основы и практические расчеты процессов промышленной подготовки нефти, газа и воды.

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

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 помогают слушателям закреплять теоретический материал, изучаемый на лекциях.

Слушатель на лабораторных занятиях работает по следующей схеме:

1. Изучает теоретические аспекты рассматриваемой темы.
2. Изучает 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 слушателя 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 также – неуглеводородных компонентов (двуокись углерода, сероводород, гелий, водород, азот).

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

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

1.1. Способы выражения составов смесей и связь между ними

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

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

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

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

Молярная доля i -го компонента в смеси равна:

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

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

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

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

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

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

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

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

Для смесей нефтей

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

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°C 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°C и атмосферном давлении, м^3 ; V_H – объем сепарированной нефти, остающейся после однократного разгазирования при температуре 20°C и атмосферном давлении, м^3 .

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 20⁰С 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 (20⁰С, 0,1МПа) 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:

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

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:

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

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):

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

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:

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

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 $\rho_r=1,5 \text{ кг}/\text{м}^3$, плотность сепарированной нефти $\rho_n=860 \text{ кг}/\text{м}^3$, а молярная масса сепарированной нефти $M_n=200 \text{ кг}/\text{к-моль}$.

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

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

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

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

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

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

Исходные данные для самостоятельного решения задач 1.1–1.7 приведены в таблицах 1.2, 1.3, 1.4–1.4.1, 1.5, 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	$\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$	111	79	110	66	115	235	533	716	275	164	142	281	
	Объемный расход нефти второго горизонта	G_2	$\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$	155	189	140	315	264	96	205	144	274	203	232	368	
	Объемный расход нефти третьего горизонта	G_3	$\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$	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 20⁰С и температуре t соответственно, кг/м³; α_n – коэффициент термического расширения нефти, зависимостью которого от температуры в диапазоне 10 – 120 ⁰С можно пренебречь и рассчитывать его по формулам:

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

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 (2.11):

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

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

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:

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

где ν_n – относительная кинематическая вязкость сепарированной нефти при температуре t , численно совпадающей с кинематической вязкостью нефти, выраженной в $\text{мм}^2/\text{сек}$; 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 (2.17):

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

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

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 , а и C – эмпирические коэффициенты:

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

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

при $\mu < 10 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; $C = 1000 \text{ 1/мПа}\cdot\text{с}$; $a = 0,76 \cdot 10^{-3} \text{ 1/}^\circ\text{С}$.

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:

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

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):

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

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

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):

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

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

Решение.

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

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

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

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

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

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

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 таблице 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:

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

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_b – 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 ⁻	Γ	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:

$$A_i = \frac{r_{A_i} 100}{\sum_{i,j} (r_{A_i} + r_{K_j})} ; \quad K_j = \frac{r_{K_j} 100}{\sum_{i,j} (r_{A_i} + r_{K_j})}, \quad (3.3)$$

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:

$$K_d = \frac{C_{H^+} C_{OH^-}}{C_{H_2O}}, \quad (3.4)$$

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°C $K_p=10^{-14}$. 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:

$$\rho_{\text{ВП}} = \rho_{\text{В}} + 0,7647 S, \quad (3.6)$$

где $\rho_{\text{В}}$ – плотность дистиллированной воды по 20°C=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°C) определяется формулой (И.И. Дунюшкина):

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

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

или (при T выше 20°C) 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 $\Delta\rho \leq \Delta\rho^*$:

$$\mu_{\text{ВП}} = \mu_{\text{В}}(t) 10^{0,883 \Delta\rho 10^{-3}}, \quad (3.9)$$

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:

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

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

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

где $\rho_{\text{ВП}}$ – плотность минерализованной воды при 20°C , 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 $0 \leq t \leq 20^{\circ}\text{C}$

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

При $20 < t \leq 30^{\circ}\text{C}$

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

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:

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

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) (таблица 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

$$q_{V,i} = \frac{m_{V,i}}{\Xi_i}, \quad (3.18)$$

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

Тогда концентрация ионов хлора Cl^- в растворе будет:

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

$$q_{V, SO_4^{2-}} = \frac{83,9}{48,03} = 1,75 \text{ (мг-экв/л);}$$

$$q_{V, HCO_3^-} = \frac{482}{61,02} = 7,9 \text{ (мг-экв/л);}$$

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

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

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

Для определения концентрации ионов натрия в растворе по разности запишем:

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

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

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

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

$$Ж_0 = Ж_{Ca} + Ж_{Mg} = 83,22 + 20,55 = 103,77.$$

Так как $103,77 > 7,9$, то есть $Ж_0 > r_{HCO_3^-}$, то пластовая вода жесткая.

$$\text{Карбонатная жесткость воды равна } Ж_k = r_{HCO_3^-} = 7,9 \text{ мг-экв/л.}$$

Следовательно, некарбонатная жесткость воды

$$Ж_{нк} = Ж_0 - Ж_k = 103,77 - 7,9 = 95,87 \text{ мг-экв/л.}$$

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

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

где S – концентрация соли в растворе

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

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

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

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

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. Солеосодержание ее равно 198 г/л. Определить изменение плотности и вязкости пластовой воды в технологическом процессе.

Решение

Плотность воды пластовой (минерализованной) в зависимости от солеосодержания 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 $0 \leq 45^\circ\text{C}$ 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°C $\Delta\rho$ 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 $0 \leq t \leq 20^0 C$:

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

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

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

При $0 \leq t = 15 \leq 20^0 C$

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

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

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

При $20 < t = 25 \leq 30^0 C$ вязкость находим по формулам (3.10) и (3.13), предварительно определив функцию $A(\rho)$ по формуле (3.15):

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

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

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

При $t > 30^0 C$ вязкость находим по формулам (3.10) и (3.13), предварительно определив функцию $A(\rho)$ по формуле (3.16):

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

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

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

Исходные данные для самостоятельного решения задач представлены в таблицах 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

Продолжение таблицы 3.3

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
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 $t, ^\circ\text{C}$					Солесодержание $S, \text{г/л}$
	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

Продолжение таблицы 3.4

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 нефтяного 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

$$N_{i\text{нг}} = N_{i\text{г}} \frac{1 + \frac{1}{K_i} \frac{\rho_{\text{н}}}{M_{\text{н}}} \frac{24}{\Gamma_0}}{1 + \frac{\rho_{\text{н}}}{M_{\text{н}}} \frac{24}{\Gamma_0}}, \quad (4.2)$$

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 таблице 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°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°C и давлении 0,1 МПа будут: метан 174, этан 29, пропан 8,0, изобутан 2,8, бутан 2,0, пентан 0,6.

Вычисляют

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

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):

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

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 20⁰С 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

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

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

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

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 таблице 4.2. Состав пластовой нефти по формуле (4.3) определяют аналогично (смотри таблицу 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 C_{7+} 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, 4.2 и 4.3 представлены в таблицах 4.4, 4.5 и 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

Таблица 4.4

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	Γ_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		

Таблица 4.5.1

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

Таблица 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

Список литературы

1. Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учебник для вузов. - Изд. 3-е, стер. – Москва : Альянс, 2005. – 319 с.
2. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений / И.И. Дунюшкин. – Москва : Нефть и газ, 2006. - 318 с.
3. Сбор и подготовка нефти и газа: учебник / Ю. Д. Земенков [и др.]. – Москва : Академия, 2009. - 158 с.
4. Лутошкин, Г. С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах : учеб. пособие для вузов. - Москва : 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. - Москва : Нефть и газ, 2004. - 446 с.
6. Тронов, В. П. Промысловая подготовка нефти / В. П. Тронов. –
7. Москва : Недра, 1977. – 270 с.

Козырева Светлана Владимировна
Атвиновская Татьяна Владимировна

СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

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

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 05.04.21.

Рег. № 24Е.

<http://www.gstu.by>