

Министерство образования Республики Беларусь

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

Институт повышения квалификации
и переподготовки

Кафедра «Нефтегазозаработка и гидропневмоавтоматика»

С. В. Козырева, Т. В. Атвиновская

ПРОМЫСЛОВЫЙ СБОР И ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА

ПРАКТИКУМ

**по выполнению лабораторных работ
для слушателей специальности переподготовки
1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт,
хранение и реализация нефтегазопродуктов»
заочной формы обучения**

Гомель 2021

УДК 622.278(075.8)
ББК 33.361я73
К59

*Рекомендовано кафедрой «Нефтегазозаработка 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

Промысловый сбор и подготовка нефти и газа : практикум по выполнению лаборатор. работ для слушателей специальности переподготовки 1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт, хранение и реализация нефтегазопродуктов» заоч. формы обучения / С. В. Козырева, Т. В. Атвиновская. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2021. – 51 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, а также транспортировки и хранения нефтегазопродуктов.

Для слушателей специальности переподготовки 1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт, хранение и реализация нефтегазопродуктов» заочной формы обучения ИПКиП.

УДК 622.278(075.8)
ББК 33.361я73

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

Введение

На комплексе знаний, полученных при изучении курса «Промысловый сбор и подготовка нефти и газа» основываются новые подходы грамотного и более совершенного проектирования систем подготовки скважинной продукции, транспорта и ее хранения.

Современный инженер по промысловому трубопроводному транспорту и подготовке продукции скважин (нефти, газа и воды) 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.

Лабораторная работа 1

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:

$$\rho_n(t) = \rho_n \frac{1}{1 + \alpha_n(t - 20)}, \quad (1.1)$$

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:

$$\alpha_n = 10^{-3} \begin{cases} 2,638(1,169 - \rho_n 10^{-3}) \text{ если } 780 \leq \rho_n \leq 860 \text{ кг/м}^3 \\ 1,975(1,272 - \rho_n 10^{-3}) \text{ если } 860 \leq \rho_n \leq 960 \text{ кг/м}^3 \end{cases} \quad (1.2)$$

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

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

$$V_{\text{нг}} = V_{\text{н}}^* (1 + \lambda_{\text{нг}} \Gamma_0), \quad (1.3)$$

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:

$$\lambda_{\text{нг}} = 10^{-3} \left[4,3 + 0,858\rho_{\text{г}} + 5,2(1 - 1,5\Gamma_0 10^{-3})\Gamma_0 10^{-3} - 3,54\rho_{\text{н}} 10^{-3} \right] \quad (1.4)$$

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

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

$$\Delta V_p = - \frac{m_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}} \beta_{\text{н}} p_{\text{пл}}, \quad (1.5)$$

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:

$$\Delta V_t = \frac{m_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}} \alpha_{\text{н}} (t_{\text{пл}} - 20), \quad (1.6)$$

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

Кажущуюся плотность растворенного газа определяют по формуле:

$$\rho_{\text{гк}} = \rho_{\text{г}} / \lambda_{\text{нг}}. \quad (1.7)$$

Объемный коэффициент нефти рассчитывают по формуле:

$$b = 1 + \lambda_{\text{нг}} \Gamma_0 + \alpha_{\text{н}} (t - 20) - 6,5 \times 10^{-4} p \quad (1.8)$$

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

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

$$b = 1 + 3 \times 10^{-3} \Gamma_0. \quad (1.9)$$

Плотность нефти с растворенным в ней газом рассчитывают по формуле:

$$\rho_{\text{нг}} = \frac{1}{b} (\rho_{\text{н}} + \rho_{\text{г}} \Gamma_0). \quad (1.10)$$

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

$$M_{\text{н}} = 0,2 \rho_{\text{н}} \mu_{\text{н}}^{0,11}, \quad (1.11)$$

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

Молярную массу пластовой нефти можно рассчитать по формулам, аналогичным (1.11):

$$M_{\text{нг}} = 0,157 \rho_{\text{нг}} \mu_{\text{нг}}^{0,267}, \text{ если } \mu_{\text{нг}} < 1,5 \text{ мПа} \cdot \text{с}; \quad (1.12)$$

$$M_{\text{нг}} = 0,172 \rho_{\text{нг}} \mu_{\text{нг}}^{0,136}, \text{ если } \mu_{\text{нг}} \geq 1,5 \text{ мПа} \cdot \text{с} \quad (1.13)$$

или по двухпараметрической формуле:

$$M_{\text{нг}} = 5,495 \cdot 10^{1,842 \rho_{\text{нг}} 10^{-3}} \quad (1.14)$$

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

$$M_{\text{нг}} = 44,3 \frac{\rho_{\text{н}} + \rho_{\text{г}} \Gamma_0}{1030 - \rho_{\text{н}} + 1,845 \Gamma_0}. \quad (1.15)$$

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

$$\lg \lg(v_n + 0,8) = a_1 - a_2 \lg(1 + t/273), \quad (1.16)$$

где v_n – 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 (1.16) 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):

$$\lg \mu_t = (\lg \mu_{20})(\lg \mu_{50} / \lg \mu_{20})^{(t-20)/30}, \quad (1.17)$$

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:

$$\mu_t = \frac{(C\mu_{t_0})^k}{C}, \quad (1.18)$$

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 $\mu \geq 1000$ 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:

$$\text{если } 845 < \rho_n < 924 \text{ кг/м}^3, \text{ то } \mu_n = \left[\frac{0,658 \rho_n^2}{10^3 \times 833 - \rho_n^2} \right]; \quad (1.19)$$

$$\text{если } 780 < \rho_n < 845 \text{ кг/м}^3, \text{ то } \mu_n = \left[\frac{0,456 \rho_n^2}{10^3 \times 833 - \rho_n^2} \right]^2, \quad (1.20)$$

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:

$$\mu_s = A \mu_t^B, \quad (1.21)$$

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:

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

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

Теплоемкость нефти может быть рассчитана по формуле:

$$C_p = \frac{107,325(496,8 + t)}{\sqrt{\rho_n}}. \quad (1.22)$$

2. Практическая часть

Задача 1.1. 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 (1.5) 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 (1.6) рассчитывают увеличение объема сепарированной нефти из-за нагревания до пластовой температуры, предварительно найдя коэффициент термического расширения по формуле (1.2):

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

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

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 (1.4) рассчитывают коэффициент изменения объема нефти из-за насыщения ее газом:

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

Исходя из формулы (1.3) 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 (1.7) рассчитывают кажущуюся плотность растворенного газа

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

Задача 1.2. По условию задачи 1.1 рассчитать объемный коэффициент нефти.

Решение

1. Объемный коэффициент рассчитываем по формуле (1.8)

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

Задача 1.3. По условию задачи 1.1 рассчитать плотность нефти в пластовых условиях.

Решение

1. Плотность нефти в пластовых условиях рассчитывается по формуле (1.10):

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

Задача 1.4. 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 (1.11):

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

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 (1.18).

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 (1.22):

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

Исходные данные для самостоятельного решения задач представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Исходные данные для самостоятельного решения задач

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.1, 1.2, 1.3	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_g	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
1.4	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
1.1, 1.2, 1.3	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_r	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
1.4	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 2

Гидравлический расчет простых трубопроводов при изотермическом течении жидкости

Цель работы: определению 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 раздельно, 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:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \frac{\omega_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\omega_2^2}{2g}, \quad (2.1)$$

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 (2.2) 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 :

$$H_i = Z_i + \frac{P_i}{\rho g} + \frac{\omega_i^2}{2g}. \quad (2.2)$$

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

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \frac{\omega_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\omega_2^2}{2g} + h_{\pi}, \quad (2.3)$$

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

$$h_{\pi} = h_{\tau} + h_{\text{м}}, \quad (2.4)$$

где h_{τ} – 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 $\omega_1 = \omega_2$:

$$h_{\pi} = \frac{P_1 - P_2}{\rho g}, \text{ м}; \quad (2.5)$$

$$\Delta P = \rho g h_{\pi}, \quad \text{Па}. \quad (2.6)$$

Потеря напора на преодоление трения h_{τ} по длине трубопровода круглого сечения при любом режиме течения определяется по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_{\tau} = \lambda \frac{l}{d} \frac{\omega^2}{2g}, \text{ м}. \quad (2.7)$$

Тогда потери давления будут

$$\Delta P = \lambda \frac{l}{d} \frac{\omega^2}{2} \rho, \text{ Па}. \quad (2.8)$$

Если скорость ω выразить через объемный расход и площадь сечения

$$\omega = \frac{Q}{S}, \quad (2.9)$$

то уравнение (2.7) примет вид:

$$h_{\tau} = \lambda \frac{l}{d} \frac{\left(\frac{4Q}{4Q} \right)}{2g} = 0,083 \lambda \frac{l}{d^5} Q^2. \quad (2.10)$$

В наклонном трубопроводе:

$$h_t = \lambda \frac{l}{d} \frac{\omega^2}{2g} \pm \Delta Z, \text{ м}; \quad (2.11)$$

$$\Delta P = \lambda \frac{l}{d} \frac{\omega^2}{2} \rho \pm \Delta Z \rho g, \quad (2.12)$$

+ – когда сумма участков подъема по высоте больше суммы участков спуска; (–) – когда наоборот.

где 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.

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{d}, \quad (2.13)$$

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:

$$\text{При } Re_{кр} = 2320, \quad \lambda = \frac{64}{Re}. \quad (2.14)$$

Если учесть, что

$$Re = \frac{\omega d \rho}{\mu} = \frac{\omega d}{\nu} = \frac{4Q}{\pi d \nu} \quad (2.15)$$

и подставить выражение (2.15) в (2.14), то получим

$$\lambda = \frac{64\mu}{\omega d \rho} = \frac{64\nu}{\omega d}. \quad (2.16)$$

В этом случае выражение (2.11) принимает вид формулы Пуазейля:

$$h_T = \frac{128lvQ}{\pi d^4 g}, \quad (2.17)$$

$$\Delta P = \frac{32\mu l \omega}{d^2}. \quad (2.18)$$

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)

$$h_m = \sum_{i=1}^n \xi_i \frac{\omega_i^2}{2g}, \quad (2.19)$$

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 $l_{экр}$, понимая под ней такую длину трубопровода, для которой $h_T = h_m$.

$$h_{\Pi} = h_T + h_M = \lambda \frac{l_{\Pi}}{d} \frac{\omega^2}{2g}, \quad (2.20)$$

где l_{Π} – приведенная длина трубопровода

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

$$\Delta P = \left(\lambda \frac{l}{d} + \sum \xi_i \right) \frac{\omega^2}{2} \rho \pm \Delta Z \rho g. \quad (2.21)$$

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 .

$$v = Q / S = 4Q / (\pi d^2). \quad (2.22)$$

2. Находим соответствующие средние линейные скорости ω .

3. Рассчитываем соответствующие параметры Re .

$$Re = vd / \nu = v d \rho / \mu = 4Q \rho / \pi d \mu. \quad (2.23)$$

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 (таблице 2.1). 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 2.1

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 2.1. 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 2.15 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 $\Delta P_2 = 1,8$ атм; $\Delta P_3 = 2,3$ атм; $\Delta P_4 = 3,1$ атм; $\Delta P_5 = 5,0$ атм.

6. По рассчитанным значениям ΔP строим график зависимости $\Delta P = f(Q)$ (рисунок 2.1). 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. $Q \approx 1750$ м³/сут.

Выполняем проверочный расчет ΔP :

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

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

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

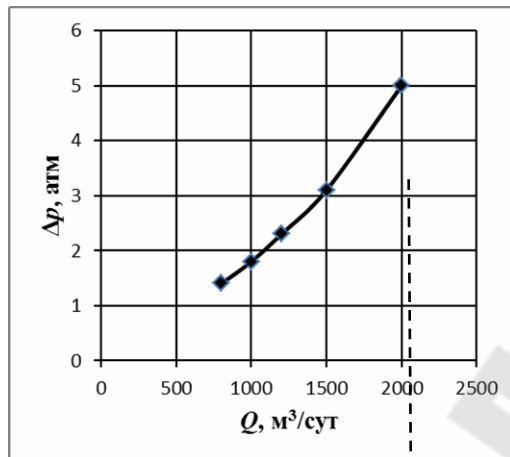


Рисунок 2.1. График зависимости $\Delta p = f(Q)$

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

Задача 2.2. 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 м³/сут перекачивается по трубопроводу диаметром 307мм, длиной 15 км, разность отметок начала и конца трубопровода 5м, сумма коэффициентов местных сопротивлений 5, коэффициент эквивалентной шероховатости 0,2 мм плотность нефти 0,83т/м³. Определить полную потерю напора в трубопроводе (ΔH).

Решение

1. Находим линейную скорость потока в трубопроводе по формуле (2.22):

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

Поскольку по условию задачи вязкость неизвестна, находим ее приближенное значение по значению плотности, используя формулы (1.19) или (1.20) лабораторной работы 1.

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

2. Находим число Рейнольдса по формуле (2.23):

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

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 2.24

$$\Delta H = \lambda \frac{Lv^2}{2gd} + \Delta z + \left(\frac{v^2}{2g} \right) \sum \xi_{\text{мс}}; \quad (2.24)$$

$$\Delta H = 0,022 \frac{15000 \times 1,51^2}{2 \times 9,81 \times 0,307} + 5 + \left(\frac{1,51^2}{2 \times 9,81} \right) \times 5 = 128,0 \text{ м.}$$

Задача 2.3. 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 2.1). 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 $0,024 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{сек}$, что соответствует $0,024 \text{ см}^2/\text{сек}$. По таблице 2.1 находим рекомендуемую линейную скорость перекачки нефти с такой вязкостью. В нагнетательном трубопроводе принимаем ее равной $2,5 \text{ м/сек}$.

Из формулы 2.22 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 (2.24), предварительно рассчитав число Рейнольдса и гидравлическое сопротивление:

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

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

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

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

Исходные данные для самостоятельного решения задач 2.1, 2.2 и 2.3 представлены в таблицах 2.2, 2.3.

Таблица 2.2

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
2.1.	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
2.2	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 таблицы 2.2

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2.3	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 2.3

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.	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
2.2.	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

Окончание таблицы 2.3

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта											
				14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2.3	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 3

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

$$G_m = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{(P_n^2 - P_k^2) D^5}{\lambda z R T L}}, \quad (3.1)$$

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

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left(\frac{2k_3}{D} + \frac{158}{Re} \right)^{0,2}, \quad (3.2)$$

при $\frac{158}{Re} \succ \frac{2k_3}{D}$ формула (3.2) будет иметь вид

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left(\frac{158}{Re} \right)^{0,2} = \frac{0,1844}{Re^{0,2}}, \quad (3.3)$$

а при $\frac{158}{Re} \prec \frac{2k_3}{D}$ формула (3.2) будет иметь вид

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,067 \left(\frac{2k_3}{D} \right)^{0,2}. \quad (3.4)$$

По данным ВНИИгаза для новых труб $k_3 = 0,03$ мм. Тогда, из формулы (3.4) получим

$$\lambda_{\text{тр}} = \frac{0,03817}{D^{0,2}}. \quad (3.5)$$

Граница между смешанным и квадратичным режимами течения определяется зависимостью

$$\text{Re}_{\text{пер}} = 11 \left(\frac{D}{2k_3} \right)^{1,5}. \quad (3.6)$$

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

Число Рейнольдса рассчитывают по формуле:

$$\text{Re} = \frac{\nu D}{\eta} = \frac{4G_{\text{м}}}{\pi D \mu}, \quad (3.7)$$

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 (3.5) запишется:

$$G_{\text{м}} = 16,7 \times 10^{-6} \alpha \delta E D^{2,6} \sqrt{\frac{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2}{\bar{\rho}_{\text{г}} z T L}}, \quad (3.8)$$

где $G_{\text{м}}$ – расход газа, млн.м³/сут; $\bar{\rho}_{\text{г}}$ – относительная плотность газа; D – диаметр газопровода, мм; $P_{\text{н}}$, $P_{\text{к}}$ – 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 прорывтия равен 1.

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

$$P = \sqrt{P_{\text{н}}^2 - \frac{(P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2)x}{L}}. \quad (3.9)$$

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

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \sqrt{P_{\text{н}}^2 - \frac{P_{\text{к}}^2}{P_{\text{н}} + P_{\text{к}}}}. \quad (3.10)$$

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

$$\Delta P_{\text{пол}} = \Delta P \pm h_{\text{гн}}, \quad (3.11)$$

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

$$\Delta P = 64\lambda \frac{Q^2}{D^5} \rho_{\text{г}} L_{\text{пр}} \quad (3.12)$$

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

$$L_{\text{пр}} = L + l_{\text{экв}} \sum \xi \quad (3.13)$$

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 $\xi=1$.

$$l_{\text{экв}} = \frac{D}{100\lambda}. \quad (3.14)$$

Гидростатический напор определяется по формуле

$$h_{\text{гн}} = (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}}) \Delta H, \quad (3.15)$$

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 (таблица 3.1) 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 (таблица 6.1) определяем диаметр трубопровода по формуле:

$$D = 1,88 \sqrt{\frac{G_{\text{м}}}{w}}. \quad (3.16)$$

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

Таблица 3.1

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 – 100мм 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:

$$\frac{P_n^2 - P_k^2}{L_{пр}} = 1,45 \times 10^{-3} \left(\frac{k_3}{D} + 1922 \frac{\nu D}{Q} \right)^{0,25} \frac{Q^2}{D^5} \rho_r, \quad (3.17)$$

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°C и атмосферном давлении, м²/сек; Q – объемный расход газа, м³/час; ρ_r – удельный вес газа при 0°C и атмосферном давлении, кг/м³

Величину эквивалентной абсолютной шероховатости внутренней поверхности стенок трубопровода принимают согласно таблице 3.2.

Таблица 3.2

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 3.1/ 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 (3.4) 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 (3.1) рассчитываем массовый расход газа

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

Используя данные условия задачи значение плотности, рассчитываем объемный расход газа

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

Задача 3.2

По условию задачи 3.1 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 (3.2), параметр Рейнольдса – по формуле (3.7).

Относительная плотность перекачиваемого газа

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

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

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

Проверяем справедливость предположения о зоне смешанного трения по формуле (3.6):

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

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 (3.1) определим конечное давление в газопроводе

$$P_{\text{к}} = \sqrt{P_{\text{н}}^2 - \frac{\lambda z \bar{\rho}_{\text{г}} T L v^2}{86400^2 K^2 D^5}}; \quad (3.18)$$

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

Задача 3.3

Найти потерю давления в газопроводе диаметром 88,5×4 мм, длиной 200 м при расходе 120 м³/ час, если сумма коэффициентов местных сопротивлений 10, плотность газа 730 кг/м³, кинематическая вязкость 10,3 · 10⁻⁶ м²/с.

Решение

1. Определяем среднюю скорость движения газа по формуле (3.19):

$$w = 3,5368 \frac{Q}{D_{\text{внутр}}^2}, \quad (3.19)$$

где Q – объемный расход газа, м³/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 (3.14):

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

Определяем приведенную длину газопровода по формуле (3.13):

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

5. Определяем потерю давления на трение и местные сопротивления по формуле (3.12):

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

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 3.1, 3.2 и 3.3 представлены в таблицах 3.3, 3.4.

Таблица 3.3

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
3.1.	Плотность газа при ст. условиях	ρ_{Γ}	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_{Γ}	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	$P_{\text{н}}$	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	$k_{\text{э}}$	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
3.2	Объемный расход газа	Q	млн.м ³ / сут	3	4	6	2	3	4	5	8	7	6	2	3	4
3.3	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_{Γ}	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 3.4

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
3.1.	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_{Σ}	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	°C	5	4	6	4	5	6	6	5	4	5	5	6
3.2	Объемный расход газа	Q	млн.м ³ / сут	5	3	6	2	4	5	3	6	2	4	5	6
3.3	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 4

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:

$$\beta_n = \frac{G_n}{G_n + G_v}; \quad (4.1)$$

$$\beta_v = \frac{G_v}{G_n + G_v}. \quad (4.2)$$

При определении 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 $\beta_v > 0,741$, то есть если $\beta = \beta_v$, то дисперсной фазой является вода, а дисперсионной средой – нефть, а если $\beta = \beta_n$, то наоборот.

При содержании дисперсной фазы $0,524 < \beta_v < 0,741$ 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 $\beta_v \geq 0,741$ последняя, как правило, имеет ньютоновские свойства, и транспортирование ее может осуществляться при любом режиме.

2. Определяют плотность эмульсии – двухфазной – по одной из формул:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{н}}(1 - \beta_v) + \rho_{\text{в}}\beta_v; \quad (4.3)$$

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{н}}\beta_{\text{н}} + \rho_{\text{в}}\beta_{\text{в}}; \quad (4.4)$$

$$\rho_{\text{э}} = \frac{\rho_{\text{н}}G_{\text{н}} + \rho_{\text{в}}G_{\text{в}}}{G_{\text{н}} + G_{\text{в}}}, \quad (4.5)$$

где $\rho_{\text{в}}$, $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти и воды, кг/м^3 ; β_v – 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

$$\rho_{\text{в}} = \rho_{\text{с}}(1 - \beta)(1 - \beta_{\text{ф}}) + \rho_{\text{ф}}(1 - \beta)\beta_{\text{ф}} + \rho_{\text{г}}\beta, \quad (4.6)$$

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:

$$\mu_{\text{э}} = \frac{\mu_{\text{н}}}{(1 - \beta)^{2,5}} \text{ при } \beta = \beta_v < 0,524, \quad (4.7)$$

$$\mu_{\text{э}} = \frac{\mu_{\text{в}}}{(1 - \beta)^{2,5}} \text{ при } \beta = \beta_v < 0,259. \quad (4.8)$$

4. Находят кинематическую вязкость эмульсии

$$\nu_{\text{э}} = \frac{\mu_{\text{э}}}{\rho_{\text{э}}}. \quad (4.9)$$

5. Определяют среднюю скорость течения эмульсии в трубопроводе:

$$v_3 = \frac{4(G_H + G_B)}{\pi D^2}. \quad (4.10)$$

6. Вычисляют число Рейнольдса:

$$Re = \frac{v_3 D}{\nu_3} = \frac{v_3 D \rho_3}{\mu_3}. \quad (4.11)$$

7. Рассчитывают коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_3 = \frac{0,3164}{(1 + 1,125\beta) Re^{0,25}}. \quad (4.12)$$

8. Определяют перепад давления на расчетной длине трубопровода:

$$\Delta P = P_H - P_K = \lambda_3 \frac{L v_3^2}{2D} \rho_3 \pm \Delta z g \rho_3, \quad (4.13)$$

где Δz – разность геодезических отметок начала и конца трубопровода, м; g – ускорение свободного падения, м/с^2 .

2. Практическая часть

Задача 4.1. 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 $\text{м}^3/\text{сек}$, расход воды 0,01 $\text{м}^3/\text{сек}$, плотность нефти 820 кг/м^3 , плотность воды 1020 кг/м^3 , вязкость нефти и воды соответственно равны 5 и 1 $\text{мПа}\cdot\text{с}$, конец трубопровода располагается на 10 м ниже его начала.

1. Рассчитывают объемную долю нефти и воды в эмульсии по формулам (4.1) и (4.2):

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

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

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 (4.4):

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

3. Рассчитывают динамическую вязкость эмульсии по формуле (4.7). Поскольку $\beta = \beta_v < 0,524$:

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

4. Находят кинематическую вязкость эмульсии по формуле

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

5. Определяют среднюю скорость течения эмульсии в трубопроводе по формуле (4.10):

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

6. Вычисляют число Рейнольдса по формуле (4.11):

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

7. Рассчитывают коэффициент гидравлического сопротивления по формуле (4.12):

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

8. Определяют перепад давления на расчетной длине трубопровода по формуле (4.13):

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

9. Определяют расход эмульсии. Для чего, подставляя в (4.13) вместо скорости эмульсии ее расход, а вместо коэффициента гидравлического сопротивления его значение из (4.12), получают

$$G_v = 2,36 \left[\frac{(\Delta P + \Delta z g \rho_v)(1 + 1,125 \beta)}{L \rho_v} \right]^{4/7} \frac{D^{19/7}}{\nu_v^{1/7}}. \quad (4.14)$$

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

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 4.1 представлены в таблице 4.1. и 4.2.

Таблица 4.1

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.	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 4.2

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 4.1

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта											
				14	115	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
4.1.	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 5

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 (жалоузийные) 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:

$$v_{\Gamma} < v_{\text{ч}}. \quad (5.1)$$

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

$$v_{\Gamma} = \frac{4Q_0 P_0}{86400 \pi D^2 P} \frac{T}{T_0} z = 5,8 \cdot 10^{-3} \frac{Q_0 T}{D^2 P} z, \text{ м/с}, \quad (5.2)$$

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:

$$v_{\text{ч}} = \frac{gd^2(\rho_{\text{н}} - \rho_{\Gamma})}{18\mu_{\Gamma}} = \frac{gd^2(\rho_{\text{н}} - \rho_{\Gamma})}{18\nu_{\Gamma}\rho_{\Gamma}}, \quad (5.3)$$

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

$$v_{\text{в}} = v_{\text{ч}} - v_{\Gamma}. \quad (5.4)$$

На практике при расчетах принимается

$$v_{\text{ч}} = 1,2v_{\Gamma}. \quad (5.5)$$

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

$$\frac{gd^2(\rho_n - \rho_r)}{18\nu_r \rho_r} = 1,2 \times 5,8 \times 10^{-3} \frac{Q_0 T}{D^2 P} z \quad (5.6)$$

или

$$Q_0 = 78 \frac{D^2 P d^2 (\rho_n - \rho_r)}{T \nu_r \rho_r z}, \quad (5.7)$$

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 , ν_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

$$v_{ж} < v_r. \quad (5.8)$$

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.

$$v_{ж} = \frac{4Q_{ж}}{86400\pi D^2} < v_r = \frac{gd^2(\rho_{ж} - \rho_r)}{18\mu_{ж}}. \quad (5.9)$$

Отсюда пропускная способность вертикального сепаратора по жидкости будет равна

$$Q_{ж} = 86400 \times 0,785 \times D^2 \frac{gd^2(\rho_{ж} - \rho_r)}{18\mu_{ж}} = 36964 D^2 d^2 \frac{(\rho_{ж} - \rho_r)}{\mu_{ж}} \quad (5.10)$$

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

$$\rho_r = \rho_0 \frac{PT_0}{P_0 T} \frac{1}{z}, \quad (5.11)$$

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 5.1

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 (5.11):

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

2. Рассчитаем скорость осаждения капли нефти заданного диаметра по формуле (5.3):

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

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

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

4. Пропускная способность по газу по формуле (5.7):

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

Задача 5.2

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 (5.9):

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

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 5.1, 5.2 представлены в таблицах 5.1 и 5.2

Таблица 5.1

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 5.1

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, $\times 10^{-5}$ 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, $\times 10^{-5}$ 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 5.2

Исходные данные для самостоятельного решения задачи 5.2

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: учебник для вузов. - Изд. 3-е, стер. – Москва : Альянс, 2005. – 319 с.
2. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений / И. И. Дунюшкин. – Москва : Изд. 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. – Москва : Недра, 1977. - 270 с.

**Козырева Светлана Владимировна
Атвиновская Татьяна Владимировна**

**ПРОМЫСЛОВЫЙ СБОР
И ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА**

**Практикум
по выполнению лабораторных работ
для слушателей специальности переподготовки
1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт,
хранение и реализация нефтегазопродуктов»
заочной формы обучения**

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

Рег. № 23Е.

<http://www.gstu.by>