

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Учебное пособие (практикум)
по дисциплине «Транспорт и хранение углеводородов»
для студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Направленность (профиль): «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Ставрополь 2026

СОДЕРЖАНИЕ

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 1

Гидравлический расчет нефтяной линии.....	4
---	---

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 2

Расчет пропускной способности вертикального гравитационного сепаратора.....	9
---	---

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 3

Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях.....	12
--	----

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 4

Расчет изменения гидравлических параметров транспорта нефти в результате отложения парафинов на внутренней стенке трубопроводов...	19
--	----

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 5

Гидравлический расчет простых трубопроводов.....	27
--	----

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 6

Гидравлические расчёты сложных трубопроводов.....	33
---	----

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 7

Катодная защита однопоточных магистральных трубопроводов.....	44
---	----

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 8

Оценка эффективности ингибиторов коррозии.....	53
--	----

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 9

Расчет нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов.....	58
---	----

Приложение.....	71
-----------------	----

Список рекомендуемой литературы.....	73
--------------------------------------	----

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 1

Гидравлический расчет выкидной линии

Теоретическая часть

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

Извлечение из залежи пластовой нефти на поверхность осуществляется через систему добывающих скважин. Вместе с нефтью из недр добываются значительные объёмы пластовой воды, как вытесняющего агента, попутный (нефтяной) газ, твёрдые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента). Поэтому скважинная продукция нефтяных месторождений всегда представляет собой сложную многофазную многокомпонентную дисперсную систему.

Промысловое обустройство требует большого объема капитальных вложений, значительная доля которых приходится на сооружение систем сбора и транспорта продукции скважин.

Под системой сбора нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях понимают всё оборудование и систему трубопроводов, построенных для сбора продукции отдельных скважин и доставки её до центрального пункта подготовки нефти, газа и воды.

Система сбора и подготовки нефти включает комплекс промысловых технических средств и установок, соединенных трубопроводами. Обычно на месторождениях применяется напорная герметизированная система сбора и подготовки продукции скважин, почти полностью исключая потери углеводородов.

Единой универсальной системы сбора нефти, газа и воды не

существует, так как каждое месторождение имеет свои особенности: размеры, формы, рельеф местности, природно-климатические условия, сетку размещения скважин, способы и объемы нефти, газа и воды, физико-химические свойства пластовых жидкостей и другие.

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

$$\rho g(z_y - z_c) + (p_y - p_c) + \frac{\rho(v_y^2 - v_c^2)}{2} = \Delta p_{\text{дл}} + \Delta p_{\text{мс}}, \quad (1.1)$$

где z_y, z_c – соответственно абсолютные величины над плоскостью сравнения устья скважины и сепаратора, м; p_y, p_c – соответственно давления на устье скважины и сепаратор, Па; v_y, v_c соответственно скорость движения нефти на устье скважины и перед входом в сепаратор, м/с; ρ – плотность нефти, кг/м³; $\Delta p_{\text{дл}}$ – потери давления на трение по длине при движении нефти до сепаратора, Па; $\Delta p_{\text{мс}}$ – потери на местные сопротивления (задвижки, диафрагмы, повороты и т.д.).

Потери напора по длине трубопровода при установившемся движении определяются по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta p_{\text{дл}} = \lambda \frac{l\rho}{d_{\text{вн}}} \cdot \frac{v^2}{2}, \quad (1.2)$$

где l – длина выкидной линии, м; $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр выкидной линии, м; v – средняя скорость движения в выкидной линии, м/с; λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

$$\Delta p_{\text{мс}} = \xi \rho (v_1 - v_2)^2 / 2, \quad (1.3)$$

где ξ – коэффициент потерь на местных сопротивлениях; $(v_1 - v_2)^2$ – потерянная скорость на местном сопротивлении.

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

Коэффициент гидравлических сопротивлений λ рассчитывается по соответствующим формулам в зависимости от режима движения жидкости.

$$\lambda = f(Re, \varepsilon), \quad (1.4)$$

где Re – число Рейнольдса

$$\varepsilon = 2e/D, \quad (1.5)$$

где e – абсолютная шероховатость стенок трубы.

Число Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re = \frac{vD\rho}{\mu}, \quad (1.6)$$

где μ – динамическая вязкость жидкости.

Средняя скорость определяется

$$v = \frac{4Q}{\pi \cdot d_{BH}}, \quad (1.7)$$

где Q – объемный расход жидкости.

Если $Re < 2320$, то течение жидкости ламинарное (последнее) и шероховатость стенки не оказывает влияние на коэффициент гидравлического сопротивления, λ определяется по формуле Стокса

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (1.8)$$

Переходный режим $2320 < Re < 2800$:

$$\lambda = \frac{2,7}{Re^{0,53}}. \quad (1.9)$$

Если $Re > 2800$, то течение жидкости турбулентное. Турбулентное течение характеризуется хаотичным беспорядочным движением частиц жидкости в ядре потока и ламинарным подслоем у стенки трубы. Хаотическое беспорядочное движение частиц жидкости вызывает увеличение затрат энергии на трение жидкости, что приводит к росту коэффициента гидравлического сопротивления. При турбулентном режиме движения жидкости коэффициент гидравлического сопротивления может быть определен по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (1.10)$$

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

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

Задача 1.1

Рассчитать давление на устье p_y добывающей скважины для следующих условий: выкидная линия горизонтальна, местные сопротивления отсутствуют, длина выкидной линии $l = 3600$ м, внутренний диаметр линии $d_{вн} = 0,1$ м, дебит скважины $Q = 280$ м³/сут, плотность нефти $\rho_n = 865$ кг/м³; давление перед входом в сепаратор $p_c = 1,6$ МПа, вязкость нефти $\mu_n = 5$ мПа·с.

Решение:

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

$$P_y = p_c + \Delta p_{дл} \quad (1.11)$$

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

$$v = \frac{4Q}{\pi \cdot d_{вн}^2} = \frac{4 \cdot 280}{\pi \cdot 0,1^2} = 0,413 \text{ м/с}.$$

Рассчитываем число Рейнольдса;

$$Re = \frac{v d \rho}{\mu} = \frac{0,413 \cdot 0,1 \cdot 865}{5 \cdot 10^{-3}} = 7145.$$

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

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

Рассчитываем $\Delta p_{дл}$ по формуле (1.2):

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

Определяем по (1.4) давление на устье скважины

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

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

Задача 1.2.

Рассчитать давление перед входом в сепаратор для следующих условий: давление на устье скважины $p = 1,82 \text{ МПа}$, длина $L = 14,1 \text{ км}$, дебит скважины $Q_m = 147 \text{ т/сут}$, плотность нефти $\rho_n = 890 \text{ кг/м}^3$, $d_{вн} = 0,1 \text{ м}$. Выкидная линия горизонтальна. Варианты для расчета представлены в таблице 1.1

Таблица 1.1 – Исходные данные к задаче 1.2:

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

Параметры	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Давление на устье, МПа	1,6	1,8	1,2	2,0	2,4	1,6	1,2	1,8	2,0	1,4
Длина выкидной линии, км	15	16	17	14	18	20	19	17	20	14
Дебит скважины т/сут	120	130	140	150	160	200	210	220	230	240

Параметры	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Давление на устье, МПа	1,2	2,0	2,4	1,6	1,2	1,8	2,0	1,4	1,6	1,8

Длина выкидной линии, км	13	17	14	12	18	19	20	21	22	23
Дебит скважины т/сут	200	210	220	230	240	150	160	170	180	190

Вопросы:

1. Какой нефтепровод называется выкидным?
2. Понятие системы сбора и подготовки продукции скважин.
3. Объясните смысл уравнения Бернулли.
4. Что определяет число Рейнольдса?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 2

Расчет пропускной способности вертикального гравитационного сепаратора

Теоретическая часть

Расчет данного вида аппарата ведется для газовой и жидкой фаз.

Для газовой фазы рассчитывается пропускная способность сепаратора V_{Γ} при, известных диаметре сепаратора D_c , термобарических условиях в нем (p_c T_c) и свойствах фаз (ρ_n , ρ_{Γ} , μ_n , μ_{Γ}).

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

$$V = 842 \frac{D_c^2 p_c d_{\text{ж}}^2 (\rho_n - \rho_{\Gamma})}{T_c \mu_{\Gamma} z}, \quad (2.1)$$

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

Исходя из условий всплытия пузырьков газа движущейся в сепараторе нефти, максимальная пропускная способность сепаратора по жидкости, м³/сут.

$$Q_{ж.маx} = 36964 D_c^2 \frac{d_r^2 (\rho_n - \rho_r)}{\mu_n}, \quad (2.2)$$

где d_r – диаметр пузырька газа, м (можно принять $d_r \cdot 10^{-3}$ м); μ_n – вязкость нефти Па·с.

Газовый фактор рассчитывается по формуле:

$$\Gamma = \frac{V_{г.маx}}{Q_{ж.маx}}, \quad (2.3)$$

Задача 2.1

Рассчитать пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора диаметром $D_c = 1,2$ м. Жидкая фаза – нефть плотностью $\rho_n = 852$ кг/м³ (при давлении в сепараторе $p_c = 1,6$ МПа, температуре $T_c = 293$ К) и вязкостью при этих условиях $\mu_n = 6$ мПа·с. Плотность газа в нормальных условиях $\rho_{г0} = 1,35$ кг/м³. Вязкость газа в условиях сепаратора $\mu_r = 1,3 \cdot 10^{-5}$ Па·с. Коэффициент z принять равным 1.

Решение:

Предварительно вычисляем плотность газа при условиях в сепараторе

$$\rho_r = \rho_{г0} \frac{p_c T_0}{p_0 T_c z} = \frac{1,35 \cdot 1,6 \cdot 273}{0,1 \cdot 293 \cdot 1} = 20,12 \text{ кг/м}^3$$

По формуле (2.1) рассчитываем максимальную пропускную способность сепаратора по газу

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

Пропускная способность по жидкости

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

Таким образом, при заданных условиях в данном сепараторе будет эффективно сепарироваться нефть с содержанием в ней до

$$\Gamma = 4,23 \cdot \frac{10^6}{7380} = 573 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа.}$$

Задача 2.2

Рассчитать пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора (расчетные данные смотри в таблице 2.1) диаметром D_c . Жидкая фаза – нефть плотностью ρ_n (при давлении в сепараторе p_c , температуре $T_c = 297$ К) и вязкостью при этих условиях $\mu_n = 5,5$ мПа·с. Плотность газа в нормальных условиях $\rho_{го} = 1,25$ кг/м³. Вязкость газа в условиях сепаратора $\mu_r = 1,35 \cdot 10^{-5}$ Па·с. Коэффициент z принять равным 0,93.

Таблица 2.1 – Исходные данные к задаче 2.2

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Диаметр D_c , м	1,6	1,2	1,8	2,0	1,4	1,6	1,8	1,2	2,0	2,4
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	850	860	852	865	840	820	870	850	860	840
Давление в сепараторе, МПа	1,6	1,8	1,7	1,5	1,6	1,7	1,6	1,5	1,6	1,7

Параметры	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Диаметр D_c , м	1,6	1,8	1,2	2,0	2,4	1,8	2,0	1,4	1,6	1,8
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	855	865	850	860	845	825	875	855	865	845
Давление в сепараторе, МПа	1,4	1,6	1,3	1,35	1,7	1,75	1,5	1,65	1,8	1,45

Параметры	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Диаметр D_c , м	1,2	2,0	2,4	1,8	2,0	1,2	1,8	2,0	1,4	1,6
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	860	845	825	875	855	865	840	820	870	850
Давление в сепараторе, МПа	1,3	1,35	1,7	1,75	1,5	1,7	1,5	1,6	1,7	1,6

Вопросы:

1. Коэффициенты, характеризующие совершенство сепаратора.
2. Основные категории сепараторов.
3. По каким параметрам рассчитываются сепараторы?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 3

Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях.

Теоретическая часть

Газовые гидраты – твердые кристаллические соединения образующиеся при определенных термобарических условиях (при отрицательных температурах или положительных температурах до нескольких десятков градусов и весьма высоких давлениях) из воды (жидкая вода, лед, водяные пары) и низкомолекулярных газов. К таким газам относятся природный газ и его составляющие – метан, этан пропан, кислород, азот, CO_2 и др. газы.

Последствия образования гидратов в трубопроводе:

- создают сопротивление потокам нефти и газа;
- закупорка трубопровода;
- срыв гидратной пробки, может привести к разрыву трубопровода;
- повреждение оборудования при добыче.

Методы борьбы:

- поддержание температуры выше точки образования гидратов;
- осушение газов перед трубопроводным транспортом (уменьшение точки росы);
- поддержание давления ниже точки образования гидратов;
- введение ингибиторов гидратообразования (для предотвращения затвердевания смеси).

Основными факторами гидратообразования являются влажность газа, его состав, давление и температура в газопроводе.

Применяемые ингибиторы (метанол CH_3OH , этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, 30%-ный раствор хлористого кальция и

т. д.) процессов гидратообразования способствует снижению температуры гидратообразования.

Необходимый расход ингибитора можно вычислить по следующей формуле:

$$q = (W_1 - W_2) \cdot C_2 / (C_1 - C_2), \text{ кг/1000 м}^3 \quad (3.1)$$

где W_1, W_2 – содержание влаги в газе до и после ввода ингибитора, кг/1000 м³ газа; C_1, C_2 – массовая концентрация свежего и отработанного ингибитора, %.

Влагосодержание газа определяется для данных термобарических условий по рис. 3.1.

Температура начала гидратообразования t_z определяется по рис. 3.2 для заданных относительной плотности газа и начального давления газопроводе.

Затем вычисляется понижение равновесной температуры

$$\Delta t = t_z - t_k, \quad (3.2)$$

где t_z – температура начала гидратообразования, °С; t_k – температура в конце газопровода, °С.

При известном понижении равновесной температуры Δt по рис. 3.3 определяют массовое содержание отработанного агента C_2 . Рассчитывая по (3.1) q_a определяют суточный расход агента

$$q_{\text{сут}} = q_a \cdot V_r, \quad (3.3)$$

где V_r – суточное количество транспортируемого по газопроводу газа, тыс. м³/сут.

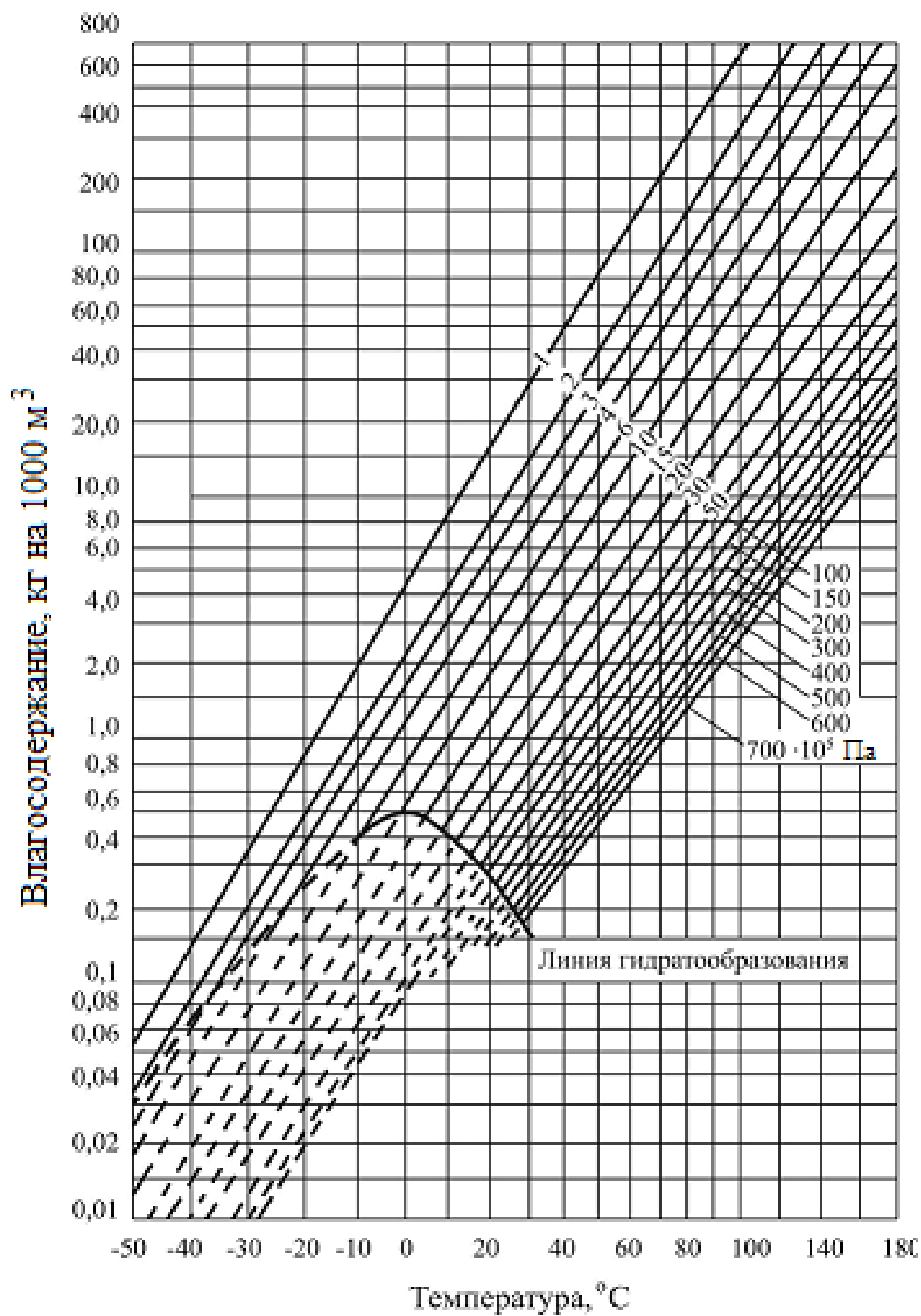


Рисунок 3.1 – Влагосодержание природных газов в зависимости от давления и температуры

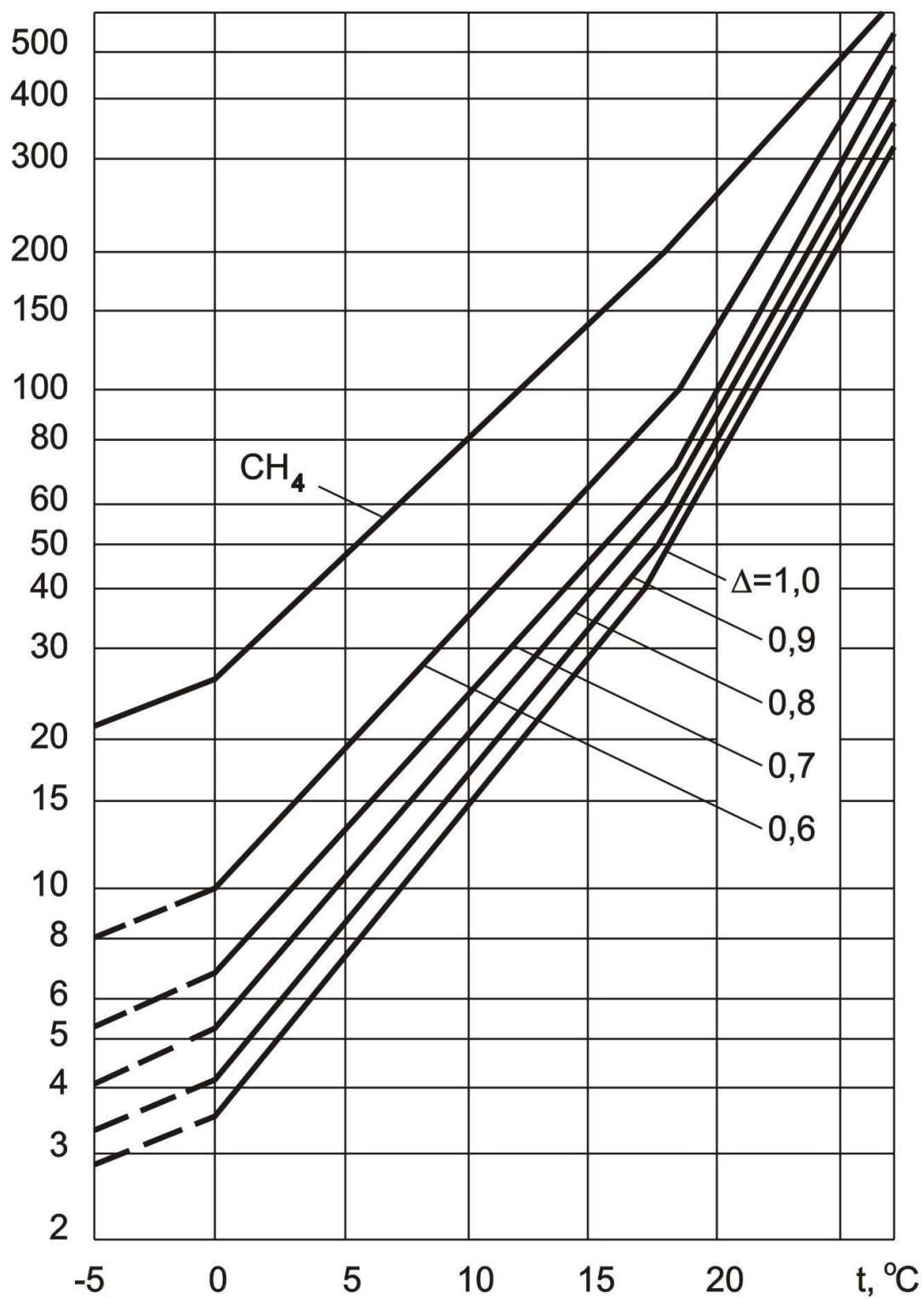
$P, 10^5 \text{ Па}$ 

Рисунок 3.2 – Кривые равновесных условий гидратообразования в зависимости от относительной плотности газа

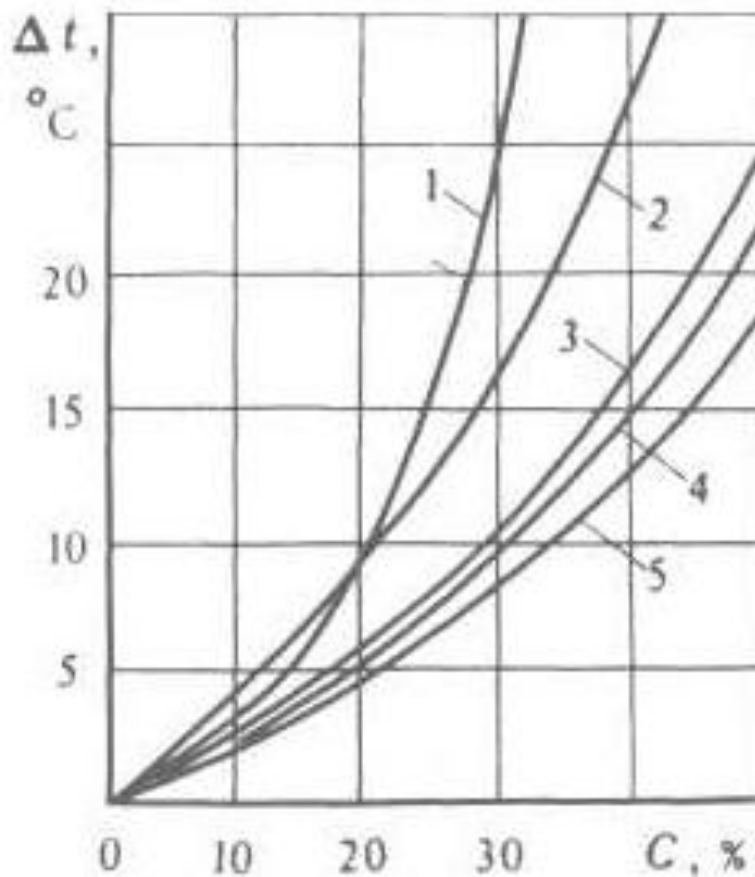


Рисунок 3.3 – Зависимости снижения температуры образования гидратов от массового содержания различных химических агентов: 1 – CaCl_2 ; 2 – $\text{CH}_3 \text{OH}$; 3 – триэтиленгликоль; 4 – диэтиленгликоль (ДЭГ); 5 — этиленгликоль.

Задача 3.1.

Рассчитать количество ингибиторов для следующих условий движения газа по газопроводу: начальное давление газа в газопроводе 0,981 МПа (10 кгс/см²) и температура 0 °С; количество газа, транспортируемого по газопроводу, равно 900 тыс. м³/сут. Относительная плотность газа по воздуху 0,7.

Решение:

Согласно номограмме, количества влаги в начале газопровода $W_2 = 2,0$ кг на 1000 м^3 газа. Разность $W_1 - W_2$ даст количество воды, конденсирующейся на каждых 1000 м^3 газа:

$$\Delta W = W_1 - W_2 = 2.2 - 2.0 = 0.2 \text{ кг}$$

Температура начала образования гидратов определяется из графика. Для нашего случая она будет $+3,5^\circ \text{C}$. Величина понижения равновесной температуры Δt , определяется по рисунку, для раствора хлористого кальция составит:

$$\Delta t = 3,5 - 0^\circ \text{C} = 3,5^\circ \text{C}$$

По графику находим, что для $\Delta t = 3,5^\circ \text{C}$ концентрация отработанного раствора хлористого кальция равна 10% масс. По уравнению определяем удельный расход 30%-ного раствора:

$$q = 0,2 \cdot 10 / (30 - 10) = 0,2 \text{ кг на } 1000 \text{ м}^3$$

Суточный расход составит:

$$q_{\text{сут}} = 0,2 \cdot 900 = 180 \text{ кг}$$

Определим количество ДЭГ, которое следует ввести в поток газа для предотвращения образования гидратов при условиях, рассмотренных выше.

Начальная концентрация ДЭГ $C_1 = 80\%$. Для $\Delta t = 3,5^\circ \text{C}$ по графику определяем $C_2 = 12,5\%$ – концентрацию отработанного ДЭГ, которую надо поддерживать для указанной величины снижения температуры начала образования гидратов. По уравнению определяем удельный расход гликоля:

$$q = 0,2 \cdot 12,5 / (80 - 12,5) = 0,39 \text{ кг на } 1000 \text{ м}^3$$

Суточный расход ДЭГ составит:

$$q_{\text{сут}} = 0,39 \cdot 900 = 351 \text{ кг}$$

Задача 3.2.

Рассчитать количество ингибиторов гидратообразования, подаваемых в газопровод. Условия движения газа Определены давлением (P_n) и температурой газа (t_n) в начале газопровода и давлением (P_k) и температурой

(t_k) в конце газопровода. Известно количество транспортируемого газа (Q) и плотность газа по воздуху, а так же начальные концентрации ингибиторов (C_1) см. таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные к задаче 3.2

№ Варианта	P_H , МПа	t_H , °C	P_K , МПа	t_K , °C	$Q \cdot 10^{-3}$, м ³ /сут	ρ	C_1 ,% метанол	C_1 ,% ДЭГ	C_1 ,% CaCl ₂
1	1,2	20	0,2	-8	850	0,8	95	-	30
2	0,6	10	0,2	-8	880	0,8	-	75	30
3	1,5	25	0,3	-2	850	0,7	95	75	-
4	1	10	0,2	-12	830	0,7	93	75	-
5	1	15	0,2	-10	920	0,7	94	80	-
6	1,2	20	0,2	-8	870	0,6	94	77	-
7	1,5	20	0,5	0	850	0,8	95	75	-
8	1	15	0,2	-10	800	0,7	-	80	30
9	1,2	20	0,2	-6	875	0,6	90	78	-
10	1	15	0,2	-10	940	0,6	93	80	-
11	1,8	25	1	5	880	0,7	95	70	-
12	4	25	0,2	-12	830	0,6	95	70	-
13	0,8	20	0,2	-15	860	0,7	80	78	-
14	1	30	0,2	-2	800	0,8	-	75	30
15	1,5	15	0,6	0	850	0,7	93	70	-
16	0,98	20	0,19	-7	900	0,7	90	72	-
17	1	22	0,3	0	920	0,6	92	-	30
18	2	25	0,5	0	850	0,8	93	80	-
19	2,5	25	0,2	-10	880	0,7	95	70	-
20	3	30	0,2	-6	850	0,6	80	78	-
21	4	30	0,2	-10	830	0,6	-	75	30
22	5	30	1	5	920	0,7	93	70	-
23	7,5	30	0,2	-15	870	0,7	90	72	-
24	10	30	0,2	-2	875	0,8	92	-	30
25	1,25	15	0,6	0	940	0,7	90	78	-
26	0,8	10	0,19	-7	880	0,8	93	80	-
27	0,4	15	0,3	0	860	0,8	95	70	-
28	2	20	0,2	-8	800	0,7	80	78	-
29	2,5	30	0,2	-8	880	0,7	90	78	-
30	3	20	0,3	-2	850	0,7	93	80	-

Вопросы:

1. Понятие газовых гидратов.

2. Последствия образования газовых гидратов.
3. Условия образования газовых гидратов.
4. Методы борьбы с гидратообразованием.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 4

Расчет изменения гидравлических параметров транспорта нефти в результате отложения парафинов на внутренней стенке трубопроводов

Теоретическая часть

Парафиновые отложения, отлагающиеся на стенках трубопроводов представляет смесь твёрдых парафиновых углеводородов состава $C_{17}H_{36}$ - $C_{36}H_{74}$ и гибридных углеводородов → церезинов → алкано-нафтенного состава $C_{36}H_{74}$ - $C_{71}H_{144}$.

Технический парафин представляет из себя смесь:

Парафины 10-75%

Смолы 10-30%

Асфальтены 2-5%

Связная нефть до 60%

Твёрдые метановые углеводороды, парафины, присутствуют практически во всех нефтях, их содержание может колебаться от следов до 20-28%.

Иногда их влияние на технологию и технику добычи, сбора и транспорта, подготовку и переработку нефти может быть решающим.

Состояние парафинов в нефти зависит от температуры и давления.

Они хорошо растворяются в нефти только при повышенной температуре (40°C и более) температуре. Т.к. пластовая температура нефтяной залежи в большинстве случаев выше 40°C , то можно принять, что парафины в пластовых условиях образуют в нефти гомогенный раствор.

При извлечении нефти, т.е. при снижении давления, температуры и разгазировании, её растворяющая способность по отношению к парафинам уменьшается. Это приводит к перенасыщению нефти парафином и переходу части в кристаллическое состояние. Но этот переход может осуществиться только на какой-то поверхности. Центрами кристаллизации служат выступы, шероховатости поверхности труб и механические взвеси в потоке нефти.

Механизм отложения парафина

В результате охлаждения нефти под воздействием более холодной окружающей среды в тонком пристенном слое возникает радиальный температурный градиент. Существование радиального температурного градиента приводит к образованию градиента концентрации растворённого парафина. За счёт этого происходит движение растворённых частиц парафина к стенке трубы под действием молекулярной диффузии. По достижении частицами парафина стенки трубы или границы твёрдых отложений происходит их кристаллизация и выделение из раствора.

Если температура в пристенном слое ниже уровня, при котором парафин начинает выпадать из нефти, то и в потоке нефти будут содержаться кристаллы парафина, а жидкая фаза будет находиться в состоянии термодинамического равновесия с твёрдой фазой. С уменьшением температуры масса кристаллов парафина, взвешенных в нефти, увеличивается, а количество растворённого парафина – уменьшается.

Кристаллы парафина и их скопления, возникшие непосредственно на внутренней поверхности труб, и образуют парафиновые отложения. Кристаллы парафина, образовавшиеся в объёме нефти, в формировании отложений практически не участвуют.

Факторы влияющие на отложение парафинов

НЕБХОДИМЫМИ условиями образования отложений являются следующие:

- присутствие в нефти достаточного количества высокомолекулярных углеводородов парафинового ряда;

- снижение температуры потока нефти до значений, при которых возможно выделение из нефти твёрдой парафиновой фазы. Необходимые температурные условия возникают прежде всего на внутренней стенке трубы;

- достаточно прочное сцепление парафиновых отложений с поверхностью трубопровода, исключающее возможность полного смыва отложений потоком нефти. Кроме того, выявлена роль ещё ряда факторов. Основными из них являются:

- перепад температур: с увеличением разницы между температурами окружающей среды и потока нефти количество отлагающегося парафина пропорционально возрастёт;

- давление и газовый фактор: при давлении выше давления насыщения температуры начала выпадения парафинов возрастает с увеличением давления. Если давление ниже давления насыщения, то при снижении давления наблюдается рост температуры начала кристаллизации, что объясняется увеличением объёма выделяющегося газа, который существенно влияет на растворимость парафина в нефти и температуру (понижается) нефтегазового потока;

- скорость течения: интенсивность накопления отложений с увеличением скорости потока нефти сначала растёт вследствие увеличения массопереноса, а затем – снижается. Такой характер зависимости обусловлен факторами, определяющими динамическое равновесие между механическими свойствами отложившегося парафина и гидродинамическими характеристиками потока нефти. При высоких скоростях течения поток смывает отложившийся парафин со стенок труб, что объясняется превосходством сил касательных напряжений над силами сцепления между частицами парафина и поверхностью трубы;

- свойства поверхности: на НАЧАЛЬНОЙ стадии

ИНТЕНСИВНОСТЬ запарафинивания зависит от свойств поверхности трубопровода, т.к. шероховатость при развитом турбулентном режиме

интенсифицирует перемешивание, а, следовательно, и выделение газа и парафина. Однако после образования слоя парафина небольшой толщины скорость накопления отложений парафина уже не зависит от чистоты обработки поверхности. От характеристик поверхности зависит прочность СЦЕПЛЕНИЯ парафиновых отложений с поверхностью. С увеличением степени полярности материала и чистоты обработки поверхности сцепление ослабевает, и смыв парафиновых отложений будет происходить при меньших скоростях потока нефти.

- обводнённость продукции и: с увеличением доли воды в потоке интенсивность отложения снижается по двум причинам:

- 1) Из-за увеличения суммарной теплоёмкости (теплоёмкость воды выше, чем теплоёмкость нефти) температура потока повышается, что приводит к уменьшению отложения парафина;

- 2) Из-за изменения характера смачиваемости поверхности;

- асфальто-смолистые вещества: образование плотных, трудноудаляемых с металлической поверхности парафиновых отложений происходит только при наличии в нефти асфальто-смолистых веществ. В их присутствии поверхность отложений имеет развитую шероховатость. При отсутствии – поверхность становится идеально гладкой, а отложения представляют собой слой с рыхлой структурой и низкими механическими характеристиками. Т.е. парафин – основной материал отложений, а смолы обладают цементирующими свойствами. Установлено, что чем больше смол имеется в нефти, тем более плотные отложения образуются на поверхности;

- компонентный состав нефти: он него зависит растворяющая способность нефти относительно парафина. Чем больше выход светлых фракций (выкипающих до 350 °С) тем больше выпадет парафина;

- плотность нефти: чем тяжелее нефть, тем хуже она растворяет парафин, т.е. тем интенсивнее будут выпадать из такой нефти парафины;

- влияние времени: с течением времени количество отложившегося парафина возрастает. Наибольшая интенсивность парафинизации

наблюдается в начале процесса, затем скорость роста отложений снижается из-за уменьшения теплоотдачи от нефти во внешнюю среду вследствие увеличения толщины отложившегося слоя парафина.

Последствия выпадения парафина

- увеличиваются гидравлические сопротивления, снижается пропускная способность трубопровода;
- изменяются реологические свойства нефти, вплоть до образования структуры во всём объёме нефти и потери текучести;
- микрокристаллы парафина, кристаллизуясь на границе раздела фаз вода-нефть, стабилизируют водонефтяную эмульсию. Впоследствии на стадии подготовки нефти для разрушения такой эмульсии потребуются повышенная температура и деэмульгаторы.

Способы борьбы с парафинизацией трубопроводов

- а) предупреждение отложений парафина;
 - б) удаление отложений.
1. Применение высоконапорных систем сбора скважинной продукции.
 2. Применение депрессорных добавок.
 3. Термообработка нефти
 4. Покрытие внутренней поверхности трубопровода полярными материалами, обладающими низкой адгезией к парафину и имеющих гладкую поверхность.
 5. Применение холодильников – кристаллизаторов.
 6. Применение подогревателей (устьевых, путевых)
 7. Механическая очистка выкидных линий от парафиновых отложений с помощью резиновых шаров.
 8. Тепловой способ очистки трубопроводов от парафиновых отложений.

Задача 4.1

При перекачке нефти вязкости $\nu = 0,04 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$, с расходом $Q=7,85 \text{ дм}^3/\text{с}$ по трубопроводу внутренним диаметром $d=100 \text{ мм}$ и абсолютно эквивалентной шероховатости $\Delta=0,2 \text{ мм}$ постепенно на его стенках образовался слой парафина толщиной $\delta=5 \text{ мм}$.

Рассчитайте, во сколько раз изменятся потери напора на трение?

Решение:

Для расчёта потерь напора на трение используем формулу Дарси-Вейсбаха:

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{W^2}{2g}, \text{ м} \quad (4.1)$$

где $h_{\text{тр}}$ - потеря напора на преодоление трения по длине трубопровода круглого сечения при любом установившемся режиме течения; λ – коэффициент гидравлического сопротивления, который зависит от числа Рейнольдса (Re) и относительной шероховатости стенки трубопровода; L – длина трубопровода, м; d – внутренний диаметр, м; W – средняя скорость, м/с; g – ускорение силы тяжести, равное $9,81 \text{ м/с}^2$.

Чтобы ответить на вопрос задачи, нужно найти отношение потерь напора на трение в запарафиненном трубопроводе к потерям в трубопроводе без отложений:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} \cdot \frac{d_1}{d_2} \cdot \frac{W_2^2}{W_1^2}. \quad (4.2)$$

Произведём расчёт всех неизвестных величин:

1. Диаметр запарафиненного трубопровода:

$$d_2 = d_1 - 2 \cdot \delta. \quad (4.3)$$

$$d_2 = 100 - 2 \cdot 5 = 90 \text{ мм}.$$

2. Скорость потока жидкости в трубопроводе без отложений:

$$W_1 = \frac{Q}{S_1} = \frac{Q}{0,785 \cdot d_1^2}, \text{ м/с} \quad (4.4)$$

$$W_1 = \frac{7,85 \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot 0,1^2} = 1 \text{ м/с}.$$

3. Скорость потока жидкости в запарафиненном трубопроводе:

$$W_2 = \frac{Q}{S_2} = \frac{Q}{0.785 \cdot d_2^2}, \text{ м/с}$$

$$W_2 = \frac{7.85 \cdot 10^{-3}}{0.785 \cdot 0.09^2} = 1.23 \text{ м/с}.$$

4. Параметр Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{W_1 \cdot d_1}{\nu} \quad (4.5)$$

$$Re_2 = \frac{W_2 \cdot d_2}{\nu}$$

$$Re_1 = \frac{1 \cdot 0.1}{0.04 \cdot 10^{-4}} = 25000,$$

$$Re_2 = \frac{1 \cdot 0.09}{0.04 \cdot 10^{-4}} = 27500.$$

5. Определим режим течения

$$Re \leq 2320 - \text{ламинарный}; \quad (4.6)$$

$$Re > 2800 - \text{турбулентный, зона Блазиуса}; \quad (4.7)$$

$$2800 \geq Re > 2320 - \text{переходный режим}. \quad (4.8)$$

6. Если установлен ламинарный режим для обоих трубопроводов,

то:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (4.9)$$

следовательно:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{Re_1}{Re_2} \cdot \frac{d_1}{d_2} \cdot \frac{W_2^2}{W_1^2}.$$

7. Если установлен турбулентный режим и зона Блазиуса для обоих трубопроводов, то:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{Re_1^{0.25}}{Re_2^{0.25}} \cdot \frac{d_1}{d_2} \cdot \frac{W_2^2}{W_1^2}.$$

8. Если установлены разные режимы в трубопроводах, то рассчитываем λ для каждого трубопровода и вычисляем потери напора:

а) для зоны Блазиуса

$$\lambda_i = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}, \quad (4.10)$$

б) для зоны смешанного трения:

$$\lambda_i = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{\text{Re}} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} \quad (4.11)$$

9. Рассчитываем h_2/h_1 .

Т. к. в нашем случае значение параметров Рейнольдса для запарафиненного и незапарафиненного трубопроводов больше 2800, то режим течения в обоих трубопроводах турбулентный, зона Блазиуса, значит:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{25000^{0,25}}{22500^{0,25}} \cdot \frac{0,1}{0,09} \cdot \frac{1,23^2}{1^2} = 1,403.$$

Вывод: потери напора на трение в запарафиненном трубопроводе в 1,403 раза больше, чем в незапарафиненном.

Задание.

Согласно своему варианту из таблицы 4.1, произвести вычисления задачи 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные к задаче 4.1

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\nu \cdot 10^{-4}, \text{ м}^2/\text{с}$	0,052	0,048	0,036	1,00	0,076	0,1422	0,1376	0,0835	3,25	16,4
$Q, \text{ дм}^3/\text{с}$	8,45	9,15	10,00	7,85	6,85	5,495	4,71	8,64	7,85	8,15
$d, \text{ мм}$	117	129	219	100	100	90	90	150	100	100
$\Delta, \text{ мм}$	0,010	0,015	0,012	0,20	0,200	0,150	0,020	0,140	0,15	0,20
$\delta, \text{ мм}$	6	7	8	5	4	6	5	6	5,5	7
Исходные данные	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$\nu \cdot 10^{-4}, \text{ м}^2/\text{с}$	0,05	0,04	0,04	1,0	0,08	0,2	0,24	0,08	3,00	13,4
$Q, \text{ дм}^3/\text{с}$	8,4	9,15	10,20	7,85	6,85	5,40	4,70	8,4	7,9	8,1
$d, \text{ мм}$	112	123	209	100	100	90	90	150	100	100
$\Delta, \text{ мм}$	0,010	0,015	0,011	0,20	0,200	0,150	0,020	0,140	0,150	0,200
$\delta, \text{ мм}$	6	7	8	4,5	4,1	6,2	5,4	6,1	5,0	7,2
Исходные данные	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$\nu \cdot 10^{-4}, \text{ м}^2/\text{с}$	0,07	0,06	0,08	1,8	0,09	0,32	0,22	0,12	2,4	14,0

Q, дм³/с	8,45	9,15	10,00	7,85	6,85	5,495	4,71	8,64	7,85	8,15
d, мм	113	120	209	104	103	98	92	151	120	100
Δ, мм	0,010	0,02	0,02	0,2	0,2	0,2	0,04	0,2	0,2	0,22
δ, мм	6	7	8	5	4	6	5	6	5,5	7

Вопросы:

1. Понятие парафиновых отложений.
2. Механизм отложения парафинов.
3. Факторы отложения парафинов.
4. Последствия выпадения парафина.
5. Способы борьбы и предотвращения парафиновых отложений.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 5

Гидравлический расчет простых трубопроводов

Теоретическая часть

При движении реального газа по трубопроводу происходит значительное падение давления по длине в результате преодоления гидравлических сопротивлений.

Газ – сжимаемая система. При движении газа по трубопроводу величина плотности газа будет монотонно убывать от начального участка к конечному, так как $\rho = f(P)$.

С учетом закона сохранения массы транспортируемой системы ($\rho \cdot V = \text{const}$) линейная скорость течения такой системы будет монотонно возрастать от начального участка к конечному.

Установившееся изотермическое движение газа ($T = \text{const}$) в газопроводе описывается системой трех уравнений:

Уравнение Бернулли, закон сохранения энергии:

$$\frac{dP}{g \cdot \rho_r} + \frac{v \cdot dv}{2g} + dz + \lambda \cdot \frac{dx}{d} \cdot \frac{v^2}{2g} = 0. \quad (5.1)$$

Уравнения состояния:

$$P = \rho_r \cdot R_r \cdot T \cdot z, \quad (5.2)$$

где $R_r = R/M$.

Закон сохранения массы, выражающийся в постоянстве массового расхода:

$$G = \rho_r \cdot v \cdot s = \text{const.} \quad (5.3)$$

При этом следует помнить, что изотермический процесс описывается уравнением Бойля-Мариотта:

$$\frac{P}{\rho} = \text{const.} \quad (5.4)$$

Для расчета массового расхода газа по трубопроводу основной является формула:

$$G = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d}{\lambda \cdot z \cdot R_r \cdot T \cdot L}}, \text{ кг/с}, \quad (5.5)$$

где G – массовый расход газа, кг/с;

d – внутренний диаметр газопровода, м;

P_1, P_2 – давление в начале и в конце газопровода, соответственно, Па;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

R_r – газовая постоянная, Дж/(кг·К);

R – универсальная газовая постоянная, равная 8314 Дж/(кмоль·К);

T – абсолютная температура газа, К;

L – длина газопровода, м;

v – линейная скорость газа, м/с;

ρ_r – плотность газа, кг/м³.

По уравнению состояния для газа и воздуха имеем:

$$\frac{R_r}{\rho_r} = \frac{R_v}{\rho_v} \text{ или } R_r = \frac{R_v \cdot \rho_v}{\rho_r} = \frac{R_v}{\rho}, \quad (5.6)$$

где $\rho = \rho_r / \rho_v$ – относительная плотность газа по воздуху.

Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям:

$$V_r = \frac{G}{\rho_{cy}} = \frac{G}{\rho \cdot \rho_v}, \quad (5.7)$$

где ρ_{cy} – плотность газа при с.у.

Подставив значения R_Γ и G , получим:

$$V_\Gamma = k_0 \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d^5}{\lambda \cdot z \cdot \rho \cdot T \cdot L}}, \quad (5.8)$$

$$\text{где } k_0 = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{1}{\rho_B \cdot \sqrt{R_B}}.$$

При стандартных условиях ($t = 20^\circ \text{C}$, $p = 760$ мм рт. ст.) плотность воздуха $\rho_B = 1,205 \text{ кг/м}^3$ и $R_B = \frac{R_0}{28,96} = \frac{8314,3}{28,96} = 287 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$, $k_0 = 3,87 \cdot 10^{-2}$.

И соответственно:

$$V_\Gamma = 3,87 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{\lambda \cdot z \cdot \rho \cdot T \cdot L}}. \quad (5.9)$$

При нормальных условиях ($t = 0^\circ \text{C}$, $p = 760$ мм рт. ст.) плотность воздуха $\rho_B = 1,293 \text{ кг/м}^3$ и $R_B = \frac{R_0}{28,96} = \frac{8314,3}{28,96} = 287 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$, $k_0 = 3,59 \cdot 10^{-2}$.

Определение коэффициента гидравлического сопротивления

Значение коэффициента гидравлического сопротивления λ рассчитывается в зависимости от режима движения газа и шероховатости труб по тем же формулам, что и для нефтепровода.

Для гидравлических гладких труб λ не зависит от шероховатости внутренней поверхности трубы и рассчитывается по формуле:

$$\lambda = \frac{0,1844}{\text{Re}^{0,2}}. \quad (5.10)$$

При квадратичном режиме течения λ не зависит от Re , и является функцией относительной шероховатости:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{2\Delta}{d}\right)^{0,2}. \quad (5.11)$$

По универсальной формуле ВНИИ газа:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2\Delta}{d}\right)^{0,2}. \quad (5.12)$$

При технических расчетах λ (с учетом местных сопротивлений) можно принимать:

$$\lambda = (1,03 - 1,05) \cdot \lambda_{\text{тр}}. \quad (5.13)$$

Обычно течение газа происходит при высоких скоростях, когда сопротивление определяется только шероховатостью труб (квадратичная

зона). Так как шероховатость не зависит от диаметра трубопровода, можно считать, что λ зависит от диаметра газопровода.

Одной из формул для оценки величины λ , как функции диаметра ($\lambda = f(d)$), получившей широкое распространение, является формула Веймаута:

$$\lambda = 0,009407 \frac{1}{\sqrt[3]{d}}. \quad (5.14)$$

Формула Веймаута может использоваться при ориентировочных расчетах диаметра и пропускной способности простого газопровода. В этом случае расчетные формулы имеют вид:

$$d = \left[\frac{G^2 \cdot z \cdot R_r \cdot T \cdot L}{65(P_1^2 - P_2^2)} \right]^{3/16}, \quad (5.15)$$

$$G = d^{8/3} \sqrt{\frac{65(P_1^2 - P_2^2)}{z \cdot R_r \cdot T \cdot L}}. \quad (5.16)$$

Задача 5.1

Известно отношение давлений P_1/P_2 1,4 в сечениях 1 и 2 газопровода постоянного диаметра. Течение изотермическое, известна скорость газа $V_1 = 20$ м/с. Найти V_2 .

Решение:

Учитывая закон сохранения массы транспортируемой системы $\rho_r \cdot v = const$ и уравнение состояния

$$P = \rho_r \cdot R_r \cdot T \cdot z,$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{\vartheta_2}{\vartheta_1}, \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{P_1}{P_2}, \frac{P_1}{P_2} = \frac{\vartheta_2}{\vartheta_1}, \text{ таким образом}$$

$$\vartheta_2 = \frac{P_1}{P_2} \cdot \vartheta_1 = 1,4 \cdot 20 = 28 \text{ м/с.}$$

Вычислить задачу 5.1 согласно исходным данным представленным в таблице 5.1

Задача 5.2

Определить массовый и объемный расходы для газопровода длиной 100 км, наружным диаметром 720 мм и толщиной стенок 10 мм. Абсолютное давление в начале газопровода $p_n = 5$ МПа, в конце $p_k = 1,1$ МПа. Плотность газа при стандартных условиях $\rho_g = 0,8$ кг/м³, газовая постоянная $R = 8,31$ Дж/(моль·К). Коэффициент динамической вязкости $\mu = 12 \cdot 10^{-6}$ Па·с, коэффициент сжимаемости $z = 0,93$. Температура грунта на глубине заложения газопровода 5 °С. Эквивалентная шероховатость внутренней поверхности труб $\Delta = 0,2$ мм.

Решение:

1. Задаваясь квадратичным законом получаем

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3}}{720} \right)^{0,2} = 0,0157.$$

2. Находим массовый расход для газопровода:

$$G_m = \frac{3,14 \cdot 0,7^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(5^2 - 1,1^2) \cdot 0,7}{0,0157 \cdot 0,93 \cdot 8,31 \cdot 278 \cdot 100000}} = 855, \text{ кг/с}.$$

3. Оцениваем объемный расход газопровода:

$$Q = \frac{G}{\rho} = \frac{855}{0,8} = 1068,75, \text{ м}^3/\text{с}.$$

Задача 5.3

Определить массовый суточный расход газа, который можно передать по газопроводу, уложенному из труб диаметром d мм, на расстояние L км. Абсолютное давление газа на выкиде компрессорной станции P_1 МПа, в конце участка P_2 МПа, плотность газа ρ_g при атмосферном давлении и температуре перекачки 20 °С. Газ считать совершенным, течение изотермическим. Исходные данные представлены в таблице 5.2. Для расчета коэффициента гидравлического сопротивления воспользоваться формулой Веймаута.

Таблица 5.1 – Исходные данные к задаче 5.1

Параметр	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
P_1/P_2	4	3	2	3,5	4,2	2,8	3,2	1,9	2,4	1,5	2,5	3,8	4,4	5	5,5
$V_1, \text{м/с}$	25	15	20	16	28	18	22	14	26	21	30	35	31	40	44

Параметр	Варианты														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
P_1/P_2	7	6	6,5	6,2	4,5	2,3	7,3	8	7,7	7,5	1,8	3,3	5,3	7,1	6,8
$V_1, \text{м/с}$	33	42	46	48	22	29	38	20	45	19	17	16	23	49	50

Таблица 5.2 – Исходные данные к задаче 5.3

Параметр	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Диаметр газопровода, мм	326	420	280	312	500	380	412	400	300	480
Длина газопровода, км	185	150	68	90	30	80	60	50	65	70
$P_1, \text{МПа}$	6,5	5,2	6,6	5,6	8	7,5	7	7,2	6,8	5
$P_2, \text{МПа}$	4,7	3,4	5,5	4,5	6,8	5	4,6	5,2	3,8	3,2
$\rho_{\text{г}}, \text{кг/м}^3$	0,86	0,8	0,74	0,88	0,9	0,68	0,78	0,62	0,7	0,72
Параметр	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Диаметр газопровода, мм	529	630	720	820	920	1020	630	820	1200	1020
Длина газопровода, км	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110
$P_1, \text{МПа}$	0,6	0,8	6,6	6,8	7	7,2	7,3	7,4	0,5	7,5
$P_2, \text{МПа}$	0,1	0,15	1	1,5	1,3	2	1,8	1,4	0,2	1,2
$\rho_{\text{г}}, \text{кг/м}^3$	0,75	0,8	1,2	1,02	0,9	0,88	1,3	1,21	1,5	1,6
Параметр	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Диаметр газопровода, мм	630	420	326	500	380	1200	1020	412	820	400
Длина газопровода, км	30	50	90	35	80	40	20	100	60	75
$P_1, \text{МПа}$	0,9	7	6,6	0,75	0,5	6,4	5,5	0,8	7,2	5,2
$P_2, \text{МПа}$	0,4	2,4	1,5	0,15	0,1	1,2	1,8	0,25	1,6	1,3
$\rho_{\text{г}}, \text{кг/м}^3$	0,8	1,2	0,88	0,9	0,74	1,6	1,2	1,3	1,6	0,86

Вопросы:

1. Понятие массового расхода.
2. Основные режимы течения потока.
3. Понятие коэффициента гидравлического сопротивления.
4. Уравнение Бернулли.
5. Закон сохранения массы.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 6

Гидравлические расчёты сложных трубопроводов

Теоретическая часть

Различают четыре категории сложных трубопроводов:

I. Коллектор постоянного диаметра с распределенным по длине отбором продукции (раздаточный коллектор в резервуарах, отстойниках, сепараторах) (рис 6.4).

II. Сборный коллектор переменного диаметра с распределенным по длине поступлением продукции (система сбора скважинной продукции) (рис 6.1).

III. Коллектор с параллельным участком трубопровода (байпас на водоводах) (рис 6.3).

IV. Замкнутый коллектор (кольцевой водовод) (рис 6.2).

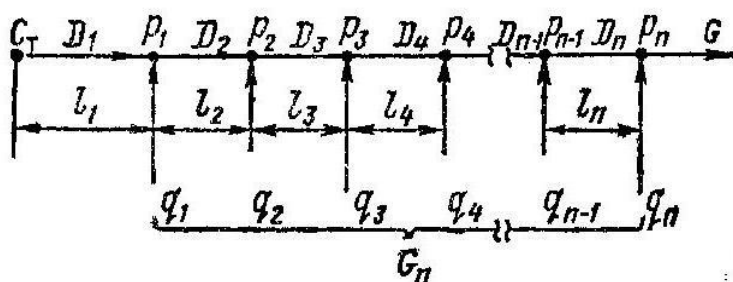


Рисунок 6.1 – Сборный коллектор переменного диаметра с распределенным поступлением продукции

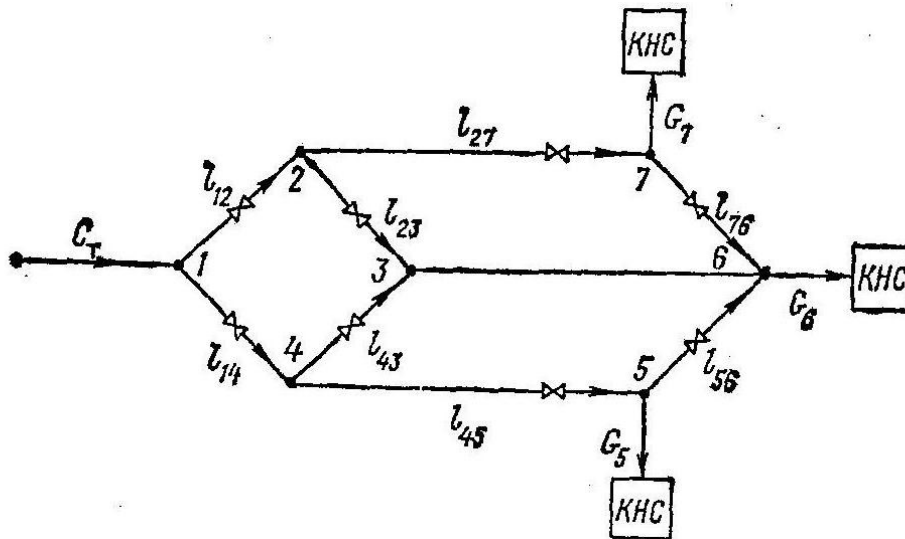


Рисунок 6.2 – Схема сложного кольцевого водовода

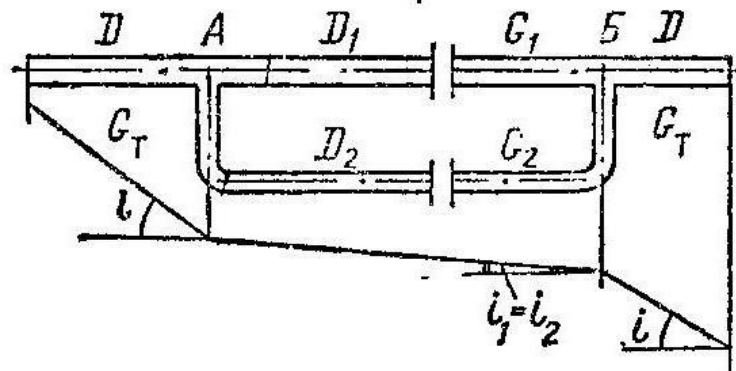


Рисунок 6.3 – Коллектор с параллельным участком

Гидравлический расчет трубопровода I категории

Введем понятие о двух расходах:

- транзитный расход жидкости Q_T , который поступает на участки, примыкающие к рассматриваемому;
- путевой расход жидкости (Q_{Π} – суммарный путевой расход жидкости), который отбирается по длине коллектора через как сумма всех отборов q_i по длине.

Уравнение материального баланса:

$$Q = Q_T + Q_{\Pi} = Q_T - \sum_{i=1}^n q_i, \quad (6.1)$$

где q_i – объёмные расходы жидкости в ответвлениях.

Расчетная схема сложного трубопровода I категории представлена на рис. 6.4.

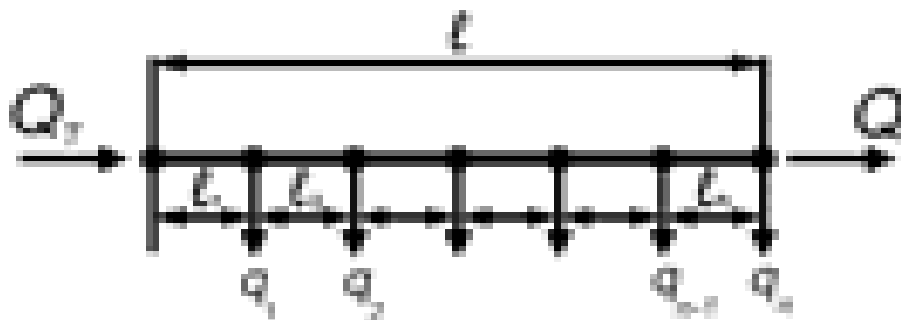


Рисунок 6.4 – Расчетная схема сложного трубопровода I категории.

Поскольку диаметр раздаточного коллектора одинаков на всем протяжении, а расходы жидкости на различных участках разные, то и режимы течения на каждом участке могут быть разные (рис. 6.4).

Перепад давления при расчете сложных трубопроводов можно рассчитывать и по формуле Дарси-Вейсбаха и по формуле Лейбензона:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot v^m \cdot l}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g, \text{ Па.} \quad (6.2)$$

Для рассматриваемого случая перепад на 1-ом участке трубопровода будет:

$$P - P_1 = \beta_1 \cdot \frac{(Q_T)^{2-m} \cdot v^m \cdot l_1}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g. \quad (6.3)$$

На втором участке

$$P_1 - P_2 = \beta_2 \cdot \frac{(Q_T - q_1)^{2-m} \cdot v^m \cdot l_2}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g. \quad (6.4)$$

На n-ом участке:

$$P_{n-1} - P_n = \beta_n \cdot \frac{(Q_T - (q_1 + q_2 + \dots + q_n))^{2-m} \cdot v^m \cdot l_n}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g. \quad (6.5)$$

Общий перепад по всей длине коллектора:

$$P - P_n = \frac{v^m \cdot \rho \cdot g}{d} \cdot [\sum_{i=1}^{n-1} (Q_T - \sum_{i=1}^{n-1} q_i)^{2-m} \cdot l_i \cdot \beta_i]. \quad (6.6)$$

Таким образом, для сложного трубопровода I категории общий перепад давления равен сумме падений давления по участкам:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i. \quad (6.7)$$

Алгоритм решения задачи на определение перепада давления:

1. Находятся скорости движения жидкости по участкам.
2. Для каждого участка трубопровода определяется режим движения жидкости по значению параметра Re и ε .
3. Рассчитывается коэффициент гидравлического сопротивления λ , если расчет ведется по формуле Дарси-Вейсбаха, или выбираются по табл. 6.1 значения коэффициентов β и m , если расчет ведется по формуле Лейбензона.

Таблица 6.1 – Формулы для расчета коэффициента гидравлического сопротивления

<i>Ламинарный режим</i>	<i>Турбулентный режим</i>		
$Re < 2320$	Зона Блазиуса	Переходная зона	Квадратичная зона
$\lambda = \frac{64}{Re}$	$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}$	$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}$
<i>Зона гидравлически гладких труб</i>		<i>Зона гидравлически шероховатых труб</i>	
$m = 1$ $\beta = \frac{128}{\pi g}$	$m = 0,25$ $\beta = \frac{0,241}{g}$	$m = 0,125$ $\beta = 0,0185 \times \varepsilon^{0,125}$	$m = 0$ $\beta = \frac{8\lambda}{\pi^2 g}$

4. Рассчитываются потери давления на каждом участке.
5. Рассчитывается общая потеря давления по всей длине коллектора, как сумма потерь на отдельных участках.

Гидравлический расчет трубопровода II категории

Возможно два варианта трубопроводов данной категории.

Первый – последовательное соединение труб разного диаметра. В этом случае расход жидкости остается постоянным по всей длине трубопровода $Q = \text{const}$, а потери напора в трубопроводе будут равны сумме потерь напора на участках:

$$h_{T\text{общ}} = h_{T1} + h_{T2} + \dots + h_i. \quad (6.8)$$

Второй вариант – переменный диаметр трубопровода и переменный по длине расход.

Уравнение материального баланса:

$$Q = Q_T + Q_{\Pi} = Q_T + \sum_{i=1}^n q_i, \quad (6.9)$$

Так как диаметры труб по участкам разные, то на разных участках возможны различные режимы течения (рис. 6.5).

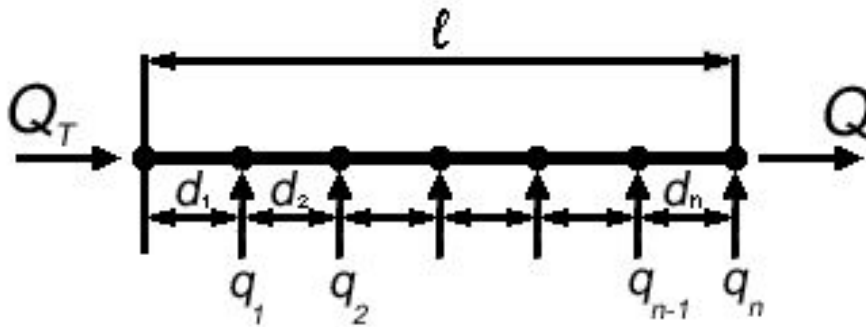


Рисунок 6.5 – Расчетная схема сложного трубопровода II категории

Алгоритм задачи на определение потери давления по всему трубопроводу аналогичен алгоритму предыдущей задачи.

Гидравлический расчет трубопровода III категории

Ответвления от основной магистрали могут быть замкнутыми и разомкнутыми.

Для замкнутых ответвлений – лупингов (от англ. – петля) – справедливы соотношения:

1. Расход, проходящий через весь разветвленный участок, равен сумме расходов в отдельных ветвях:

$$Q_{\text{общ}} = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n. \quad (6.10)$$

Потери напора для всего разветвления и в любой его ветви равны между собой, так как разность напоров в точках А и В одинакова для всех ветвей:

$$h_{\text{общ}} = h_1 = h_2 = h_n = H_A - H_B, \quad (6.11)$$

где $Q_{\text{общ}}$ и $h_{\text{общ}}$ – соответственно расход и потери напора на всем разветвленном участке.

Задача 6.1

В начало сборного коллектора длиной 10 км, диаметром 0,2 м подают товарную нефть в количестве 180 т/ч, вязкостью 20 мПа·с и плотностью 800 кг/м³. Из сборного коллектора нефть отбирают в трех точках, на расстояниях 4 км 0,2 км 3 км, соответственно, 20 т/ч, 50 т/ч, 100 т/ч. Определить общий перепад давления

Решение:

Алгоритм решения данной задачи заключается в представлении сложного трубопровода состоящим из нескольких участков, различающихся по величине расходов. Каждый участок рассчитывается отдельно как простой трубопровод. Общий перепад давления равен сумме потерь давления по участкам.

1. Вначале определяют скорость нефти до первой точки отбора

$$\omega_i = \frac{Q}{S} = \frac{4 \cdot G}{(\pi \cdot d^2) \cdot \rho} = \frac{4 \cdot 180}{(3600 \cdot 3,14 \cdot 0,2^2 \cdot 800 \cdot 10^{-3})} = 1,98 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

2. Режим движения на данном участке турбулентный, так как

$$Re_1 = \frac{\omega_1 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{1,98 \cdot 0,2 \cdot 800}{20 \cdot 10^{-3}} = 15750 > 2320 \text{ (Зона Блазиуса).}$$

3. Коэффициент гидравлического сопротивления λ определяют для каждого участка в отдельности

$$\lambda_1 = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{15750^{0,25}} = 0,028.$$

4. Потери давления на первом участке определяют по формуле:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2}{\rho} \cdot \rho.$$

$$\Delta P = 0,028 \cdot \frac{4000}{0,2} \cdot \frac{1,98^2}{2} \cdot 800 = 0,875 \text{ МПа}.$$

5. Для определения потерь на втором участке вначале рассчитывают скорость потока нефти

$$\omega_2 = \frac{(G-q_1)}{\rho \cdot S} = \frac{4 \cdot (180-20)}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,2^2 \cdot 800 \cdot 10^{-3}} = 1,76 \text{ м/с} .$$

6. Режим движения на данном участке турбулентный, так как:

$$Re_2 = \frac{\omega_2 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{1,76 \cdot 0,2 \cdot 800}{20 \cdot 10^{-3}} = 14200 > 2320 .$$

7. Потери давления на втором участке

$$\Delta P_2 = 0,0292 \cdot \frac{200}{0,2} \cdot \frac{1,76^2}{2} \cdot 800 = 0,337 \text{ МПа} .$$

8. Аналогично скорость нефти на 3 участке:

$$\omega_3 = \frac{(G-(q_1+q_2))}{\rho \cdot S} = \frac{4 \cdot (180-(20+50))}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,2^2 \cdot 800 \cdot 10^{-3}} = 1,21 \text{ м/с} .$$

9. Режим движения на данном участке турбулентный так как

$$Re_3 = \frac{\omega_3 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{1,21 \cdot 0,2 \cdot 800}{20 \cdot 10^{-3}} = 9560 > 2320 .$$

10. Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_3 = \frac{0,3164}{9560^{0,25}} = 0,0321 .$$

11. Потери давления на третьем участке

$$\Delta P_3 = 0,0321 \cdot \frac{3000}{0,2} \cdot \frac{1,21^2}{2} \cdot 800 = 0,278 \text{ МПа} .$$

12. Скорость нефти на четвертом участке

$$\omega_3 = \frac{(G-(q_1+q_2+q_3))}{\rho \cdot S} = \frac{4 \cdot (180-(20+50+100))}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,2^2 \cdot 800 \cdot 10^{-3}} = 1,11 \frac{\text{м}}{\text{с}} .$$

13. Режим движения на данном участке

$$Re_4 = \frac{\omega_4 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{1,11 \cdot 0,2 \cdot 800}{20 \cdot 10^{-3}} = 8880 > 2320 .$$

14. Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_4 = \frac{0,3164}{8880^{0,25}} = 0,0326 .$$

15. Потери давления на четвертом участке

$$\Delta P_3 = 0,0326 \cdot \frac{2800}{0,2} \cdot \frac{1,11^2}{2} \cdot 800 = 4879 \text{ Па} .$$

Общий перепад давления получают при сложении перепадов на отдельных участках

$$\Delta P = \Sigma P_i = 0,875 + 0,037 + 0,278 + 0,049 = 1,24 \text{ МПа} .$$

Задание:

Расстояние от начала коллектора и до точек отбора нефти, следующие: l_1, l_2 . Определить общий перепад давления ΔP , если начальное давление равно P . Сборный коллектор проложен горизонтально и местных сопротивлений не имеет. Исходные данные представлены в таблице 6.2.

Задача 6.2

На нефтепроводе диаметром 500 мм, перекачивающем 70,0 т/ч нефти с плотностью 820 кг/м³ и вязкостью 0,4 см²/с имеется сдвоенный участок из труб с внутренним диаметром $d_2 = 300$ мм и $d_1 = 500$ мм одинаковой длины. Определить расходы и гидравлический уклон на сдвоенном участке.

Решение:

1. Вычисляем объемный расход нефти в трубопроводе:

$$Q = \frac{G \cdot 10^3}{\rho \cdot 3600} = \frac{70 \cdot 10^3}{820 \cdot 3600} = 0,0237 \text{ м}^3/\text{с}.$$

2. Рассчитываем скорость движения в трубопроводе:

$$\omega = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,0237}{3,14 \cdot 0,5^2} = 0,1208 \text{ м/с}.$$

3. Параметр Рейнольдса:

$$Re = \frac{\omega \cdot d}{\nu} = \frac{\omega \cdot d \cdot 10^3}{\nu} = \frac{0,1208 \cdot 0,5}{0,4 \cdot 10^{-4}} = 1509 \text{ ламинарный}.$$

4. Определяем режим движения и зону сопротивления. Каждому режиму движения соответствуют коэффициенты формулы Лейбензона (таблица 6.1).

5. Рассчитываем гидравлический уклон трубопровода:

$$i = \beta \cdot \frac{Q^{2-m}}{d^{5-m}} = 4,1596 \cdot \frac{0,1208 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4}}{0,5^4} = 0,63 \cdot 10^{-4}.$$

6. Предполагая режим движения в трубах на сдвоенном участке ламинарным, определяем расход на участке АБ (рис. 6.3):

$$Q_1 = \frac{Q}{1 + \left(\frac{d_2}{d_1}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}} = \frac{0,0237}{1 + \left(\frac{300}{500}\right)^{\frac{5-1}{2-1}}} = 20,92 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

7. И по параллельной трубе диаметром 500 мм:

$$Q_2 = Q - Q_1 = (23,7 - 20,92) \cdot 10^{-3} = 2,72 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

8. Гидравлический уклон на сдвоенном участке:

$$i_2 = i_1 = \frac{i}{\left[1 + \left(\frac{d_2}{d_1}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}} \cdot \left(\frac{d}{d_1}\right)^{5-m} = \frac{63 \cdot 10^{-6}}{\left[1 + \left(\frac{300}{500}\right)^{\frac{5-1}{2-1}}\right]^{2-1}} \cdot \left(\frac{500}{500}\right)^{5-1} = 55,8 \cdot 10^{-6}.$$

9. Проверка принятого режима движения на сдвоенном участке

$$Re_1 = \frac{4 \cdot 20,92 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 0,5 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4}} = 2226;$$

$$Re_2 = \frac{4 \cdot 2,72 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 0,3 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4}} = 289.$$

Режим выбран правильно. Зная режимы движения и длины параллельных участков, легко определяют коэффициенты гидравлических сопротивлений и потери напора на трение.

Задание:

Определить расходы и гидравлический уклон на сдвоенном участке нефтепровода с известным диаметром d , расходом Q/G , плотностью ρ и вязкостью ν . На нефтепроводе имеется сдвоенный участок из труб с внутренним диаметром d_v и $d_{\text{л}}$ одинаковой длины. Исходные данные представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.2 – Исходные данные для гидравлического расчета трубопровода 1 категории сложности.

Параметр	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Длина трубопровода, км	10	8	6	12	15	7	5	9	4	3
Длина первого участка, м	3500	2000	3000	6000	5000	1500	2000	3000	1000	1000
Длина второго участка, м	1000	2000	500	2000	3000	2500	1000	3000	1000	1000
Диаметр трубопровода, мм	205	219	312	426	426	312	217	219	247	219
Массовый расход нефти, т/ч	180	200	250	270	260	240	210	230	190	235
Отбор на первом участке, т/ч	30	50	40	45	50	40	20	45	25	35
Отбор на втором участке, т/ч	40	20	40	30	20	30	30	45	35	50

Плотность нефти, кг/м ³	870	842	856	880	864	870	832	815	823	854
Динамическая вязкость нефти, Па·с	0,05	0,0149	0,023	0,002	0,04	0,025	0,032	0,027	0,019	0,012
Параметр	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Длина трубопровода, км	9	5	11	14	6	9	4	10	4	7
Длина первого участка, м	4200	1000	2500	6300	3000	1500	2000	5000	1500	3000
Длина второго участка, м	1000	3200	3500	2600	1000	4500	500	2800	1000	1300
Диаметр трубопровода, мм	200	319	242	405	426	290	215	236	247	370
Массовый расход нефти, т/ч	180	160	230	370	210	340	110	230	220	235
Отбор на первом участке, т/ч	40	35	50	45	30	20	40	35	45	25
Отбор на втором участке, т/ч	30	15	20	40	15	10	30	45	25	30
Плотность нефти, кг/м ³	856	870	848	864	820	840	850	815	833	869
Динамическая вязкость нефти, Па·с	0,06	0,015	0,031	0,012	0,004	0,042	0,052	0,031	0,019	0,011
Параметр	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Длина трубопровода, км	11	14	3	9	4	12	6	8	13	5
Длина первого участка, м	5500	4000	100	3600	1500	3500	2200	3000	4800	1400
Длина второго участка, м	2000	4000	1500	5000	1000	3500	2800	2000	5400	1500
Диаметр трубопровода, мм	295	215	286	366	210	236	257	409	284	332
Массовый расход нефти, т/ч	210	150	250	240	180	255	160	330	246	235
Отбор на первом участке, т/ч	20	55	35	40	50	30	25	45	45	40
Отбор на втором участке, т/ч	10	30	20	35	15	25	40	45	20	30
Плотность нефти, кг/м ³	876	840	864	873	855	869	878	840	842	836
Динамическая вязкость нефти, Па·с	0,06	0,0137	0,025	1,02	0,014	0,033	0,42	0,06	0,033	0,078

Таблица 6.3 – Исходные данные для гидравлического расчета трубопровода 3 категории сложности.

Параметр	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Объект	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	вода	вода
Расход	30 дм ³ /с	8 дм ³ /	8 дм ³ /с	300 м ³ /ч	182 т/ч	300 м ³ /ч	182 т/ч	900 т/су	8 дм ³ /	8 дм ³ /

		с						т	с	с
Плотность жидкости, кг/м ³	819	860	860	910	895	910	895	860	991	991
Кинематическая вязкость, 10 ⁻⁴ м ² /с	0,018 2	0,5	0,5	0,5	0,42	0,5	0,4 2	0,15	0,00 66	0,00 66
Диаметр трубы, мм	150	100	100	257	156	257	156	205	80	80
Диаметр вставки, мм	200	150	150	309	203	308	203	309	100	100
Диаметр луппинга, мм	100	100	150	257	156	257	203	205	50	80
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5	0,5
Параметр	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Объект	вода	вода	вода	вода	вода	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть
Расход	5 дм ³ / с	18 дм ³ /с	18 дм ³ /с	20 дм ³ / с	20 дм ³ / с	180 т/ч	180 т/ч	180 т/ч	80 т/ч	80 т/ч
Плотность жидкости, кг/м ³	1000	1000	1000	996	996	870	870	870	849	849
Кинематическая вязкость, 10 ⁻⁴ м ² /с	0,01 31	0,013 1	0,013 1	0,00 8	0,00 8	0,57 5	0,57 5	0,57 5	0,1376	0,13 76
Диаметр трубы, мм	100	100	100	100	100	205	211	209	205	205
Диаметр вставки, мм	156	156	130	130	125	257	257	257	257	211
Диаметр луппинга, мм	156	100	156	130	130	205	257	209	257	211
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Параметр	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Объект	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть
Расход	90 т/ч	90 т/ч	85 т/ч	80 т/ч	185 т/ч	185 т/ч	185 т/ч	208 т/ч	208 т/ч	208 т/ч

Плотность жидкости, кг/м ³	921	921	870	870	869	869	869	892	892	892
Кинематическая вязкость, 10 ⁻⁴ м ² /с	1,63 3	1633	0,59	0,59	0,40 3	0,40 3	0,40 3	0,39 7	0,397	0,39 7
Диаметр трубы, мм	211	211	257	257	267	267	267	309	309	309
Диаметр вставки, мм	257	257	309	309	309	359	315	359	359	359
Диаметр лупинга, мм	257	211	309	257	309	359	315	359	315	309
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Вопросы:

1. Схема сложного трубопровода 1 категории.
2. Понятие лупинга.
3. Схема сложного трубопровода 2 категории.
4. Схема сложного трубопровода 3 категории.
5. Схема кольцевого водовода.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 7

Катодная защита односточных магистральных трубопроводов

Теоретическая часть

Катодная защита — это электрохимическая защита от коррозии, основанная на наложении отрицательного потенциала на защищаемую деталь. Катодную защиту, как правило, совмещают с нанесением защитных покрытий.

Станции катодной защиты (СКЗ) представляют собой устройства, состоящие из источника постоянного тока или преобразователя подводимого

к ним переменного тока в постоянный, контрольных и регулирующих приборов и соединительных кабелей.

Катодная защита широко применяется для защиты от коррозии наружной поверхности больших металлоемких объектов энергетического комплекса, таких как подземные и наземные магистральные и промысловые трубопроводы нефти, газа и нефтепродуктов, тепловые сети, крупные резервуары и т.д. В случае невозможности или нецелесообразности применения катодной защиты для защиты от коррозии небольших объектов может применяться протекторная защита.

Необходимые расчетные параметры катодной защиты магистральных трубопроводов – число СКЗ, длина защитной зоны одной СКЗ и мощность одной СКЗ.

Число СКЗ, необходимое для защиты магистрального трубопровода определяется:

$$N = \frac{L_{\text{общ}}}{L_{\text{защ}}}, \quad (7.1)$$

где $L_{\text{общ}}$ – протяженность магистрального трубопровода, м;

$L_{\text{защ}}$ – длина защитной зоны одной СКЗ, м;

Длина защитной зоны определяется по следующей формуле:

$$L_{\text{защ}} = \frac{2}{\alpha} \cdot \ln \left[\frac{E_{\text{max}}}{K_B \cdot E_{\text{min}} \cdot (1 + \theta)} \right], \quad (7.2)$$

где K_B – коэффициент учитывающий взаимовлияние соседних СКЗ:

$$K_B = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{E_{\text{min}}}{E_{\text{max}}} \right)^2 \cdot (1 + \theta)}}, \quad (7.3)$$

α – величина постоянной распределения потенциалов и токов вдоль трубопровода вычисляется по формуле:

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_T}{R_{\text{из}}(\tau_{\text{нс}})}}, \quad (7.4)$$

где R_T – значение продольного сопротивления трубопровода определяется по таблице Приложения А, в зависимости от диаметра трубопровода и толщины стенки трубопровода, Ом·м;

$R_{из}(\tau_{нс})$ – сопротивление единицы длины изоляции к концу нормативного срока службы СКЗ, составляет:

$$R_{из}(\tau_{нс}) = \frac{R_{п}}{\pi \cdot D} \cdot e^{-\beta \cdot \tau_{нс}}, \quad (7.5)$$

где $R_{п}$ - переходное сопротивление труба-грунт, Ом·м²;

$\tau_{нс}$ - нормативный срок службы СКЗ, $\tau_{нс} \approx 9,5$ лет;

β - показатель скорости старения, 1/год;

θ - расчетный параметр, равный:

$$\theta = \frac{r_{г.ср}}{2 \cdot \pi \cdot Z_{к} \cdot y}, \quad (7.6)$$

где y - удаление анодного заземления от трубопровода;

$Z_{к}$ – входное сопротивление изолированного трубопровода на конец нормативного срока службы:

$$Z_{к} = 0,5 \cdot \sqrt{R_{т} \cdot R_{из}(\tau_{нс})}. \quad (7.7)$$

При катодной защите трубопроводов различают три значения потенциала:

- 1) естественный (стационарный) потенциал $E_{ест}$, существующий до включения защиты;
- 2) наложенный (расчетный) потенциал $E_{min (max)}$, дополнительно накладываемый на сооружение в результате действия защиты;
- 3) защитный (общий) потенциал сооружения, установившийся после подключения защиты.

$E_{max (min)}$ – наложенный (расчетный) потенциал, дополнительно накладываемый на сооружение в результате действия защиты:

$$E_{max} = E_{защ(max)} - E_{ест}; \quad (7.8)$$

$$E_{min} = E_{защ(min)} - E_{ест}; \quad (7.9)$$

где $E_{ест}$ – естественный (стационарный) потенциал, существующий до включения защиты;

Многочисленными измерениями установлено, что величина естественного потенциала подземных металлических сооружений колеблется

в интервале от -0,23 до -0,72 В. Если не имеется точных данных о величине естественного потенциала стали в рассматриваемом грунте, то рекомендуется принимать $E_{\text{ест}} = -0,55$ В по медносульфатному электроду сравнения (по МСЭ).

$E_{\text{защ(max)}}$ и $E_{\text{защ(min)}}$ - защитный (общий) потенциал сооружения, установившийся после подключения защиты (табл. 7.1 и 7.2)

Таблица 7.1 – Минимальные защитные потенциалы

Условия прокладки и эксплуатации трубопровода	Минимальный защитный потенциал (U_m) относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	Поляризационный	С омической составляющей
Грунты с удельным электрическим сопротивлением не менее 10 Ом·м или содержанием водорастворимых солей не более 1г на 1кг грунта, или при температуре транспортируемого продукта не более 293 К (20 °С)	Минус 0,85	Минус 0,90
Грунты с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м, или содержанием водорастворимых солей более 1г на 1кг грунта, или при опасном влиянии блуждающих токов промышленной частоты (50 Гц) и постоянных токов, или при возможной микробиологической коррозии, или при температуре транспортируемого продукта более 293 К (20°С)	Минус 0,95	Минус 1,05
Примечания 1. Для трубопроводов с температурой транспортируемого продукта не более 278 К (5°С) минимальный поляризационный защитный потенциал равен минус 0,80 В относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения. 2. Минимальный защитный потенциал с омической составляющей при температуре транспортируемого продукта от 323 К(50°С) до 343 К(70°С) - минус 1,10В; от 343 К(70°С) до 373 К(100°С) - минус 1,15В. 3. При осуществлении электрохимической защиты участка трубопровода, поврежденного коррозией (более 10% толщины стенки), минимальные защитные потенциалы должны быть на 50 мВ отрицательнее указанных величин.		

Таблица 7.2 – Максимальные защитные потенциалы

Условия прокладки и эксплуатации трубопровода	Максимальный защитный потенциал (U_0 относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	Поляризационный	С омической составляющей
При прокладке трубопровода с температурой	Минус 1,10	Минус 1,50

транспортируемого продукта выше 333 К (60°C) в грунтах с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м или при подводной прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта выше 333 К (60°C)		
При других условиях прокладки трубопроводов: - с битумной изоляцией - с полимерной изоляцией	Минус 1,15 Минус 1,15	Минус 2,50 Минус 3,50
Примечания 1 Для трубопроводов из упрочненных сталей с пределом прочности 588 МПа (60 кгс/мм ²) и более не допускаются поляризационные потенциалы более отрицательные, чем минус 1,10 В. 2 В грунтах с высоким удельным электрическим сопротивлением (более 100 Ом·м) допускаются более отрицательные потенциалы с омической составляющей, установленные экспериментально или расчетным путем в соответствии с НД.		

Мощность, потребляемая катодными установками определяется следующим образом:

$$P_{\text{скз}} = I_{\text{др}} \cdot \Delta E, \quad (7.10)$$

где $I_{\text{др}}$ - необходимая силы тока СКЗ, необходимая для обеспечения защиты магистрального трубопровода:

$$I_{\text{др}} = \frac{|E_{\text{max}}|}{Z_{\text{ср}} \cdot (1 + 2 \cdot e^{-\alpha \cdot L_{\text{защ}} + \theta})}, \quad (7.11)$$

где $Z_{\text{ср}}$ - входное сопротивление изолированного трубопровода в среднем за период эксплуатации СКЗ:

$$Z_{\text{ср}} = 0,5 \cdot \sqrt{R_{\text{т}} \cdot R_{\text{из.ср.}}}, \quad (7.12)$$

где $R_{\text{из.ср.}}$ - среднее сопротивление единицы длины изоляции за нормативный срок службы:

$$R_{\text{из.ср.}} = \frac{R_{\text{п}}}{\pi \cdot D \cdot \beta \cdot \tau_{\text{нс}}} \cdot (1 - e^{-\beta \cdot \tau_{\text{нс}}}), \quad (7.13)$$

где ΔE - напряжение на выходе СКЗ

$$\Delta E = |E_{\text{max}} - E_{\text{min}}| + I_{\text{др}} \cdot (R_{\text{пр}} + R_{\text{а}}), \quad (7.14)$$

где $R_{\text{пр}}$ - удельное электросопротивление материала провода;

$R_{\text{а}}$ - сопротивление растеканию тока с анодного заземления.

Задача 7.1

Определить необходимое число СКЗ для защиты магистрального трубопровода диаметром 820 мм, длиной 1200 км, имеющего толщину стенки, равную 9 мм. Трубопровод прокладывается по местности, участки которой имеют среднее значение удельного электросопротивления грунта вдоль трассы трубопровода $r_{г.ср} = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, переходное сопротивление труба-грунт равно $9000 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$; показатель скорости старения – 0,125 1/год; удаление анодного заземления от трубопровода – 350 м; удельное электросопротивление материала провода 1 Ом; сопротивление растеканию тока с анодного заземления 8 Ом.

Решение:

1. Т. к. среднее значение удельного электросопротивления грунта вдоль трассы трубопровода $r_{г.ср} = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м} > 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, то Минимальный защитный потенциал относительно насыщенного МСЭ принимаем по табл. 13.1 $E_{заш(мин)} = -0,9$, а максимальный защитный потенциал относительно насыщенного МСЭ принимаем для трубопроводов с битумной изоляцией по табл. 13.2 $E_{заш(маx)} = -2,5 \text{ В}$ Рассчитываем значения наложенного (расчетного) потенциала, дополнительно накладываемого на сооружение в результате действия защиты:

$$E_{\max} = -2,5 - (-0,55) = -1,95 \text{ В};$$

$$E_{\min} = -0,9 - (-0,55) = -0,35 \text{ В};$$

2. Сопротивление единицы длины изоляции к концу нормативного срока службы СКЗ, составляет:

$$R_{из}(\tau_{нс}) = \frac{9000}{3,14 \cdot 0,82} \cdot e^{-0,125 \cdot 9,5} = 1066,042.$$

3. Входное сопротивление изолированного трубопровода на конец нормативного срока службы:

$$Z_k = 0,5 \cdot \sqrt{10,7 \cdot 10^{-6} \cdot 1066,042} = 0,053401.$$

$R_T = 10,7 \cdot 10^{-6}$ Ом/м сопротивление трубопровода определяем по приложению А в зависимости от толщины стенки трубопровода и его диаметра

4. Расчетный параметр:

$$\theta = \frac{60}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,53401 \cdot 350} = 0,511.$$

5. Величина постоянной распределения потенциалов и токов вдоль трубопровода равна:

$$\alpha = \sqrt{\frac{10,7 \cdot 10^{-6}}{1066,042}} = 0,0001.$$

6. Коэффициент учитывающий взаимовлияние соседних СКЗ:

$$K_B = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{-0,35}{-1,95}\right)^2 \cdot (1 + 0,511)}} = 0,506.$$

7. Длина защитной зоны равна:

$$L_{\text{защ}} = \frac{2}{0,0001} \cdot \ln \left[\frac{-1,95}{0,506 \cdot (-0,35) \cdot (1 + 0,511)} \right] = 39721,968 \text{ м.}$$

8. Число СКЗ, необходимое для защиты магистрального трубопровода равна:

$$N = \frac{1200000}{39721,968} = 30,21.$$

Задача 7.2

Используя исходные и расчетные данные из задачи 7.1 определить мощность одной СКЗ.

1. Среднее сопротивление единицы длины изоляции за нормативный срок службы:

$$R_{\text{из.ср.}} = \frac{9000}{3,14 \cdot 0,82 \cdot 0,125 \cdot 9,5} \cdot (1 - e^{-0,125 \cdot 9,5}) = 2045,79.$$

2. Входное сопротивление изолированного трубопровода в среднем за период эксплуатации СКЗ:

$$Z_{\text{ср}} = 0,5 \cdot \sqrt{10,7 \cdot 10^{-6} \cdot 2045,79} = 0,074.$$

3. Необходимая силы тока СКЗ, необходимая для обеспечения защиты магистрального трубопровода:

$$I_{др} = \frac{|-1,95|}{0,074 \cdot (1 + 2 \cdot e^{-0,0001 \cdot 39721,968 + 0,511})} = 17,0155 \text{ А.}$$

4. Напряжение на выходе СКЗ

$$\Delta E = |-1,95 - (-0,35)| + 17,0155 \cdot (1 + 8) = 154,74 \text{ В.}$$

5. Мощность, потребляемая катодными установками определяется следующим образом:

$$P_{скз} = 17,0155 \cdot 154,74 = 2632,982 \text{ Вт.}$$

Задание:

Определить необходимое число СКЗ и мощность одной СКЗ для защиты магистрального трубопровода диаметром D , мм, длиной L , км, имеющего толщину стенки, равную δ , мм. Трубопровод прокладывается по местности, участки которой имеют среднее значение удельного электросопротивления грунта вдоль трассы трубопровода $\gamma_{г.ср}$, Ом·м, переходное сопротивление труба-грунт равно $R_{п}$, Ом·м²; показатель скорости старения – 0,125 1/год; удаление анодного заземления от трубопровода – 350 м; удельное электросопротивление материала провода 1 Ом; сопротивление растеканию тока с анодного заземления 8 Ом. Исходные данные представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Исходные данные к заданию по теме: «Катодная защита односточных магистральных трубопроводов»

№ варианта	D , мм	δ , мм	$L_{общ}$, км	$\gamma_{ср}$, Ом·м	$R_{п}$, Ом·м ²
1	530	5	800	40	8000
2	530	6	900	45	8500
3	530	7	1000	50	9000
4	530	8	1100	55	9500
5	530	9	1200	65	10000

6	720	8	800	40	8000
7	720	9	900	45	8500
8	720	10	1000	50	9000
9	720	10,5	1100	55	9500
10	720	11	1200	65	10000
11	820	8	800	40	8000
12	820	9	900	45	8500
13	820	10	1000	50	9000
14	820	10,5	1100	55	9500
15	820	11	1200	65	10000
16	1020	9	800	40	8000
17	1020	10	900	45	8500
18	1020	11	1000	50	9000
19	1020	12	1100	55	9500
20	1020	15	1200	65	10000
21	1220	11	800	40	8000
22	1220	12	900	45	8500
23	1220	14	1000	50	9000
24	1220	15	1100	55	9500
25	1220	16	1200	65	10000
26	1420	14	800	40	8000
27	1420	15	900	45	8500
28	1420	16	1000	50	9000
29	1420	17	1100	55	9500
30	1420	20	1200	65	10000

Вопросы:

1. Принцип действия катодной защиты.
2. Понятие станции катодной защиты.
3. Формула для определения числа СКЗ, необходимых для защиты трубопровода.
4. Мощность одной СКЗ.
5. Понятие естественного (стационарного) потенциала.
6. Понятие расчетного потенциала.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 8

Оценка эффективности ингибиторов коррозии**Теоретическая часть**

Коррозией называется процесс разрушения металлов в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды.

Скорость коррозии K_T выражают числом граммов металла, разрушенного в течение года на площади 1 м (г/м час) или распространением процесса в глубину (мм/год).

$$K_M = \frac{m_0 - m_1}{S \cdot \tau}, \quad (8.1)$$

где m_0 - начальная масса металла до испытания, г;

m_1 - масса металла после испытания, г;

S - рабочая поверхность образца, м²;

τ - продолжительность испытания, час.

Ингибиторы коррозии

Научно обоснованная и технически грамотно организованная ингибиторная защита металла внутренней поверхности трубопроводов позволяет существенно повысить их надежность, долговечность и промышленную безопасность.

Ингибиторы - это вещества органического или неорганического происхождения, которые обладают способностью снижать скорость коррозионного процесса. Ингибиторы являются поверхностно активными веществами.

Механизм действия ингибиторов сводится к следующему: полярные молекулы ингибитора адсорбируются на внутренней поверхности трубы, образуя пленку, защищающую внутреннюю поверхность трубы от контакта с водой. Таким образом, устраняется одно из необходимых условий для протекания электрохимической реакции: из-за наличия защитной пленки не может происходить разряд водородных ионов и процесс растворения металла затормаживается. Ингибитор такого типа будет называться катодным

ингибитором, т.к. он влияет на скорость реакции на катоде. Существуют анодные ингибиторы, которые влияют на скорость реакции на аноде.

Выбор ингибиторов для нефтепроводов зависит от степени обводненности продукции скважин. При обводненности до 30 % предпочтение отдается ингибиторам, растворимым в водной фазе. С увеличением содержания воды в нефти более эффективны пленкообразующие ингибиторы.

Эффективность ингибиторов коррозии зависит от многих факторов, однако очень важным условием является необходимость того, чтобы ингибитор достиг поверхности защищаемого металла и адсорбировался на ней. Низкая концентрация ингибитора может скорее привести к ускорению коррозии, чем к ее замедлению.

Применение ингибиторов - это достаточно дорогостоящая защита трубопроводов от коррозии, которая требует строгого соблюдения технологического режима. Поэтому для выбора и использования в конкретных условиях того или иного ингибитора у лица, принимающего решение, имеется информация по стоимости ингибитора и результаты лабораторных, стендовых промысловых испытаний, согласно которым по ГОСТ 9.506-87 определяются показатели защитной способности ингибитора - скорость коррозии и степень защиты по образцам-свидетелям, вводимым в поток скважинной продукции (рис. 8.1).

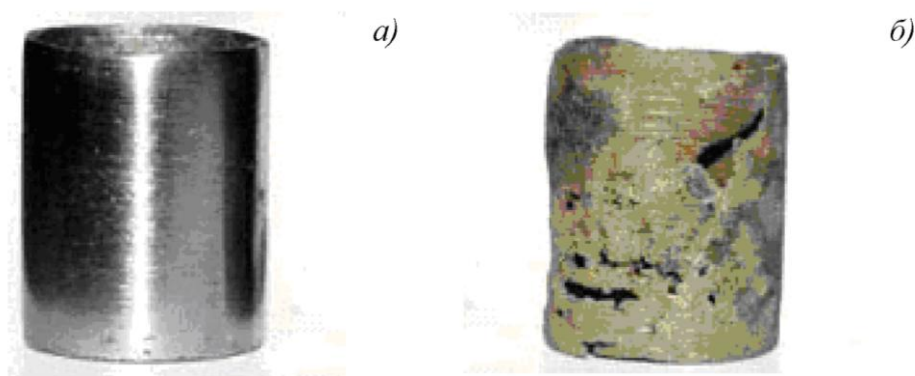


Рисунок 8.1 – Образцы-свидетели из стали: а) обработанные ингибитором; б) необработанные ингибитором

Эффективность ингибитора определяется согласно ГОСТ 9.50687:

$$z = \frac{K_1 - K_2}{K_1} \cdot 100\%, \quad (8.2)$$

или коэффициент торможения:

$$\alpha = \frac{K_1}{K_2}, \quad (8.3)$$

где K_1 и K_2 — скорости коррозии без ингибитора и с ингибитором.

Пример установки ввода ингибиторов коррозии

Для ввода ингибиторов коррозии в технологической схеме сбора и подготовки скважинной продукции используют различные блоки дозирования реагентов (рис. 8.2). Блок дозирования предназначен для дозированного ввода жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в трубопровод промысловой системы транспорта и подготовки нефти с целью осуществления внутритрубопроводной деэмульсации нефти, а также защиты трубопроводов и оборудования от коррозии.



Рисунок 8.1 – Блок дозирования реагентов «Озна Дозатор»

БДР включает:

- насос-дозатор, осуществляющий непрерывное объемное дозирование жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии;
- насос шестереночный, осуществляющий заполнение технологической емкости реагентом и периодическое перемешивание реагента в емкости;
- расходная емкость прямоугольного сечения, сварная, предназначенная для дозированного ввода определенного объема жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в трубопровод за регламентируемый промежуток времени;
- емкость технологическая прямоугольного сечения, сварная, предназначенная для хранения и подогрева реагента с помощью вмонтированного электронагревателя. Технологическая емкость соединена с указателем уровня жидкости, который служит для визуального контроля уровня жидкости.

Технологии ввода ингибиторов коррозии

На сегодняшний день существует несколько технологий применения ингибиторов коррозии, это:

- непрерывное дозирование,
- непрерывное дозирование с предварительной ударной дозировкой,
- пробковые технологии,
- периодическая подача,
- закачка в пласт.

Задача 8.1

Определить эффективность использования ингибитора коррозии «Сонкор» по коэффициенту торможения α при 2-х технологиях ввода в систему нефтесбора: 1 технология - постоянная дозировка ингибитора; 2 технология - периодическая дозировка с магнитной обработкой (табл. 8.1).

S – площадь образца-свидетеля, м^2 ;

m_1 – масса до испытания, г;

m_2 – масса после испытания при постоянной дозировке, г;

m_2' – масса после испытания при периодической дозировке + магнитная обработка, г;

τ – продолжительность испытаний при постоянной дозировке, суток;

τ' – продолжительность испытаний при периодической дозировке + магнитная обработка, суток;

y – уменьшение массы образца-свидетеля без ввода ингибитора, % в сутки.

Таблица 8.1 – Варианты заданий к расчету оценки эффективности ингибитора коррозии.

№ Варианта	$S, \text{м}^2$	$m_1, \text{г}$	$m_2, \text{г}$	$m_2', \text{г}$	$\tau, \text{суток}$	$\tau', \text{суток}$	$y, \%$
1	0,15	350	349,915	349,92	7	5	0,007
2	0,1	300	299,935	299,94	7	5	0,008
3	0,18	380	379,875	379,88	7	5	0,008
4	0,25	450	449,815	449,82	7	5	0,007
5	0,28	480	479,875	479,88	7	5	0,006
6	0,31	510	509,725	509,73	7	5	0,007
7	0,21	410	409,915	409,92	7	5	0,006
8	0,13	330	329,925	329,93	7	5	0,008
9	0,17	370	369,915	369,92	7	5	0,006
10	0,23	430	429,885	429,89	7	5	0,0075
11	0,12	320	319,925	319,93	8	6	0,007
12	0,16	360	359,915	359,92	8	6	0,008
13	0,27	470	469,865	469,875	8	6	0,008
14	0,24	440	439,875	439,885	8	6	0,007
15	0,11	310	309,935	309,945	8	6	0,006
16	0,19	390	389,895	389,905	8	6	0,007
17	0,22	420	419,915	419,925	8	6	0,006
18	0,3	500	499,725	499,735	8	6	0,008
19	0,14	340	339,915	339,925	8	6	0,006
20	0,2	400	399,885	399,895	8	6	0,0075
21	0,15	360	359,915	359,925	6	4	0,007
22	0,29	490	489,735	489,745	6	4	0,008
23	0,23	430	429,835	429,845	6	4	0,008
24	0,08	280	279,955	279,965	6	4	0,007

25	0,09	290	289,945	289,955	6	4	0,006
26	0,15	340	339,915	339,925	6	4	0,007
27	0,26	460	459,695	459,705	6	4	0,006
28	0,16	350	349,915	349,925	6	4	0,008
29	0,2	390	389,875	389,885	6	4	0,006
30	0,24	450	449,775	449,785	6	4	0,0075

Алгоритм решения:

1. Рассчитываем массу образца свидетеля без ввода ингибитора после 5-и и 7-и суток эксперимента.

$$m = m_1 \cdot (1 - y)^t, \quad (8.4)$$

2. Определяем скорость коррозии К образцов без ввода ингибитора.

3. Определяем скорость коррозии К образцов с вводом ингибитора при постоянной и периодической дозировке в сочетании с магнитной обработкой:

4. Рассчитываем эффективность ингибитора при различных технологиях ввода и коэффициент торможения.

Вопросы:

1. Понятие коррозии.
2. Способы предупреждения коррозии.
3. Формула скорости коррозии.
4. Понятие ингибиторов коррозии.
5. Технологии ввода ингибиторов коррозии.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 9

Расчет нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов

Теоретическая часть

Транспортировка и хранение нефти и нефтепродуктов сопровождаются их потерями.

Под **нормой естественной убыли** понимается допустимая величина безвозвратных потерь нефти (нефтепродуктов), происходящих непосредственно при товарно-транспортных операциях, вследствие сопровождающих их физических процессов, а также потерь, неизбежных на данном уровне состояния применяемого технологического оборудования (потерь от испарения, через уплотнения насосов и задвижек, от налипания и т.п.). В нормы естественной убыли не включаются потери нефти (нефтепродуктов), связанные с зачисткой резервуаров и транспортных емкостей, с ремонтом трубопроводов и арматуры, все виды аварийных потерь, а также потери при внутрискладских перекачках.

Нормы естественной убыли являются предельно допустимыми и применяются **только в случаях фактических недостат нефти (нефтепродуктов)**.

Списание нефти (нефтепродуктов) в пределах норм естественной убыли до установления факта недостачи запрещается.

Для применения норм естественной убыли нефти и нефтепродуктов территория Российской Федерации разделена на климатические зоны или пояса. Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов установлены для двух периодов года:

- осенне-зимнего (с 1 октября по 31 марта);
- весенне-летнего (с 1 апреля по 30 сентября),

а также в зависимости от типа и вместимости резервуаров и их оснащенности средствами защиты от потерь (понтон, газовая обвязка).

Основные формулы для определения естественной убыли нефтепродуктов представлены в табл. 9.1. в ней применены следующие обозначения:

Таблица 9.1 – Расчет естественной убыли нефтепродуктов

Источник потерь	Виды потерь		Суммарные потери ($G_n \approx G_x$)	№ формулы
	при заполн ении	при хранении		
Резервуары нефтебаз	$p_1 \cdot G_n$	$\left[p_2 + p_3 \cdot \left(\frac{M}{n} - 1 \right) \right] \cdot G_x$	$\left[p_1 + p_2 + p_3 \cdot \left(\frac{M}{n} - 1 \right) \right] \cdot G_x$	(9.1)
Резервуары баз дли- тельного хранения	—	$[p_{2д} + p_{3д} \cdot (M_d - 12)] \cdot G_x$	$[p_{2д} + p_{3д} \cdot (M_d - 12)] \cdot G_x$	(9.2)
Резервуары АЗС и пунктов заправки	не дифференцируются		$p_{АЗС} \cdot G$	(9.3)
Земляные амбары	не дифференцируются		$p_{ам} \cdot F \cdot M_x$	(9.4)

G_n , G_x - количество соответственно наливаемого и хранимого нефтепродукта в течение года, т/год;

G - грузооборот по нефтепродукту, т/год; p_1 , - норматив естественной убыли нефтепродуктов при приеме в резервуары нефтебаз, кг/т (табл. 9.2, 9.4); p_2 - норматив естественной убыли нефтепродуктов при хранении в резервуарах до 1 месяца, кг/т (табл. 9.3, 9.4); p_3 - норматив естественной убыли нефтепродуктов при хранении в резервуарах свыше 1 месяца, кг/(т·мес). (табл. 9.5);

M - число месяцев в рассматриваемом календарном периоде;

n - коэффициент оборачиваемости резервуаров, 1/год;

$p_{2д}$ - норматив естественной убыли нефтепродуктов при приеме, отпуске и хранении в первый год длительного хранения, кг/т (табл. 9.6);

$p_{3д}$ - норматив естественной убыли нефтепродуктов при хранении свыше одного года (длительное хранение), кг/(т·мес). (табл. 9.7);

M_d - число месяцев длительного хранения нефтепродуктов, мес.;

РАЗС - норматив естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске на автозаправочных станциях и пунктах налива, кг/т (табл. 9.8);

p_{AM} - норматив естественной убыли мазута при приеме, отпуске и хранении в открытых земляных амбарах, кг/(мес·м²) (табл.9.9);

F - площадь поверхности испарения в амбаре, м²;

M_x - число месяцев хранения мазута в амбаре, мес.

Задача 9.1

Определить естественную убыль **автобензина** из резервуара **РВС 2000** в осенне-зимний период. Коэффициент оборачиваемости резервуара равен 15 1/год. Нефтебаза расположена в **1-й климатической зоне**. Грузооборот резервуара по бензину составляет **22500 т**.

Решение

1. По табл. 9.2, 9.3, 9.5 находим соответствующие нормативы естественной убыли: $p_1=0,12$ кг/т, $p_2=0,13$ кг/т, $p_3=0,05$ кг/(т·мес). Для определения группы нефтепродукта используем приложение Б.

2. Вычисляем искомую естественную убыль по формуле (9.1):

$$Y=(0,12+0,13+0,05 \cdot 0) \cdot 22500=5625 \text{ кг}$$

Задача 9.2

Определить естественную убыль при хранении в резервуаре **РВС 5000 3700 т автобензина с 1 октября 1991 г. по 31 марта 1993 г.** Резервуар расположен во **2-й климатической зоне**. Среднегодовая плотность бензина 750 кг/м³.

Решение

1. Находим степень заполнения резервуара:

$$\eta = \frac{G_x}{V_p \cdot \rho} = \frac{3700}{5000 \cdot 0,750} = 0,98.$$

2. По таблице 9.6, 9.7 находим соответствующие нормативы естественной убыли: в осенне-зимний период $p_{2Д}^{0-3} = 2,6 \text{ кг/т}$, $p_{3Д}^{0-3} = 0,05 \text{ кг/(т} \cdot \text{мес)}$; в весенне-летний период $p_{2Д}^{В-Л} = 3 \text{ кг/т}$, $p_{3Д}^{В-Л} = 0,28 \text{ кг/(т} \cdot \text{мес)}$.

3. Вычисляем искомую естественную убыль по формуле 9.2

$$У = [0,5 \cdot (2,6 + 3) + 0,5 \cdot (0,05 + 0,28) \cdot (18 - 12)] \cdot 3700 = 14023 \text{ кг}$$

Задача 9.3

Определить естественную убыль автобензина из заглубленных резервуаров АЗС, размещенной в **3-й климатической зоне**. Масса принятого и реализованного нефтепродукта составляет: в весенне-летний период $G^{В-Л} = 1000 \text{ т}$, в осенне-зимний $G^{0-3} = 500 \text{ т}$.

Решение

1. По таблице 9.8 находим величины соответствующих норм:

$$p_{азс}^{В-Л} = 0,56 \frac{\text{кг}}{\text{т}}, \quad p_{азс}^{0-3} = 0,48 \frac{\text{кг}}{\text{т}}.$$

2. Вычисляем искомую естественную убыль по формуле 9.3

$$У = 0,56 \cdot 1000 + 0,48 \cdot 500 = 800 \text{ кг}.$$

Таблица 9.2 – Нормы естественной убыли нефтепродуктов 1 и 2 групп при приеме в резервуары (в килограммах на 1 т принятого количества)

Тип резервуаров	Группа нефте-продук-тов	Климатические зоны							
		1		2		3		4	
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
Наземные стальные вместимостью:									
до 400 м ³	1	0,22	0,37	0,24	0,41	0,30	0,49	0,32	0,53
	2	0,20	0,36	0,22	0,39	0,22	0,47	0,29	0,52
700...1000 м ³	1	0,20	0,36	0,23	0,40	0,30	0,46	0,31	0,52
	2	0,18	0,33	0,21	0,38	0,21	0,43	0,25	0,43
2000 м ³ и более	1	0,12	0,21	0,17	0,25	0,17	0,27	0,19	0,28
	2	0,12	0,21	0,17	0,25	0,17	0,27	0,19	0,28
Наземные стальные с понтоном вместимостью:									
до 400 м ³	1	0,14	0,31	0,20	0,36	0,20	0,42	0,20	0,42
	2	0,12	0,31	0,15	0,34	0,15	0,42	0,20	0,42
700...1000 м ³	1	0,08	0,23	0,20	0,34	0,20	0,37	0,20	0,37
	2	0,07	0,23	0,15	0,29	0,15	0,14	0,06	0,18
2000 м ³ и более	1	0,06	0,12	0,06	0,14	0,06	0,14	0,06	0,18
	2	0,05	0,11	0,06	0,14	0,06	0,14	0,06	0,14
Наземные стальные, имеющие газовую обвязку, вместимостью									
до 1000 м ³	1	0,12	0,20	0,12	0,20	0,13	0,27	0,13	0,30
	2	0,10	0,13	0,12	0,17	0,12	0,18	0,13	0,19
2000 м ³ и более	1	0,11	0,20	0,11	0,25	0,12	0,27	0,13	0,15
	2	0,10	0,13	0,10	0,17	0,11	0,18	0,13	0,14

Таблица 9.3 – Нормы естественной убыли нефтепродуктов 1 и 2 групп при хранении в резервуарах до одного месяца (в килограммах на 1 т хранимого продукта в месяц)

Тип резервуаров	Группа нефте-продук-тов	Климатические зоны							
		1		2		3		4	
		осенне-зимний период	весен-не-летний период	осенне-зимний период	весен-не-летний период	осенне-зимний период	весен-не-летний период	осенне-зимний период	весен-не-летний период
Наземные стальные, вместимостью:									
до 400 м³	1	0,23	0,66	0,32	0,90	0,39	1,11	0,50	1,49
	2	0,17	0,64	0,27	0,84	0,37	1,07	0,48	1,22
700...1000 м³	1	0,16	0,65	0,28	0,88	0,32	1,05	0,39	1,34
	2	0,15	0,63	0,23	0,79	0,31	0,91	0,32	0,91
2000 м³ и болсе	1	0,13	0,34	0,14	0,45	0,15	0,48	0,16	0,56
	2	0,13	0,34	0,14	0,42	0,15	0,48	0,16	0,56
Наземные стальные с поптоном, вместимостью:									
до 400 м³	1	0,07	0,15	0,07	0,21	0,08	0,28	0,08	0,37
	2	0,05	0,14	0,06	0,18	0,06	0,22	0,08	0,33
700...1000 м³	1	0,05	0,14	0,05	0,20	0,06	0,27	0,07	0,33
	2	0,05	0,06	0,05	0,13	0,05	0,21	0,07	0,29
2000 м³ и более	1	0,05	0,08	0,05	0,10	0,05	0,11	0,05	0,16
	2	0,05	0,06	0,05	0,09	0,05	0,11	0,05	0,16
Наземные стальные, имсющие газовую обвязку, вместимостью:									
до 1000 м³	1	0,10	0,20	0,10	0,26	0,10	0,32	0,14	0,35
	2	0,06	0,20	0,08	0,25	0,08	0,26	0,14	0,28
2000 м³ и более	1	0,10	0,19	0,10	0,26	0,10	0,28	0,12	0,28
	2	0,05	0,19	0,08	0,21	0,08	0,24	0,12	0,25

Таблица 9.4 – Нормы естественной убыли нефтепродуктов 3, 4, 5, 6 групп при приеме и хранении в резервуарах до одного месяца (в килограммах на 1 т хранимого продукта в месяц)

Тип резервуаров	Группа нефтепродуктов	Климатические зоны							
		1		2		3		4	
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
Наземные стальные	3	0,08	0,15	0,11	0,18	0,12	0,20	0,10	0,22
	4	0,08	0,11	0,08	0,12	0,08	0,11	0,12	0,14
	5	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	6	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Заглубленные	3	0,07	0,08	0,07	0,08	0,07	0,12	0,07	0,14
	4	0,07	0,08	0,07	0,08	0,07	0,08	0,07	0,08
	5	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	6	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

Задание:

Решить задачи 9.1, 9.2, 9.3 согласно своим вариантам, представленным в таблице 9.10.

Таблица 9.5 – Нормы естественной убыли нефтепродуктов при хранении в резервуарах свыше одного месяца (в килограммах на 1 т хранимого продукта в месяц)

Тип резервуаров	Группа нефтепродуктов	Климатические зоны							
		1		2		3		4	
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
Наземные стальные, вместимостью:									
до 400 м ³	1	0,09	0,43	0,09	0,59	0,28	0,83	0,29	0,86
	2	0,09	0,26	0,09	0,43	0,17	0,62	0,18	0,63
	3	-	0,05	-	0,05	-	0,08	-	0,10
	4	-	-	-	-	-	0,05	-	0,05
700...1000 м ³	1	0,09	0,41	0,09	0,57	0,27	0,80	0,28	0,82
	2	0,09	0,25	0,09	0,42	0,16	0,59	0,17	0,61
	3	-	0,05	-	0,05	-	0,08	-	0,10
	4	-	-	-	-	-	0,05	-	0,05
2000 м ³ и более	1	0,05	0,24	0,09	0,37	0,13	0,46	0,14	0,52
	2	0,05	0,18	0,05	0,26	0,09	0,38	0,09	0,40
	3	-	0,05	-	0,05	-	0,05	-	0,05
	4	-	-	-	-	-	0,05	-	0,05
Наземные стальные с покрытием	1	-	0,10	-	0,15	0,05	0,19	0,05	0,20
	2	-	0,09	-	0,10	0,04	0,13	0,05	0,14
Заглубленные	1	-	0,10	0,05	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
	2	-	0,10	-	0,10	0,05	0,10	0,05	0,10
	3	-	-	-	-	-	0,05	-	0,05

Таблица 9.6 – Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, отпуске и хранении в резервуарах в первый год длительного хранения (в килограммах на 1 т принятого количества)

Тип резервуаров	Группа нефте-продук-тов	Климатические зоны					
		1		2		3	
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период
Наземные металлические с нормой загрузки 95% и выше	1	4,000	4,400	2,600	3,000	2,490	2,800
	2	3,100	3,460	2,320	2,620	1,630	1,970
	3	0,570	0,670	0,448	0,524	0,370	0,466
	4	0,252	0,324	0,183	0,233	0,180	0,214
	5	0,190	0,190	0,110	0,110	0,100	0,100
	6	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240
Наземные металлические с нормой загрузки менее 95%	1	4,000	4,400	2,700	3,050	2,490	2,800
	3	0,570	0,670	0,520	0,600	0,390	0,490
	4	0,280	0,360	0,209	0,257	0,190	0,228
	5	0,190	0,190	0,120	0,120	0,100	0,100
Заглубленные	1	2,200	2,420	1,368	2,172	1,040	1,810
	4	0,497	0,682	0,310	0,353	0,188	0,280
	5	0,122	0,160	0,080	0,110	0,064	0,082
	6	0,360	0,360	0,360	0,360	0,360	0,360

Таблица 9.8 – Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, отпуске, хранении на автозаправочных станциях и пунктах заправки (в килограммах на 1 т принятого количества)

[illegible]

Таблица 9.9 – Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, отпуске и хранении в открытых земляных амбарах (в килограммах на 1 м² поверхности испарения нефтепродукта в месяц)

Климатические зоны							
1		2		3		4	
осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
1,44	2,16	1,84	2,56	2,16	2,88	2,16	2,88

Таблица 9.10 – Варианты для расчета нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов

Варианты	Климатическая зона	Масса реализованного и принятого нефтепродукта		Тип резервуара	Продукт	Грузооборот, т	Масса хранимого продукта, т	Дата хранения, с	Дата хранения, по	Среднегодовая плотность продукта, кг/м ³
		в весенне-летний период, т	в осенне-зимний период, т							
1	1	1000	500	РВС-1000	бензин автомобильный	22500	710	01.05.2010	01.09.2011	730
2	2	1050	525	РВС-2000	бензин авиационный	22000	1560	01.09.2009	31.01.2011	740
3	3	1100	550	РВС-3000	керосин технический	21500	2150	01.06.2010	31.09.2011	750
4	2	1150	575	РВС-5000	керосин осветительный	21000	3900	01.10.2009	30.04.2011	760
5	1	1200	600	РВС-7000	топливо дизельное	20500	6200	01.02.2010	28.02.2011	770
6	2	1250	625	РВС-1000	мазут	20000	800	01.11.2009	01.07.2011	780
7	3	1300	650	РВС-2000	бензин автомобильный	19500	1300	01.04.2010	01.09.2011	790
8	3	1350	675	РВС-3000	бензин авиационный	19000	2300	01.01.2010	28.02.2011	800
9	1	1400	700	РВС-5000	керосин технический	18500	3600	01.08.2009	31.01.2011	810
10	2	1450	725	РВС-7000	керосин осветительный	18000	5200	01.06.2010	31.09.2011	820
11	3	1500	750	РВС-1000	топливо дизельное	17500	710	01.06.2010	31.09.2011	830
12	2	1550	775	РВС-2000	мазут	17000	1560	01.08.2009	31.01.2011	840
13	1	1600	800	РВС-3000	бензин автомобильный	16500	2150	01.01.2010	28.02.2011	850
14	2	1650	825	РВС-5000	бензин авиационный	16000	3900	01.04.2010	01.09.2011	860

15	3	1700	850	PBC-7000	керосин технический	15500	6200	01.11.2009	01.07.2011	870
16	2	1750	875	PBC-1000	керосин осветительный	15000	800	01.02.2010	28.02.2011	880
17	1	1800	900	PBC-2000	топливо дизельное	14500	1300	01.10.2009	30.04.2011	890
18	2	1850	925	PBC-3000	мазут	14000	2300	01.06.2010	31.09.2011	745
19	3	1900	950	PBC-5000	бензин автомобильный	13500	3600	01.09.2009	31.01.2011	755
20	3	1950	975	PBC-7000	бензин авиационный	13000	5200	01.05.2010	01.09.2011	765
21	2	2000	1000	PBC-1000	керосин технический	12500	710	01.06.2010	31.09.2011	775
22	3	2050	1025	PBC-2000	керосин осветительный	12000	1560	01.10.2009	30.04.2011	785
23	3	2100	1050	PBC-3000	топливо дизельное	11500	2150	01.02.2010	28.02.2011	795
24	2	2150	1075	PBC-5000	мазут	11000	3900	01.11.2009	01.07.2011	805
25	1	2200	1100	PBC-7000	бензин автомобильный	10500	6200	01.04.2010	01.09.2011	815
26	1	2250	1125	PBC-1000	бензин авиационный	10000	800	01.01.2010	28.02.2011	825
27	2	2300	1150	PBC-2000	керосин технический	9500	1300	01.08.2009	31.01.2011	835
28	2	2350	1175	PBC-3000	керосин осветительный	9000	2300	01.06.2010	31.09.2011	845
29	3	2400	1200	PBC-5000	топливо дизельное	8500	3600	01.06.2010	31.09.2011	855
30	2	2450	1225	PBC-7000	мазут	8000	5200	01.08.2009	31.01.2011	865

Вопросы:

1. Понятие нормы естественной убыли.
2. Хранение нефти и нефтепродуктов.

Приложение А

Значение продольного сопротивления трубопровода R_T при различной толщине стенки трубы

Таблица А.1 – Толщина стенки трубы от 4 до 9,5 мм, при условии что $\rho_T = 2,45 \cdot 10^{-7}$ Ом·м; $t = 20$ °С

Диаметр трубы D_n , м	Толщина стенки трубы $\delta_r \cdot 10^{-3}$, м										
	4,0	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0	9,5
0,146	137,0	111,0	101,0	92,8	86,0	80,2	75,1	70,6			
0,152	132,0	106,0	96,8	89,0	82,5	76,8	72,0	67,7			
0,159	126,0	101,0	92,4	85,0	78,7	73,3	68,6	64,6			
0,168	119,0	95,7	87,3	80,2	74,3	69,2	64,8	60,9			
0,180	111,0	89,1	81,3	74,7	69,2	64,4	60,3	56,7			
0,194	103,0	82,5	75,2	69,1	64,0	59,6	55,8	52,4			
0,219	90,7	72,9	66,4	61,0	56,5	52,6	49,2	46,2			
0,245	80,9	65,0	59,2	54,4	50,3	46,8	43,8	41,1			
0,273	72,5	58,2	53,0	48,7	45,0	41,9	39,2	36,8			
0,299	66,1	53,1	48,3	44,4	41,0	38,2	35,7	33,5			
0,325	60,7	48,7	44,4	40,7	37,7	35,0	32,8	30,8			
0,377	52,3	41,9	38,2	35,0	32,4	30,1	28,1	26,4	24,9		
0,426	46,2	37,0	33,7	30,9	28,6	26,6	24,8	23,3	22,0	20,8	
0,530		29,7	27,0	24,8	22,9	21,3	19,9	18,7	17,6	16,6	
0,720					16,8	15,6	14,6	13,7	12,9	12,2	11,6
0,820							12,8	12,0	11,3	10,7	10,1
1,020										8,57	8,12

Примечание – В расчет за R_r принимается величина, указанная в таблице и умноженная на 10^{-6} . Например, для труб диаметром 0,82 м и толщиной стенки 8 мм продольное сопротивление равно $12,0 \cdot 10^{-6}$ Ом/м.

Таблица А.2 – Толщина стенки трубы от 10 до 20 мм, при условии что $\rho_T = 2,45 \cdot 10^{-7}$ Ом·м; $t = 20$ °С

Диаметр трубы D_n , м	Толщина стенки трубы $\delta_r \cdot 10^{-3}$, м										
	10,00	10,5	11,0	11,5	12,0	12,5	14,0	15,0	16,0	17,0	20,0
0,72	11,00	10,50	10,00								
0,82	9,63	9,18	8,76	8,39							
1,02	7,72	7,36	7,03	6,72	6,45	6,19	5,54	5,17	4,85	4,57	
1,22			5,86	5,61	5,38	5,17	4,62	4,31	4,05	3,81	3,25
1,42							3,96	3,70	3,47	3,27	2,79
1,62							3,47	3,24	3,04	2,86	2,44

Примечание – В расчет за R_r принимается величина, указанная в таблице и умноженная на 10^{-6} . Например, для труб диаметром 1,02 м и толщиной стенки 12 мм продольное сопротивление равно $6,45 \cdot 10^{-6}$ Ом/м.

Приложение Б

Распределение нефтепродуктов по группам

1 группа

1. Бензины автомобильные

2 группа

1. Бензин-растворитель для резиновой промышленности
2. Бензины авиационные
3. Бензол нефтяной

3 группа

1. Бензин-растворитель для лакокрасочной промышленности
2. Керосин для технических целей
3. Этилбензол технический

4 группа

1. Пенообразователь
2. Керосин осветительный

5 группа

1. Топливо дизельное
2. Топливо моторное
3. Масло поглотительное нефтяное
4. Спирты синтетические жирные первичные фракции

6 группа

1. Мазут
2. Масла смазочные
3. Битумы нефтяные жидкие

7 группа

1. Смазки всех марок
2. битумы твердые
3. Церезин
4. Пасты разные
5. Разные твердые нефтепродукты

8 группа

1. Нефти разные

Список рекомендуемой литературы

Список основной литературы

1. Бутзулак, Б. В.. Организационно- технологические схемы производства работ при сооружении магистральных трубопроводов [Текст] / Б. В. Бутзулак, Г. Г. Васильев, В. А. Иванов – М.: Газпром, 2002.
2. Васильев, Г. Г. Трубопроводный транспорт нефти. [Текст] / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А., Коршак А. А. – М. : Недра, 2002.
3. Чухарева Н.В., А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин – Транспорт скважинной продукции: учебное пособие. [Текст] – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 357 с.
4. Бахмат Г.В., Васильев Г.Г., Гольянов А.И. и др. – Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах [Текст] / Под общ.ред Земенкова Ю.Д. – М.: Недра, 2004. — 544 с.

Список дополнительной литературы

5. Медведев, В. Ф. Сбор и подготовка нефти и воды [Текст] / В. Ф. Медведев – М.: Недра, 1986.
6. Лутошкин, Г. С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промысле [Текст] / Г. С. Лутошкин, И. И. Дунюшкин – М.: Недра, 1985