

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»
Кафедра нефтегазовых технологий

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМ

Программа и методические указания

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета
2013

Составитель канд. техн. наук В.А. Мордвинов

УДК 622.276

Э41

Рецензент

канд. техн. наук *В.В. Поплыгин*

(Пермский национальный исследовательский
политехнический университет)

Э41 **Эксплуатация** нефтегазопромысловых систем : программа и метод. указания / сост. В.А. Мордвинов. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 31 с.

Представлены рабочая программа дисциплины с одноименным названием, перечень контрольных вопросов для подготовки к экзамену и методические указания по выполнению контрольной работы.

Предназначено для студентов заочной формы обучения по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 622.276

© ПНИПУ, 2013

СОДЕРЖАНИЕ

1. Рабочая программа дисциплины	5
1.1. Цели и задачи дисциплины.....	5
1.2. Содержание дисциплины.....	6
1.3. Перечень практических занятий	8
1.4. Самостоятельная работа студентов	8
1.5. Контрольная работа.....	8
1.6. Учебно-методические материалы	8
1.6.1. Список литературы основной.....	8
1.6.2. Список литературы дополнительной.....	8
2. Задание и методические указания по выполнению контрольной работы	10
2.1. Задача 1. Выбор типоразмера и определение необходимого количества гравитационных вертикальных и горизонтальных сепараторов для отделения газа от нефти (1-я ступень сепарации)	10
2.1.1. Основные положения	10
2.2.2. Порядок решения задачи	13
2.2. Задача 2. Гидравлический расчет нефтесборного коллектора (нефтепровода) от дожимной насосной станции (ДНС) до центрального сборного пункта (ЦСП).....	15
2.2.1. Основные положения	15
2.2.2. Определение пропускной способности нефтепровода.....	17
2.2.3. Определение диаметра нефтепровода	17
2.2.4. Определение давления в начале нефтепровода	18
2.3. Задача 3. Гидравлический расчет газопровода от сепарационной установки (1-я ступень сепарации для группы нефтесобирающих скважин) до газокompрессорной станции	19
2.3.1. Основные положения	19
2.3.2. Порядок решения задачи	20
2.4. Задача 4. Построение графика изменения давления по длине промыслового газосборного коллектора.....	20

2.4.1. Схема газосборного коллектора с двумя подводами по пути	20
2.4.2. Исходные данные	21
2.4.3. Общие положения	21
2.4.4. Порядок решения задачи	22
2.5. Задача 5. Выполнение принципиальных технологических схем.....	22
3. Исходные данные для решения задач.....	24
4. Контрольные вопросы для подготовки к экзамену	27

1. РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ

1.1. Цели и задачи дисциплины

Цель преподавания и изучения дисциплины «Эксплуатация нефтегазопромысловых систем» – подготовка дипломированных специалистов (специальность 130503) для профессиональной деятельности в области проектирования и эксплуатации систем сбора и промышленной подготовки продукции нефтяных и газовых скважин.

Предметом изучения данной дисциплины являются следующие объекты:

- физические и физико-химические явления и процессы, лежащие в основе сбора и подготовки нефти, газа и воды на нефтяных и газовых промыслах;
- технологии и технические средства, применяемые при сборе и подготовке продукции нефтяных и газовых промыслов (нефть, попутный нефтяной газ, природный газ, газовый конденсат) в соответствии с существующими требованиями к ее качеству;
- методы и методики расчета нефтегазосборных систем, аппаратов и установок.

В результате изучения дисциплины и производственного обучения (производственная практика) студент должен:

- получить необходимые знания в области научных основ нефтегазопромысловых процессов сбора и подготовки продукции скважин;
- знать основные положения и принципы проектирования систем сбора и подготовки скважинной продукции;
- научиться выполнять технологические и гидравлические расчеты;
- освоить методы и приемы контроля технологических процессов;
- иметь навыки работы по обслуживанию (эксплуатации) нефтегазопромысловых систем.

1.2. Содержание дисциплины

1.2.1. Введение. Технологические процессы добычи нефти и газа. Состав нефтегазопромысловых систем, предназначенных для сбора и подготовки продукции скважин. Основные задачи курса. Краткий обзор учебной и научно-технической литературы по вопросам проектирования, создания и эксплуатации нефтегазопромысловых систем.

1.2.2. Характеристика продукции нефтедобывающих скважин. Нефть и попутный нефтяной газ: состав, свойства, классификации. Использование нефти и нефтяного газа в народном хозяйстве. Вода, добываемая попутно с нефтью. Состав, свойства пластовой воды. Особенности разработки и эксплуатации нефтяных месторождений при наличии воды в продукции скважин.

1.2.3. Технологический процесс сбора и промышленной подготовки продукции нефтяных скважин. Требования к системам сбора и подготовки.

1.2.4. Основные технологические схемы сбора скважинной продукции (бакинская, восточная, Бароняна-Везирова, грозненская, институтов ТатНИПИнефть, Гипровостокнефть и др.), их особенности, преимущества, недостатки. Классификация схем промышленного сбора.

1.2.5. Измерение дебитов, обводненности, газовых факторов нефтедобывающих скважин. Индивидуальные и групповые установки для неавтоматизированного измерения дебитов и газовых факторов. Учет наличия воды и окклюдированного газа в добываемой нефти при измерении. Индивидуальные и групповые автоматизированные установки для измерения продукции скважин: состав, назначение, принцип работы.

1.2.6. Сепарация нефти. Механизм и виды сепарации (отделения газа от жидкости), типы сепараторов. Вывод уравнений мольной концентрации компонентов в газовой и жидкой фазах; расчет распределения многокомпонентных систем по фазам с использованием уравнений мольной концентрации компонентов. Эмпириче-

ский метод расчета сепарации. Технологический расчет гравитационных и инерционных сепараторов. Автоматизированные сепарационные установки.

1.2.7. Промысловые нефтепроводы. Общая характеристика промысловых нефтепроводов. Гидравлический расчет простых и сложных нефтепроводов. Гидравлический расчет нефтепроводов при перекачке газожидкостных смесей, неньютоновских жидкостей, при неизотермическом движении жидкости. Механический расчет нефтепроводов. Осложнения при эксплуатации нефтепроводов.

1.2.8. Промысловая подготовка нефти и нефтяного газа.

Требования к качеству товарной нефти. Характеристика нефтяных эмульсий, условия их образования. Разрушение нефтяных эмульсий (деэмульсация). Методы и механизмы разрушения. Деэмульгаторы нефтяных эмульсий.

Трубная деэмульсация. Предварительное обезвоживание нефти. Установки промысловой подготовки нефти. Технологический процесс подготовки (обезвоживание, обессоливание, стабилизация). Подготовка нефтяного газа к транспорту.

1.2.9. Подготовка и утилизация сточных вод на промыслах.

1.2.10. Промысловые резервуары. Товарные парки. Потери нефти от испарения. Учет товарной нефти.

1.2.11. Водоснабжение и водоподготовка в системах поддержания пластового давления.

1.2.12. Характеристика продукции газовых скважин. Природный газ, газовый конденсат: состав, основные физико-химические свойства, использование в народном хозяйстве.

1.2.13. Технологический процесс сбора и подготовки природного газа к магистральному транспорту.

1.2.14. Промысловые газопроводы, их характеристика. Гидравлический расчет газопроводов. Механический расчет газопроводов.

1.2.15. Осушка природного газа на промыслах.

1.2.16. Очистка газа от сероводорода и двуокиси углерода.

1.2.17. Промысловые дожимные компрессорные станции. Головные сооружения магистральных газопроводов.

1.3. Перечень практических занятий

1.3.1. Решение задач по определению состава и свойств продукции нефтяных и газовых скважин.

1.3.2. Технологический расчет сепараторов.

1.3.3. Гидравлический расчет нефтепроводов.

1.3.4. Гидравлический расчет газопроводов.

1.4. Самостоятельная работа студентов

Объем самостоятельной работы по всем разделам дисциплины составляет 108 ч.

1.5. Контрольная работа

Контрольная работа выполняется при изучении дисциплины и подготовке к экзамену по курсу в соответствии с методическими указаниями.

1.6. Учебно-методические материалы

1.6.1. Список литературы основной

1. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: учеб. пособие. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 320 с.

2. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учеб. – М.: Недра, 1979. – 319 с.

3. Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: учеб. пособие. – М.: Недра, 1984. – 135 с.

1.6.2. Список литературы дополнительной

1. Байков Н.М., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промышленная подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1981. – 261 с.

2. Байков Н.М., Сайфутдинова Х.Х., Авдеева Г.Н. Лабораторный контроль при добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1983.

3. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. – М.: Недра Бизнесцентр, 1999. – 596 с.
4. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомина, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1999. – 473 с.
5. Дуношкин И.И., Мищенко И.Т., Елесева Е.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды: учебное пособие для вузов. – М., 2004. – 448 с.
6. Медведев В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах. – М.: Недра, 1987. – 144 с.
7. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. – М.: Недра, 1982. – 221 с.
8. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: Фэн, 2000. – 416 с.
9. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. – Казань: Фэн, 2002. – 512 с.
10. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. – Казань: Фэн, 2002. – 408 с.

2. ЗАДАНИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ

Контрольная работа включает: а) краткое изложение теоретического материала по теме задачи; б) решение задач; в) составление технологических схем и описание процессов сбора и подготовки в соответствии с выданным заданием.

Задание на выполнение контрольной работы выдается студентам в период установочных занятий (установочной сессии). Исходные данные для решения задач могут приниматься для конкретных действующих промысловых объектов (по месту работы студентов-заочников) или по табл. 1 данного учебно-методического пособия. Номер варианта исходных данных сообщается студенту преподавателем при выдаче задания на выполнение контрольной работы.

2.1. Задача 1. Выбор типоразмера и определение необходимого количества гравитационных вертикальных и горизонтальных сепараторов для отделения газа от нефти (1-я ступень сепарации)

2.1.1. Основные положения

Технологический (гидравлический) расчет гравитационных сепараторов ведется на пропускную способность по газу и (или) по жидкости. В первом случае газ рассматривается в виде сплошной фазы (сплошного потока), поднимающейся снизу вверх в сепараторе, а жидкость – в виде отдельных капель (частиц), опускающихся в потоке газа в нижнюю часть аппарата. При расчете на пропускную способность по жидкости она рассматривается в виде сплошной фазы, а газ – в виде отдельных пузырьков, всплывающих в опускающемся или поднимающемся слое жидкости.

Условие разделения фаз при расчете сепаратора на пропускную способность по газу

$$W_r \geq V_r \quad (1)$$

где W_r – скорость падения частицы жидкости под действием силы тяжести в неподвижной газовой среде; V_r – скорость восходящего газового потока.

Скорость опускания частицы жидкости в восходящем потоке газа

$$W_{\text{оп}} = W_r - V_r. \quad (2)$$

Условие разделения фаз при расчете сепаратора на пропускную способность по жидкости

$$W_{\text{п}} \geq V_{\text{ж}}, \quad (3)$$

где $W_{\text{п}}$ – скорость всплывания газового пузырька в неподвижной жидкости; $V_{\text{ж}}$ – скорость опускания или подъема слоя жидкости в сепараторе.

Скорость подъема (всплывания) пузырька газа в опускающейся жидкости

$$W_{\text{вс}} = W_{\text{п}} - V_{\text{ж}}, \quad (4)$$

в поднимающемся слое жидкости

$$W_{\text{вс}} = W_{\text{п}} + V_{\text{ж}}. \quad (5)$$

Скорость падения шарообразной частицы жидкости в неподвижном газе может быть определена по следующим формулам:

а) при размере частиц не более 80 мкм (формула Стокса)

$$W_r = \frac{d_r^2 \cdot \rho_{\text{ж}} - \rho_r \cdot g}{18 \cdot \mu_r}, \quad (6)$$

где d_r – размер (диаметр) частицы, м; $\rho_{\text{ж}}$ и ρ_r – плотность жидкости и газа при условиях сепарации, кг/м³; μ_r – динамическая (абсолютная) вязкость газа при условиях сепарации, Па·с; g – ускорение свободного падения, м/с²;

б) для частиц размером 300–800 мкм (формула Аллена)

$$W_r = 0,153 \cdot \frac{d_r^{1,14} \cdot \rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}^{0,71} \cdot g^{0,71}}{v_{\text{г}}^{0,43} \cdot \rho_{\text{г}}^{0,71}}, \quad (7)$$

где $v_{\text{г}}$ – кинематическая вязкость газа, м²/с;

в) для частиц размером более 800 мкм (формула Ньютона)

$$W_r = 1,74 \cdot \left(\frac{d_r \cdot \rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}} \cdot g}{\rho_{\text{г}}} \right)^{0,5}. \quad (8)$$

При расчетах диаметр частиц можно принять равным 100 мкм. Для нахождения W_r , соответствующей этому размеру, следует выполнить вычисления по формуле Стокса, задавшись тремя значениями d_r (например, 50,65 и 80 мкм), и по формуле Аллена (например, при $d_r = 300$; 350 и 400 мкм), построить график изменения W_r от d_r и по этому графику определить W_r при $d_r = 100$ мкм.

Скорость восходящего потока газа

$$V_{\text{г}} = Q_{\text{г}} / F, \quad (9)$$

где $Q_{\text{г}}$ – объемный расход газа в сепараторе; F – площадь сечения сепаратора в плоскости, нормальной к потоку газа.

Очевидно, что

$$Q_{\text{г}} = Q_{\text{г}0} \cdot \frac{P_0}{P} \cdot \frac{T}{T_0} \cdot \frac{z}{z_0}, \quad (10)$$

где $Q_{\text{г}0}$ – объемный расход газа, приведенный к нормальным ($T_0 = 273$ К) или к стандартным ($T_0 = 293$ К) условиям; P_0 и T_0 – атмосферное давление и нормальная (или стандартная) температура; P и T – давление и температура газа в сепараторе; Z_0 и Z – коэффициенты сверхсжимаемости газа при нормальных (стандартных) условиях и при P , T .

Отношение Z / Z_0 для условий первой ступени сепарации можно принять равным 0,95.

Скорость всплывания газового пузырька в неподвижной жидкости

$$W_{\text{п}} = \frac{d_{\text{п}}^2 \cdot \rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}} \cdot g}{18 \cdot \mu_{\text{ж}}}, \quad (11)$$

где $d_{\text{п}}$ – диаметр пузырька; $\mu_{\text{ж}}$ – динамическая вязкость жидкости.

При расчете сепаратора на пропускную способность по жидкости диаметр пузырька газа можно принять равным 0,6 мм.

Скорость опускания или подъема слоя жидкости в сепараторе

$$V_{\text{ж}} = Q_{\text{ж}} / F, \quad (12)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – объемный расход жидкости.

2.2.2. Порядок решения задачи

- Для заданных исходных данных определяется количество газа $Q_{\text{г0}}$, поступающего в сепаратор в свободном состоянии вместе с нефтью. Для этого из общего количества газа, определяемого величиной газового фактора, вычитается объем газа, растворенного в нефти при давлении сепарации. Этот объем определяется с учетом коэффициента растворимости газа в нефти (коэффициент Генри) или по кривым разгазирования нефти.

- Определяется плотность газа при температуре и давлении в сепараторе

$$\rho_{\text{г}} = \rho_{\text{г0}} \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{z_0}{z}, \quad (13)$$

где $\rho_{\text{г0}}$ – плотность газа при нормальных или стандартных условиях.

- С учетом формул (9), (10) и условия (1) при $V_{\text{г}} = W_{\text{г}}$ ($d_{\text{г}} = 100$ мкм) определяется внутренний расчетный диаметр вертикального гравитационного сепаратора

$$D_{\text{в}} = \left(\frac{1,474 \cdot 10^{-5} \cdot Q_{\text{г0}} \cdot P_0 \cdot T \cdot Z}{V_{\text{г}} \cdot P \cdot T_0 \cdot Z_0} \right)^{0,5}, \text{ м}, \quad (14)$$

где $Q_{\text{г0}}$ – в м³/сут.

Выбирается ближайший больший стандартный размер (диаметр) сепаратора (табл. 1).

Таблица 1

Характеристика вертикальных сепараторов

Условный диаметр сепаратора, м	Рабочее давление (максимальное), МПа	Максимальная пропускная способность по газу, тыс. м ³ /сут	Высота корпуса, м
0,4	1,6	80,0	3,525
0,6	0,6	100,0	3,630
	1,6	180,0	3,630
0,8	0,6	175,0	3,710
	1,6	320,0	3,720
1,0	0,6	275,0	3,810
	1,6	500,0	3,820
1,2	0,6	400,0	3,900
	1,6	730,0	3,920
1,4	0,6	540,0	4,000
1,6	0,6	720,0	4,110

- Определяется расчетный диаметр горизонтального гравитационного сепаратора

$$D_r = \frac{1,474 \cdot 10^{-5} \cdot Q_{r0} \cdot P_0 \cdot T \cdot Z}{V_r \cdot L \cdot P \cdot T_0 \cdot Z_0}, \quad (15)$$

где L – длина сепаратора – расстояние между входным и выходным патрубками сепаратора, м (можно принять $L = 3$ м).

Выбирается стандартный размер (диаметр) сепаратора (табл. 2).

- Определяется пропускная способность сепараторов по жидкости

$$Q_{ж} \leq 86\,400 \cdot F \cdot W_{п}, \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (16)$$

где F – площадь зеркала (поверхность раздела газовой и жидкой фаз) в сепараторе.

Для вертикального сепаратора площадь зеркала принимается равной площади поперечного (нормального к направлению потока)

сечения. Для горизонтального сепаратора площадь F является функцией уровня жидкости в сепараторе. При высоте подъема уровня жидкости, равной X ,

$$F = 2L\sqrt{X(D - X)}. \quad (17)$$

Высоту X можно принять равной 0,25D.

Т а б л и ц а 2

Характеристика сепараторов типа НГС

Сепарационная установка	Максимальное рабочее давление, МПа	Диаметр сепаратора, м	Пропускная способность (максимальная)	
			по газу, тыс. м ³ /сут.	по жидкости, м ³ /сут.
НГС 6-1400	0,6	1,4	150,0	2000,0
НГС 16-1400	1,6	1,4	260,0	2000,0
НГС 6-1600	0,6	1,6	340,0	5000,0
НГС 16-1600	1,6	1,6	590,0	5000,0
НГС 6-2200	0,6	2,2	600,0	10000,0
НГС 16-2200	1,6	2,2	1000,0	10000,0
НГС 6-2600	0,6	2,6	1000,0	20000,0
НГС 16-2600	1,6	2,6	1800,0	20000,0
НГС 6-3000	0,6	3,0	1500,0	30000,0
НГС 16-3000	1,6	3,0	2700,0	30000,0

- Если пропускная способность сепаратора по жидкости, полученная по формуле (16), окажется меньше общего количества нефти, получаемой из скважин (по заданным условиям задачи), следует увеличить диаметр сепаратора на один размер (с проверочным расчетом).

2.2. Задача 2. Гидравлический расчет нефтесборного коллектора (нефтепровода) от дожимной насосной станции (ДНС) до центрального сборного пункта (ЦСП)

2.2.1. Основные положения

При гидравлическом расчете нефтепровода решают одну из трех задач: а) определение пропускной способности нефтепровода; б) определение диаметра трубы; в) определение давления в начале нефте-

провода (давление на выкиде насосов ДНС). Выполнение расчетов основано на формуле Дарси–Вейсбаха. Допускается, что потери напора в местах местных сопротивлений $h_{м.с} \ll h_{тр}$, где $h_{тр}$ – потери напора на трение жидкости по длине трубы

$$h_{тр} = \lambda \frac{L U^2}{D 2g}, \quad (18)$$

где L – длина нефтепровода или отдельного его участка; D – внутренний диаметр трубы; U – средняя скорость движения жидкости в трубе; g – ускорение свободного падения; λ – коэффициент гидравлических сопротивлений.

Для ламинарного режима течения, когда $Re \leq 2320$,

$$\lambda = 64 Re^{-1} \text{ (формула Стокса)}. \quad (19)$$

Число Re (критерий подобия) определяется по формуле

$$Re = \frac{U \cdot D}{\nu} \quad (20)$$

где ν – коэффициент кинематической вязкости нефти.

Для переходного и турбулентного режимов ($2320 < Re < Re_1$)

$$\lambda = 0,3164 Re^{-0,25} \text{ (формула Блазиуса)}, \text{ при этом} \quad (21)$$

$$Re_1 = \frac{59,6}{\varepsilon^{7/8}} \text{ (граничное значение числа Рейнольдса)}, \quad (22)$$

где ε – относительная шероховатость труб, $\varepsilon = K_s / D$; K_s – эквивалентная шероховатость внутренних стенок трубы (можно принять, $K_s \approx 1,4 \cdot 10^{-5}$ м).

Если при гидравлическом расчете нефтепровода неизвестны диаметр и давление в начале трубы, задаются скоростью движения жидкости в пределах 1,0...1,5 м/с при вязкости от 1 до 150 мм²/с и 0,5...1,0 – при более высокой вязкости.

После выбора стандартного размера (диаметра) трубы (табл. 3) при известном объемном расходе жидкости уточняют скорость ее движения.

Давление P_1 в начале трубопровода при полном заполнении его жидкостью определяется по формуле

$$P_1 = P_2 \pm \Delta Z \cdot \rho \cdot g + h_{\text{тр}} \cdot \rho \cdot g, \quad (23)$$

где P_1 – давление в конце нефтепровода; ΔZ – разница геометрических (высотных) отметок начала и конца нефтепровода, $\Delta Z = Z_2 - Z_1$. При $Z_2 > Z_1$ величина ΔZ принимается со знаком (+), при $Z_2 < Z_1$ – со знаком (-). Отдельные участки нефтепровода могут иметь высотные отметки, превышающие Z_2 ($Z_2 > Z_1$), что необходимо учитывать при заполнении трубы жидкостью.

2.2.2. Определение пропускной способности нефтепровода

- *Исходные данные:* диаметр (внутренний) трубы D ; длина нефтепровода L ; давление в начале нефтепровода P_1 ; давление в конце нефтепровода P_2 ; высотные отметки Z_1 и Z_2 ; вязкость перекачиваемой жидкости (нефти) ν ; плотность жидкости ρ .

- Порядок решения.

- а) из равенства (23) находят $h_{\text{тр}}$;

- б) из формулы (18), приняв режим течения жидкости в трубе ламинарным (формула Стокса для λ), находят скорость движения жидкости U ;

- в) находят число Re ;

- г) если $Re \leq 2320$, определяют $Q = 0,785D^2U$ и считают задачу решенной; если $Re > 2320$, возвращаются к пункту б), приняв режим течения турбулентным (формула Блазиуса для λ), и повторяют расчеты по определению Q .

2.2.3. Определение диаметра нефтепровода

- *Исходные данные:* Q ; L ; P_1 ; P_2 ; Z_1 ; Z_2 ; ν ; ρ .

- Порядок решения:

- а) из выражения (23) находят $h_{\text{тр}}$;

- б) из формулы (18), приняв режим течения ламинарным, находят при заданном Q расчетный диаметр, по которому выбирают стандартный размер труб D (см. табл. 3);

в) определяют скорость $U = Q / (0,785D^2)$;

г) находят число Re. Если $Re \leq 2320$, считают задачу решенной. При $Re > 2320$ возвращаются к пункту б), приняв число Re по формуле Блазиуса, повторяя расчеты по определению D .

Таблица 3

Бесшовные горячекатаные трубы
по ГОСТ 8732-78 и ГОСТ 10705-80

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм								
	3	4	5	6	7	8	9	10	11
57	+	+	+	-*	-	-	-	-	-
60	+	+	+	-	-	-	-	-	-
70	+	+	+	+	-	-	-	-	-
76	+	+	+	+	-	-	-	-	-
89	-	+	+	+	+	-	-	-	-
108	-	+	+	+	+	+	-	-	-
133	-	+	+	+	+	+	-	-	-
159	-	-	+	+	+	+	+	-	-
168	-	-	+	+	+	+	+	+	-
219	-	-	-	+	+	+	+	+	-
273	-	-	-	-	+	+	+	+	+
325	-	-	-	-	-	+	+	+	+
377	-	-	-	-	-	-	+	+	+
426	-	-	-	-	-	-	+	+	+

* трубы указанного размера не производятся

При решении задач 2.2.2 и 2.2.3:

а) для ламинарного потока $\lambda_{л} = \frac{64\nu}{U \cdot D}$ и $\lambda_{л} = 50,24 \frac{\nu D}{Q}$,

б) для турбулентного потока $\lambda_{т} = 0,3164 \left(\frac{\nu}{U \cdot D} \right)^{0,25}$

2.2.4. Определение давления в начале нефтепровода

- Исходные данные: Q ; L ; D ; P_2 ; Z_1 ; Z_2 ; ν ; ρ .
- Решение – в соответствии с формулой (23). Потери напора на трение $h_{тр}$ определяют при заданных значениях Q и D .

Выбор насосов ДНС ведется с учетом количества перекачиваемой жидкости (нефти) и необходимого давления в начале нефтепровода. Объемный расход жидкости принимается с учетом коэффициента запаса по производительности. Развиваемое насосом давление определяется по формуле

$$P_{\text{нас}} = P_{\text{вык}} - P_{\text{пр}} = P_1 - P_{\text{сеп}}, \quad (23)$$

где $P_{\text{вык}}$ и $P_{\text{пр}}$ – давление на выкиде и приеме насоса; $P_{\text{сеп}}$ – давление в сепараторах 1-й ступени.

Основные сведения о центробежных нефтяных насосах приведены в приложении.

Выбор насоса ведется с построением его рабочей характеристики $H-Q$, на которой указывается точка с координатами Q (м³/ч) и $H_{\text{нас}}$ (м вод.ст.).

2.3. Задача 3. Гидравлический расчет газопровода от сепарационной установки (1-я ступень сепарации до газокompрессорной станции)

2.3.1. Основные положения

Особенностью движения газа в газопроводах является изменение его объема, обусловленное сжимаемостью и сверхсжимаемостью реального газа. По мере уменьшения давления объемная скорость газа увеличивается, что ведет к увеличению потерь давления на трение в расчете на единицу длины газопровода. Объемный расход или пропускная способность газопровода (м³/с) могут быть определены по следующей формуле (для новых труб):

$$Q = 0,417D^{8/3} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\rho_{\text{отн}} \cdot L \cdot T \cdot Z}}, \quad (24)$$

где D – внутренний диаметр трубы; L – длина газопровода; P_1 и P_2 – давление в начале и в конце газопровода; T – средняя температура газа в газопровode; $\rho_{\text{отн}}$ – относительная плотность газа; Z – среднее значение коэффициента сверхсжимаемости газа.

Можно применить также формулы:

$$Q = 493,2D^{8/3} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\rho_{\text{отн}} \cdot L \cdot T \cdot Z}} \quad (\text{м}^3/\text{сут}), \quad (25)$$

где применяются следующие единицы измерения: D – см; P_1 и P_2 – кг/см²; T – К; L – км;

$$Q = 16,7D^{2,6} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\rho_{\text{отн}} \cdot L \cdot T \cdot Z}} \quad (\text{м}^3/\text{сут}), \quad (26)$$

где применяются следующие единицы измерения: D – мм; P_1 и P_2 – МПа; T – К; L – км.

Формула (26) рекомендуется для новых труб.

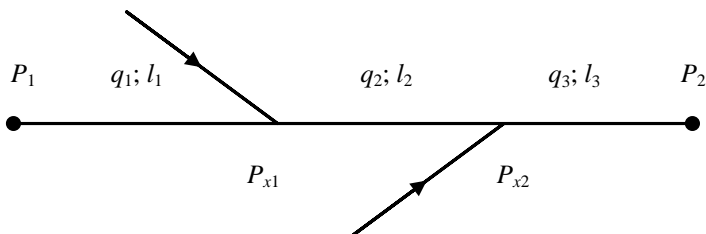
2.3.2. Порядок решения задачи

- С применением формулы (24) определяется расчетное значение диаметра труб для газопровода, по этому диаметру выбирается ближайший больший стандартный размер труб (см. табл. 3).

- Для выбранного стандартного размера (диаметра) определяется пропускная способность газопровода по формулам (24), (25) и (26). Полученные значения Q не должны быть меньше заданного количества газа, транспортируемого по газопроводу.

2.4. Задача 4. Построение графика изменения давления по длине промышленного газосборного коллектора

2.4.1. Схема газосборного коллектора с двумя подводами по пути



2.4.2. Исходные данные

Заданными величинами являются:

- а) давление в начале газопровода P_1 ;
- б) минимально допустимое давление в конце газопровода P_2 ;
- в) длины участков l_1 ; l_2 ; l_3 ;
- г) объемный расход газа на участке l_3 (расход q_3);

2.4.3. Общие положения

Формулу (24) для гидравлического расчета газопровода можно записать в следующем виде:

$$Q^2 \cdot L = 0,174 D^{16/3} \cdot \frac{P_1^2 - P_2^2}{\rho_{\text{отн}} \cdot T \cdot Z} \quad (27)$$

или при одинаковом диаметре труб на каждом участке газосборного коллектора,

$$q_i^2 \cdot l_i = K_i \cdot D^{16/3} \cdot (P_{1-i}^2 - P_{2-i}^2) \quad (28)$$

где P_{1-i} и P_{2-i} – давление в начале и в конце i -го участка газопровода; q_i – объемный расход газа на i -м участке; l_i – длина i -го участка;

$$K_i = \frac{0,174}{\rho_{\text{отн}} \cdot T_i \cdot Z_i} \quad (29)$$

Если просуммировать левую и правую части равенства (28) при $T_i = T_{\text{cp}} = \text{const}$, получаем:

$$\sum_{i=1}^n (q_i^2 \cdot l_i) = \frac{0,174}{\rho_{\text{отн}} \cdot T_{\text{cp}} \cdot Z_{\text{cp}}} D^{16/3} \cdot (P_1^2 - P_2^2) \quad (30)$$

$$D^{16/3} = \frac{\rho_{\text{отн}} \cdot T_{\text{cp}} \cdot Z_{\text{cp}} \cdot \sum_{i=1}^n (q_i^2 \cdot l_i)}{0,174 \cdot (P_1^2 - P_2^2)} \quad (31)$$

или

По (31) определяется расчетный диаметр труб.

2.4.4. Порядок решения задачи

- По найденному расчетному диаметру (31) выбирается стандартный диаметр труб для газосборного коллектора, который будет одинаковым для всех участков газопровода. Допустимое снижение давления в газопроводе (разность $P_1 - P_2$) при расчете принять равным 12 % от P_1 .

- Давление в конце газопровода P_2 уточняется после выбора стандартного диаметра трубы.

- Давления в узловых точках P_{x1} и P_{x2} определяются из (24), записанной для каждого отдельного участка. После определения этих давлений выполняется расчет по распределению давления по длине каждого участка по формуле

$$P = \sqrt{P_{1-i}^2 - P_{1-i}^2 - P_{2-i}^2 \cdot \frac{x}{l_i}}, \quad (32)$$

где x – расстояние от начала i -го участка до рассматриваемого сечения, для которого определяется давление P .

- Для построения графика изменения давления по длине каждого участка газопровода вычисления выполняются не менее чем для 5 сечений. По полученным значениям строится график в координатах $P - L$.

2.5. Задача 5. Выполнение принципиальных технологических схем: а) сбора продукции нефтедобывающих скважин на промысле (для месторождения или цеха по добыче нефти и газа); б) автоматизированной групповой замерной установки; в) дожимной насосной станции; г) установки по подготовке нефти (УППН или УПСВ).

Указания по выполнению. Принципиальные схемы выполняются для месторождения (ЦДНГ) по месту работы студентов заочной формы обучения или по литературным данным. Схемы

должны включать описание технологических процессов сбора и подготовки продукции скважин и элементов схемы. Не следует в качестве описания включать в контрольную работу в полном объеме технологические регламенты установок с подробным описанием пусков, остановок, действий персонала при аварийных ситуациях и прочее. Примерный объем текста при описании всех схем и технологических процессов – 4–5 страниц.

3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ

Исходные данные для задач 1, 2, 3 приведены в табл. 4, для задачи 4 – в табл. 5. Перечень исходных данных (табл. 4) приведен ниже:

Количество добывающих скважин $N_{\text{скв}}$.

Средний дебит одной скважины по нефти q_n , т/сут.

Средний газовый фактор $\Gamma_{\text{ф}}$ (газонасыщенность пластовой нефти), $\text{м}^3/\text{т}$.

Плотность нефти дегазированной, $\rho_{\text{н.д.}}$, $\text{кг}/\text{м}^3$ ($P_0 = 0,1$ МПа, $T = 20$ °С).

Вязкость нефти дегазированной $\mu_{\text{нд}}$, $\text{мПа}\cdot\text{с}$.

Давление сепарации (1ая степень) $P_{\text{сеп1}} = 0,45$ МПа.

Температура сепарации $T_{\text{сеп}}$, К.

Вязкость газа при условиях сепарации $\mu_{\text{гс}} = 0,01$ $\text{мПа}\cdot\text{с}$.

Длина нефтесборного коллектора $L_{\text{к}}$, км.

Давление в сепараторах 2-й ступени (ЦСП) $P_{\text{сеп2}} = 0,125$ МПа.

Давление насыщения нефти газом $P_{\text{нас}}$, МПа.

Превышение отметки ЦСП над ДНС ΔH , м.

Коэффициенты запаса по производительности (пропускной способности) нефтесборного и газосборного коллекторов $K_3 = 1,2$.

Плотность газа (стандартные условия), $\rho_{\text{го}}$, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Давление на приеме промышленной газокомпрессорной станции принимается равным $0,9 P_{\text{сеп2}}$.

Показатели	Номера вариантов											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
$P_{сеп1}$	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
$T_{сеп}$	284	283	285	284	285	285	284	284	284	284	284	284
$P_{сеп2}$	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
L_k	14,4	12,4	22,6	17,4	16,5	14,8	12,6	18,4	14,8	15,4	116,4	12,2
ΔH	38	92	94	73	82	85	91	68	65	48	58	75
K_3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
$P_{нас}$	14,2	13,5	12,1	11,4	10,2	9,8	8,6	9,4	10,7	11	12,8	16,2

Показатели	Номера вариантов													
	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	
$N_{скв}$	40	45	60	66	48	54	43	67	58	64	56	74	66	
Q_n	46	48	36	38	32	44	46	40	28	35	41	37	43	
Γ_{ϕ}	92	80	48	58	68	78	88	98	94	84	74	64	54	
$\rho_{нд}$	865	855	870	865	860	850	855	860	875	870	880	8852	865	
$\rho_{ГО}$	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	
$\mu_{нд}$	11,2	10,6	7,6	8,4	9,8	11,4	10,5	9,4	8,7	7,2	6,5	8,2	10,7	
$\mu_{ГС}$	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	
$P_{сеп1}$	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	
$T_{сеп}$	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	
$P_{сеп2}$	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	
L_k	17,4	16,8	12,6	12,8	13	13,6	13,8	14,5	14,8	16,2	15,4	14,2	15	
ΔH	78	88	46	34	52	48	38	48	68	54	60	56	42	
K_3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
$P_{нас}$	15,2	14,2	13,2	12,2	11,2	10,2	9,2	8,2	14,4	15,5	16,5	17	15	

Таблица 5

Исходные данные к задаче 4

Показатели	Размерность	Значения показателей по вариантам																									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Давление в начале газопровода P_1	МПа	7,6	8,4	7,7	9,2	8,2	7,2	9,6	8,5	10,2	9,4	8,8	8,0	7,8	11,6	10,4	9,3	9,0	7,5	9,2	9,0	10,1	11,2	10,5	8,6	10,0	9,9
Длина участков газопровода: L_1	км	4,6	3,4	3,8	4,0	4,6	5,2	4,9	3,2	4,2	4,1	3,9	3,7	4,1	4,4	5,0	6,0	5,5	3,6	4,4	4,3	4,4	4,9	3,6	3,5	4,7	4,5
L_2	км	3,8	4,2	4,0	3,9	4,1	4,0	3,7	4,0	3,4	3,8	4,2	4,9	5,1	3,8	4,2	3,5	3,4	5,6	3,6	3,7	3,0	4,2	4,7	4,3	4,0	4,5
L_3	км	3,2	4,0	3,7	4,2	3,8	4,1	4,2	3,8	4,0	4,6	4,1	4,2	3,6	5,2	3,3	3,8	4,1	4,4	5,1	4,8	5,4	3,8	5,3	4,1	3,7	3,5
Температура газа в газопроводе (средняя), T	К	285	285	285	285	285	285	285	290	290	290	290	290	290	290	290	283	283	283	283	283	283	285	285	285	285	285
Коэффициент сверхсжимаемости газа (средний), Z	безразм.	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94	0,92	0,92	0,92	0,92	0,94	0,94	0,92	0,92	0,92	0,94	0,94	0,94	0,93	0,93
Расход газа, q_3^*	$\frac{\text{млн м}^3}{\text{сут.}}$	12,1	14,2	16,4	18,6	17,8	15,7	18,6	11,5	19,2	19,5	16,6	18,8	17,7	15,6	13,4	11,8	12,4	14,6	16,8	18,0	17,1	15,9	13,0	18,0	17,4	16,9

* принять: $q_1 = 0,4q_3$; $q_2 = 0,75q_3$

4. КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ К ЭКЗАМЕНУ

1. Характеристика продукции нефтедобывающих скважин.
2. Нефть. Общая характеристика. Состав, физико-химические свойства, классификации.
3. Попутный нефтяной газ. Общая характеристика. Состав, свойства.
4. Характеристика воды, добываемой попутно с нефтью.
5. Требования к качеству товарной нефти.
6. Требования к качеству газа, закачиваемого в магистральный газопровод. Опасные свойства газа.
7. Изменение состава и свойств скважинной продукции в процессе разработки залежи.
8. Общие требования к системе сбора и подготовки скважинной продукции.
9. Состав системы сбора и подготовки скважинной продукции.
10. Исходные данные для проектирования системы сбора и подготовки скважинной продукции.
11. Принципиальная схема безнапорного (самотечного) сбора нефти.
12. Индивидуальная и групповая замерные установки (неавтоматизированные).
13. Схема сбора нефти и газа Бароняна–Везирова.
14. Грозненская схема сбора нефти и газа.
15. Схема сбора нефти и газа института «ТатНИПИнефть».
16. Схема сбора нефти и газа института «Гипровостокнефть».
17. Индивидуальный и групповой сбор продукции скважин.
18. Измерение дебитов скважин с помощью мерников открытого типа.
19. Определение дебитов обводненных скважин по нефти.
20. Влияние окклюдированного газа на определение дебита и газового фактора скважины.
21. Автоматизированные групповые замерные установки типа «Спутник».

22. АГЗУ «Спутник-Б».
23. АГЗУ «Спутник-В».
24. Сепарация нефти (отделение попутного газа). Виды сепарации.
25. Характеристика газосепараторов для отделения газа от нефти.
26. Факторы, определяющие эффективность сепарации.
27. Вывод уравнений содержания компонентов при фазовом равновесии газожидкостных смесей (определение мольных долей газа и жидкости при заданных термодинамических условиях).
28. Методика расчета мольных долей с использованием уравнений содержания компонентов.
29. Эмпирический расчет сепарации нефти на промысле (построение кривой сепарации).
30. Расчет гравитационного сепаратора на пропускную способность по газу.
31. Расчет гидроциклонного сепаратора (основные положения).
32. Расчет гравитационного сепаратора на пропускную способность по жидкости.
33. Автоматизированные сепарационные установки. Состав, схема, работа.
34. Схемы нефтесборных коллекторов. Характеристика промысловых нефтепроводов.
35. Гидравлический расчет нефтепроводов. Цели и задачи.
36. Гидравлический расчет сложных нефтепроводов.
37. Гидравлический расчет нефтепроводов при перекачке нефтегазовых смесей.
38. Гидравлический расчет нефтепроводов при неизотермическом движении нефти.
39. Гидравлический расчет нефтепроводов при перекачке неньютоновских жидкостей.
40. Увеличение пропускной способности нефтепроводов.
41. Осложнения при эксплуатации промысловых нефтепроводов.
42. Парафинизация нефтесборных систем. Основные положения.
43. Депарафинизация промысловых нефтепроводов.

44. Вывод формулы для гидравлического расчета газопроводов.
45. Гидравлический расчет газопроводов, цели и задачи.
46. Увеличение пропускной способности газопроводов.
47. Подготовка нефти на промысле. Цели и задачи.
48. Характеристика нефтяных эмульсий.
49. Разрушение нефтяных эмульсий (деэмульсация).
50. Характеристика и применение дезэмульгаторов для разрушения нефтяных эмульсий.
51. Предварительное обезвоживание нефти. Трубная деэмульсация.
52. Термохимическое обезвоживание нефти.
53. Электродеэмульсация нефти.
54. Термохимическое обессоливание нефти.
55. Испарение нефти. Потери нефти от испарения на промыслах.
56. Стабилизация нефти на промысле.
57. Нефтепромысловые резервуары.
58. Сбор, подготовка и утилизация сточных вод на промыслах.
59. Сбор природного газа на газовых промыслах.
60. Промысловая подготовка природного газа.
61. Механический расчет трубопроводов.

**Выбор типоразмера и определение
необходимого количества гравитационных вертикальных
и горизонтальных сепараторов для отделения газа от нефти
(1-я ступень сепарации)**

2.1.1. Основные положения

Технологический (гидравлический) расчет гравитационных сепараторов ведется на пропускную способность по газу и (или) по жидкости. В первом случае газ рассматривается в виде сплошной фазы (сплошного потока), поднимающейся снизу вверх в сепараторе, а жидкость – в виде отдельных капель (частиц), опускающихся в потоке газа в нижнюю часть аппарата. При расчете на пропускную способность по жидкости она рассматривается в виде сплош-

ной фазы, а газ – в виде отдельных пузырьков, всплывающих в опускающемся или поднимающемся слое жидкости.

Условие разделения фаз при расчете сепаратора на пропускную способность по газу

$$W_r \geq V_r \quad (1)$$

где W_r – скорость падения частицы жидкости под действием силы тяжести в неподвижной газовой среде; V_r – скорость восходящего газового потока.

Скорость опускания частицы жидкости в восходящем потоке газа

$$W_{\text{оп}} = W_r - V_r. \quad (2)$$

Условие разделения фаз при расчете сепаратора на пропускную способность по жидкости

$$W_{\text{п}} \geq V_{\text{ж}}, \quad (3)$$

где $W_{\text{п}}$ – скорость всплывания газового пузырька в неподвижной жидкости; $V_{\text{ж}}$ – скорость опускания или подъема слоя жидкости в сепараторе.

Скорость подъема (всплывания) пузырька газа в опускающейся жидкости

$$W_{\text{вс}} = W_{\text{п}} - V_{\text{ж}}, \quad (4)$$

в поднимающемся слое жидкости

$$W_{\text{вс}} = W_{\text{п}} + V_{\text{ж}}. \quad (5)$$

Скорость падения шарообразной частицы жидкости в неподвижном газе может быть определена по следующим формулам:

г) при размере частиц не более 80 мкм (формула Стокса)

$$W_r = \frac{d_r^2 \cdot \rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}} \cdot g}{18 \cdot \mu_{\text{г}}}, \quad (6)$$

где d_r – размер (диаметр) частицы, м; $\rho_{\text{ж}}$ и $\rho_{\text{г}}$ – плотность жидкости и газа при условиях сепарации, кг/м³; $\mu_{\text{г}}$ – динамическая (абсолютная) вязкость газа при условиях сепарации, Па·с; g – ускорение свободного падения, м/с²;

д) для частиц размером 300–800 мкм (формула Аллена)

$$W_r = 0,153 \cdot \frac{d_r^{1,14} \cdot \rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}^{0,71} \cdot g^{0,71}}{v_{\text{г}}^{0,43} \cdot \rho_{\text{г}}^{0,71}}, \quad (7)$$

где $v_{\text{г}}$ – кинематическая вязкость газа, м²/с;

е) для частиц размером более 800 мкм (формула Ньютона)

$$W_r = 1,74 \cdot \left(\frac{d_r \cdot \rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}} \cdot g}{\rho_{\text{г}}} \right)^{0,5}. \quad (8)$$

При расчетах диаметр частиц можно принять равным 100 мкм. Для нахождения W_r , соответствующей этому размеру, следует выполнить вычисления по формуле Стокса, задавшись тремя значениями d_r (например, 50,65 и 80 мкм), и по формуле Аллена (например, при $d_r = 300$; 350 и 400 мкм) построить график изменения W_r от d_r и по этому графику определить W_r при $d_r = 100$ мкм.

Скорость восходящего потока газа

$$V_{\text{г}} = Q_{\text{г}} / F, \quad (9)$$

где $Q_{\text{г}}$ – объемный расход газа в сепараторе; F – площадь сечения сепаратора в плоскости, нормальной к потоку газа.

Очевидно, что

$$Q_{\text{г}} = Q_{\text{г}0} \cdot \frac{P_0}{P} \cdot \frac{T}{T_0} \cdot \frac{z}{z_0}, \quad (10)$$

где $Q_{г0}$ – объемный расход газа, приведенный к нормальным ($T_0 = 273$ К) или к стандартным ($T_0 = 293$ К) условиям; P_0 и T_0 – атмосферное давление и нормальная (или стандартная) температура; P и T – давление и температура газа в сепараторе; Z_0 и Z – коэффициенты сжимаемости газа при нормальных (стандартных) условиях и при P, T .

Отношение Z / Z_0 для условий первой ступени сепарации можно принять равным 0,95.

Скорость всплывания газового пузырька в неподвижной жидкости

$$W_{п} = \frac{d_{п}^2 \cdot \rho_{ж} - \rho_{г}}{18 \cdot \mu_{ж}} \cdot g, \quad (11)$$

где $d_{п}$ – диаметр пузырька; $\mu_{г}$ – динамическая вязкость жидкости.

При расчете сепаратора на пропускную способность по жидкости диаметр пузырька газа можно принять равным 0,6 мм.

Скорость опускания или подъема слоя жидкости в сепараторе

$$V_{ж} = Q_{ж} / F, \quad (12)$$

где $Q_{ж}$ – объемный расход жидкости.

2.2.2. Порядок решения задачи

- Для заданных исходных данных определяется количество газа $Q_{г0}$, поступающего в сепаратор в свободном состоянии вместе с нефтью. Для этого из общего количества газа, определяемого величиной газового фактора, вычитается объем газа, растворенного в нефти при давлении сепарации. Этот объем определяется с учетом коэффициента растворимости газа в нефти (коэффициент Генри) или по кривым разгазирования нефти.

- Определяется плотность газа при температуре и давлении в сепараторе

$$\rho_{г} = \rho_{г0} \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{z_0}{z}, \quad (13)$$

где ρ_{r0} – плотность газа при нормальных или стандартных условиях.

• С учетом формул (9), (10) и условия (1) при $V_r = W_r$ ($d_r = 100$ мкм) определяется внутренний расчетный диаметр вертикального гравитационного сепаратора

$$D_b = \left(\frac{1,474 \cdot 10^{-5} \cdot Q_{r0} \cdot P_0 \cdot T \cdot Z}{V_r \cdot P \cdot T_0 \cdot Z_0} \right)^{0,5}, \text{ м}, \quad (14)$$

где Q_{r0} – количество газа, м³/сут.

Выбирается ближайший больший стандартный размер (диаметр) сепаратора (табл. 1).

Таблица 1

Характеристика вертикальных сепараторов

Условный диаметр сепаратора, м	Рабочее давление (максимальное), МПа	Максимальная пропускная способность по газу, тыс. м ³ /сут	Высота корпуса, м
0,4	1,6	80,0	3,525
0,6	0,6	100,0	3,630
	1,6	180,0	3,630
0,8	0,6	175,0	3,710
	1,6	320,0	3,720
1,0	0,6	275,0	3,810
	1,6	500,0	3,820
1,2	0,6	400,0	3,900
	1,6	730,0	3,920
1,4	0,6	540,0	4,000
1,6	0,6	720,0	4,110

• Определяется расчетный диаметр горизонтального гравитационного сепаратора

$$D_r = \frac{1,474 \cdot 10^{-5} \cdot Q_{r0} \cdot P_0 \cdot T \cdot Z}{V_r \cdot L \cdot P \cdot T_0 \cdot Z_0}, \quad (15)$$

где L – длина сепаратора – расстояние между входным и выходным патрубками сепаратора, м (можно принять $L = 3$ м).

Выбирается стандартный размер (диаметр) сепаратора (табл. 2).

- Определяется пропускная способность сепараторов по жидкости

$$Q_{\text{ж}} \leq 86\,400 \cdot F \cdot W_{\text{п}}, \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (16)$$

где F – площадь зеркала (поверхность раздела газовой и жидкой фаз) в сепараторе.

Для вертикального сепаратора площадь зеркала принимается равной площади поперечного (нормального к направлению потока) сечения. Для горизонтального сепаратора площадь F является функцией уровня жидкости в сепараторе. При высоте подъема уровня жидкости, равной X ,

$$F = 2L\sqrt{X(D-X)}. \quad (17)$$

Высоту X можно принять равной $0,25D$.

Таблица 2

Характеристика сепараторов типа НГС

Сепарационная установка	Максимальное рабочее давление, МПа	Диаметр сепаратора, м	Пропускная способность (максимальная)	
			по газу, тыс. м ³ /сут.	по жидкости, м ³ /сут.
НГС 6-1400	0,6	1,4	150,0	2000,0
НГС 16-1400	1,6	1,4	260,0	2000,0
НГС 6-1600	0,6	1,6	340,0	5000,0
НГС 16-1600	1,6	1,6	590,0	5000,0
НГС 6-2200	0,6	2,2	600,0	10000,0
НГС 16-2200	1,6	2,2	1000,0	10000,0
НГС 6-2600	0,6	2,6	1000,0	20000,0
НГС 16-2600	1,6	2,6	1800,0	20000,0
НГС 6-3000	0,6	3,0	1500,0	30000,0
НГС 16-3000	1,6	3,0	2700,0	30000,0

- Если пропускная способность сепаратора по жидкости, полученная по формуле (16), окажется меньше общего количества нефти,

получаемой из скважин (по заданным условиям задачи), увеличить диаметр сепаратора на один размер (с проверочным расчетом).

2.2. Задача 2. Гидравлический расчет нефтесборного коллектора (нефтепровода) от дожимной насосной станции (ДНС) до центрального сборного пункта (ЦСП)

2.2.1. Основные положения

При гидравлическом расчете нефтепровода решают одну из трех задач: а) определение пропускной способности нефтепровода; б) определение диаметра трубы; в) определение давления в начале нефтепровода (давление на выкиде насосов ДНС). Выполнение расчетов основано на формуле Дарси–Вейсбаха. Допускается, что потери напора в местах местных сопротивлений $h_{м.с} \ll h_{тр}$, где $h_{тр}$ – потери напора на трение жидкости по длине трубы

$$h_{тр} = \lambda \frac{L V^2}{D 2g}, \quad (18)$$

где L – длина нефтепровода или отдельного его участка; D – внутренний диаметр трубы; V – средняя скорость движения жидкости в трубе; g – ускорение свободного падения; λ – коэффициент гидравлических сопротивлений.

Для ламинарного режима течения, когда $Re \leq 2320$,

$$\lambda = 64 Re^{-1} \text{ (формула Стокса)}. \quad (19)$$

Число Re (критерий подобия) определяется по формуле

$$Re = \frac{\vartheta \cdot D}{\nu}, \quad (20)$$

где ν – коэффициент кинематической вязкости нефти.

Для переходного и турбулентного режимов ($2320 < Re < Re_1$)

$$\lambda = 0,3164 Re^{-0,25} \text{ (формула Блазиуса), при этом} \quad (21)$$

$$Re_1 = \frac{59,6}{\varepsilon^{7/8}} \text{ (граничное значение числа Рейнольдса)}, \quad (22)$$

где ε – относительная шероховатость труб, $\varepsilon = K_{\varepsilon} / D$; K_{ε} – эквивалентная шероховатость внутренних стенок трубы (можно принять, $K_{\varepsilon} \approx 1,4 \cdot 10^{-5}$ м).

Если при гидравлическом расчете нефтепровода неизвестны диаметр и давление в начале трубы, задаются скоростью движения жидкости в пределах 1,0...1,5 м/с при вязкости от 1 до 150 мм²/с и 0,5...1,0 – при более высокой вязкости.

После выбора стандартного размера (диаметра) трубы (табл. 3) при известном объемном расходе жидкости уточняют скорость ее движения.

Давление P_1 в начале трубопровода при полном заполнении его жидкостью определяется по формуле

$$P_1 = P_2 \pm \Delta Z \cdot \rho \cdot g + h_{\text{тр}} \cdot \rho \cdot g, \quad (23)$$

где P_1 – давление в конце нефтепровода; ΔZ – разница геометрических (высотных) отметок начала и конца нефтепровода, $\Delta Z = Z_2 - Z_1$. При $Z_2 > Z_1$ величина ΔZ принимается со знаком (+), при $Z_2 < Z_1$ – со знаком (-). Отдельные участки нефтепровода могут иметь высотные отметки, превышающие Z_2 ($Z_2 > Z_1$), что необходимо учитывать при заполнении трубы жидкостью.

2.2.2. Определение пропускной способности нефтепровода

- *Исходные данные:* диаметр (внутренний) трубы D ; длина нефтепровода L ; давление в начале нефтепровода P_1 ; давление в конце нефтепровода P_2 ; высотные отметки Z_1 и Z_2 ; вязкость перекачиваемой жидкости (нефти) ν ; плотность жидкости ρ .

- Порядок решения.

- а) из равенства (23) находят $h_{\text{тр}}$;

- б) из формулы (18), приняв режим течения жидкости в трубе ламинарным (формула Стокса для λ), находят скорость движения жидкости v ;

- в) находят число Re ;

- г) если $Re \leq 2320$, определяют $Q = 0,785D^2v$ и считают задачу решенной; если $Re > 2320$, возвращаются к пункту б), приняв ре-

жим течения турбулентным (формула Блазиуса для λ), и повторяют расчеты по определению Q .

2.2.3. Определение диаметра нефтепровода

- Исходные данные: Q ; L ; P_1 ; P_2 ; Z_1 ; Z_2 ; v ; ρ .
- Порядок решения:
 - б) из выражения (23) находят $h_{тр}$;
 - д) из формулы (18), приняв режим течения ламинарным, находят при заданном Q расчетный диаметр, по которому выбирают стандартный размер труб D (см. табл. 3);
 - е) определяют скорость $U = Q / (0,785D^2)$;
 - ж) находят число Re . Если $Re \leq 2320$, считают задачу решенной. При $Re > 2320$ возвращаются к пункту б), приняв число Re по формуле Блазиуса, повторяя расчеты по определению D .

Таблица 3

Бесшовные горячекатаные трубы
по ГОСТ 8732-78 и ГОСТ 10705-80

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм								
	3	4	5	6	7	8	9	10	11
57	+	+	+	-	-	-	-	-	-
60	+	+	+	-	-	-	-	-	-
70	+	+	+	+	-	-	-	-	-
76	+	+	+	+	-	-	-	-	-
89	-	+	+	+	+	-	-	-	-
108	-	+	+	+	+	+	-	-	-
133	-	+	+	+	+	+	-	-	-
159	-	-	+	+	+	+	+	-	-
168	-	-	+	+	+	+	+	+	-
219	-	-	-	+	+	+	+	+	-
273	-	-	-	-	+	+	+	+	+
325	-	-	-	-	-	+	+	+	+
377	-	-	-	-	-	-	+	+	+
426	-	-	-	-	-	-	+	+	+

* трубы указанного размера не производятся

При решении задач 2.2.2 и 2.2.3:

а) для ламинарного потока $\lambda_{л} = \frac{64\nu}{g \cdot D}$ и $\lambda_{л} = 50,24 \frac{\nu D}{Q}$,

б) для турбулентного потока $\lambda_{т} = 0,3164 \left(\frac{\nu}{g \cdot D} \right)^{0,75}$.

2.2.4. Определение давления в начале нефтепровода

- Исходные данные: Q ; L ; D ; P_2 ; Z_1 ; Z_2 ; ν ; ρ .
- Решение – в соответствии с формулой (23). Потери напора на трение $h_{тр}$ определяют при заданных значениях Q и D .

Выбор насосов ДНС ведется с учетом количества перекачиваемой жидкости (нефти) и необходимого давления в начале нефтепровода. Объемный расход жидкости принимается с учетом коэффициента запаса по производительности. Развиваемое насосом давление определяется по формуле

$$P_{нас} = P_{вык} - P_{пр} = P_1 - P_{сеп}, \quad (23)$$

где $P_{вык}$ и $P_{пр}$ – давление на выкиде и приеме насоса; $P_{сеп}$ – давление в сепараторах 1-й ступени.

Основные сведения о центробежных нефтяных насосах приведены в приложении.

Выбор насоса ведется с построением его рабочей характеристики $H-Q$, на которой указывается точка с координатами Q ($\text{м}^3/\text{ч}$) и $H_{нас}$ (м вод.ст.).

2.3. Задача 3. Гидравлический расчет газопровода от сепарационной установки (1-я ступень сепарации для группы нефтедобывающих скважин) до газокompрессорной станции

2.3.1. Основные положения

Особенностью движения газа в газопроводах является изменение его объема, обусловленное сжимаемостью и сверхсжимаемостью реального газа. По мере уменьшения давления объемная скорость газа увеличивается, что ведет к увеличению потерь давления

на трение в расчете на единицу длины газопровода. Объемный расход или пропускная способность газопровода ($\text{м}^3/\text{с}$) могут быть определены по следующим формулам (для новых труб):

$$Q = 0,417D^{8/3} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\rho_{\text{отн}} \cdot L \cdot T \cdot Z}}, \quad (24)$$

где D – внутренний диаметр трубы; L – длина газопровода; P_1 и P_2 – давление в начале и в конце газопровода; T – средняя температура газа в газопровode; $\rho_{\text{отн}}$ – относительная плотность газа; Z – среднее значение коэффициента сверхсжимаемости газа.

Можно применить также формулы:

$$Q = 493,2D^{8/3} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\rho_{\text{отн}} \cdot L \cdot T \cdot Z}} \quad (\text{м}^3/\text{сут}), \quad (25)$$

где применяются следующие единицы измерения: D – см; P_1 и P_2 – $\text{кг}/\text{см}^2$; T – К; L – км;

$$Q = 16,7D^{2,6} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\rho_{\text{отн}} \cdot L \cdot T \cdot Z}} \quad (\text{м}^3/\text{сут}), \quad (26)$$

где применяются следующие единицы измерения: D – мм; P_1 и P_2 – МПа; T – К; L – км.

Формула (26) рекомендуется для новых труб.

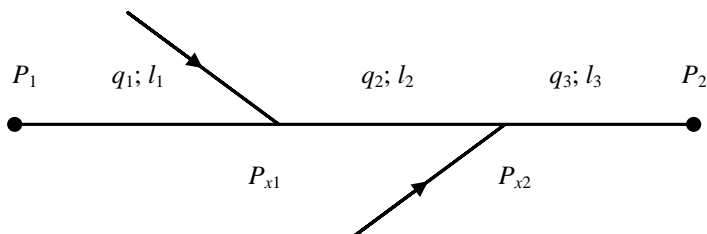
2.3.2. Порядок решения задачи

- С применением формулы (24) определяется расчетное значение диаметра труб для газопровода, по этому диаметру выбирается ближайший больший стандартный размер труб (см. табл. 3).

- Для выбранного стандартного размера (диаметра) определяется пропускная способность газопровода по формулам (24), (25) и (26). Полученные значения Q не должны быть меньше заданного количества газа, транспортируемого по газопроводу.

2.4. Задача 4. Построение графика изменения давления по длине промышленного газосборного коллектора

2.4.1. Схема газосборного коллектора с двумя подводами по пути



2.4.2. Исходные данные

Заданными величинами являются:

- давление в начале газопровода P_1 ;
- минимально допустимое давление в конце газопровода P_2 ;
- длины участков l_1 ; l_2 ; l_3 ;
- объемный расход газа на участке l_1 (расход q_1);
- объемный расход подводимого к коллектору газа q_{x1} и q_{x2} .

2.4.3. Общие положения

Формулу (24) для гидравлического расчета газопровода можно записать в следующем виде:

$$Q^2 \cdot L = 0,174D^{16/3} \cdot \frac{P_1^2 - P_2^2}{\rho_{\text{отн}} \cdot L \cdot T \cdot Z} \quad (27)$$

или при одинаковом диаметре труб на каждом участке газосборного коллектора,

$$q_i^2 \cdot l_i = K_i \cdot D^{16/3} \cdot P_{1-i}^2 - P_{2-i}^2 \quad (28)$$

где P_{1-i} и P_{2-i} – давление в начале и в конце i -го участка газопровода;
 q_i – объемный расход газа на i -м участке; l_i – длина i -го участка;

$$K_i = \frac{0,174}{\rho_{\text{отн}} \cdot T_i \cdot Z_i}. \quad (29)$$

Если просуммировать левую и правую части равенства (31) при $T_i = T_{\text{cp}} = \text{const}$, получаем:

$$\sum_{i=1}^n q_i^2 \cdot l_i = \frac{0,174}{\rho_{\text{отн}} \cdot T_{\text{cp}} \cdot Z_{\text{cp}}} D^{16/3} \cdot P_{1-i}^2 - P_{2-i}^2 \quad (30)$$

или

$$D^{16/3} = \frac{\rho_{\text{отн}} \cdot T_{\text{cp}} \cdot Z_{\text{cp}} \cdot \sum_{i=1}^n q_i^2 \cdot l_i}{0,174 \cdot P_{1-i}^2 - P_{2-i}^2}. \quad (31)$$

По (31) определяется расчетный диаметр труб.

2.4.4. Порядок решения задачи

- По найденному расчетному диаметру (31) выбирается стандартный диаметр труб для газосборного коллектора, который будет одинаковым для всех участков газопровода. Снижение давления в газопроводе (разность $P_1 - P_2$) при расчете принять равным 12 % от P_1 .

- Давление в конце газопровода P_2 уточняется после выбора стандартного диаметра трубы.

- Давления в узловых точках P_{x1} и P_{x2} определяются из (24), записанной для каждого отдельного участка. После определения этих давлений выполняется расчет по распределению давления по длине каждого участка по формуле

$$P = \sqrt{P_{1-i}^2 - P_{1-i}^2 - P_{2-i}^2 \cdot \frac{x}{l_i}}, \quad (32)$$

где x – расстояние от начала i -го участка до рассматриваемого сечения, для которого определяется давление P .

- Для построения графика изменения давления по длине каждого участка газопровода вычисления выполняются не менее чем для 5 сечений. По полученным значениям строится график в координатах $P - L$.

Учебное издание

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМ

Программа и методические указания

Составитель
Мордвинов Виктор Антонович

Корректор *И.Н. Жеганина*

Подписано в печать 25.04.13. Формат 60×90/16.
Усл. печ. л. 2,0. Тираж 100 экз. Заказ № 93/2013.

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета.
Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, к. 113.
Тел. (342) 219-80-33.