

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

Методические указания

по выполнению практических работ
по дисциплине
«Добыча нефти»

для студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

направленность (профиль):
«Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Ставрополь

2026

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
 «СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ДОБЫЧА НЕФТИ
методические указания по выполнению практических работ

Направление подготовки/специальность	<u>21.03.01 Нефтегазовое дело</u>	
Направленность (профиль)/специализация	<u>Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти</u>	
Год начала обучения	<u>2026</u>	
Форма обучения	очная	Очно- заочная
Реализуется в семестре	<u>5,6</u>	<u>5,6</u>

ВВЕДЕНИЕ

Цель освоения дисциплины: является формирование набора профессиональных компетенций будущего бакалавра по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело.

Задачи освоения дисциплины:

Достижение поставленной цели предполагает решение ряда теоретических, практических и воспитательных задач.

Место дисциплины в структуре образовательной программы.

Дисциплина «Добыча нефти» относится к Б1.В.08.07. Ее освоение происходит в 7 семестре.

В результате усвоения тем и разделов дисциплины, работы на практических занятиях у обучающихся должны сформироваться следующие компетенции:

ПК-5 Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.

В результате освоения дисциплины обучающийся должен:

Применяет знания назначения, правил эксплуатации и ремонта нефтегазового оборудования; принципов организации и технологии ремонтных работ, методы монтажа, регулировки и наладки оборудования.

Умеет анализировать и обобщать опыт разработки технических и технологических проектов, использовать стандартные программные средства при проектировании производственных и технологических процессов в нефтегазовой отрасли.

Методические указания выступают в качестве информационного и практического источника.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение		4
Практическая работа №1	Расчет давления насыщения нефти газом	7
Практическая работа №2	Расчет дебита нефтяной скважины	10
Практическая работа №3	Распределение температуры по глубине добывающей скважины	15
Практическая работа №4	Распределение температуры по глубине скважины, эксплуатируемой установкой погружного центробежного электронасоса	22
Практическая работа №5	Расчет пластового давления в добывающей скважине	31
Практическая работа №6	Расчет пластового давления в скважине, эксплуатируемой скважинным штанговым насосом	41
Практическая работа №7	Расчет пластового давления в скважине, эксплуатируемой установкой погружного центробежного электронасоса	47
Практическая работа №8	Гидравлический расчет выкидной линии. Расчет давления на устье добывающей скважины	53
Практическая работа №9	Гидравлический расчет выкидной линии. Расчет давления перед входом в сепаратор	58
Практическая работа №10	Определение структуры газожидкостного потока	61
Практическая работа №11	Установление зависимости между дебитом жидкости и расходом газа	68
Практическая работа №12	Определение коэффициента полезного действия газожидкостного подъемника	75
Практическая работа №13	Исследование газожидкостного подъемника методом АзНИИ	78
Практическая работа №14	Типы и конструкции сепараторов	84
Практическая работа №15	Расчет вертикального гравитационного сепаратора	92
Практическая работа №16	Типы и конструкции резервуаров	96
Практическая работа №17	Установки комплексной подготовки нефти	103
Глоссарий		110
Литература		116
Приложение 1		117

Введение

Актуальность данного курса лекций заключается в том, что дисциплина «Добыча нефти» является теоретической и специальной базой для изучения дисциплин: «Разработка и эксплуатация морских месторождений», «Эксплуатация установок подготовки скважинной продукции нефтяных месторождений», «Сбор, транспорт и хранение нефти на промыслах» что соответствует широкому профилю подготовки дипломированных бакалавров по направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело.

Задачей освоения дисциплины является образование необходимой начальной базы знаний, по объектам профессиональной деятельности будущего бакалавра является производственно-технологическая деятельность: проектирование технологических процессов по изучению природных объектов на стадиях регионального геологического изучения, поисков, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых; решение производственных, научно-производственных задач в ходе полевых геологических, геофизических, геохимических, эколого-геологических работ, лабораторных и аналитических исследований; оформление первичной геологической, геолого-геохимической, геолого-геофизической и геолого-экологической документации полевых наблюдений, опробования почвенно-растительного слоя, горных пород и полезных ископаемых на поверхности, в открытых и подземных горных выработках и скважинах, в поверхностных и подземных водах и подпочвенном воздухе; ведение учета выполняемых работ и оценки их экономической эффективности; проведение обработки, анализа и систематизации полевой и промысловой геологической, геофизической, геохимической, эколого-геологической информации с использованием современных методов ее автоматизированного сбора, хранения и обработки, организационно-управленческая, экспериментально-исследовательская, проектная деятельность.

Лабораторные занятия служат связующим звеном теории и практики. Они позволяют углубить и закрепить теоретические знания, получаемые студентами на лекциях, проверить научно-теоретические положения экспериментальным путём, познакомиться с оборудованием, приборами и материалами, изучить на практике методы научных исследований.

Компетенции бакалавра, формируемые в результате освоения дисциплины:

- Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности, ПК-5;

В результате освоения дисциплины обучающийся должен:

знать технологию и технику фонтанного способа добычи нефти, технологию и технику газлифтного способа добычи нефти, технологию и технику добычи нефти скважинными штанговыми насосами, электроцентробежными насосами, современные информационные технологии в области добычи нефти, процессный подход в области добычи нефти, технологические процессы при добыче нефти, технологическое оборудование, используемое при добыче нефти.

уметь выбирать способ скважинной добычи нефти, проектировать технологический режим работы скважины, подбирать наземное и подземное оборудование, проводить исследования скважины и интерпретировать их результаты, выбирать способы подготовки нефти к транспорту, выполнять гидравлический расчет нефтепровода, осуществлять и корректировать технологические процессы при добыче нефти, эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при добыче нефти.

владеть методами построения математических моделей типовых профессиональных задач, методами подготовки нефти к транспорту, методами гидравлического расчёта нефтепроводов, методами изменения профессиональной деятельности, современными образовательными и информационными технологиями, методами процессного подхода в области добычи нефти, методами хранения углеводородного сырья, методами

эксплуатации технологического оборудования при добыче нефти.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 1

РАСЧЕТ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ

Цель: научиться определять давление насыщения нефти газом.

Формируемые компетенции:

ПК-5 - Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Теоретическая часть

Как правило, эксплуатация добывающих скважин связана с изменением температуры в процессе подъема продукции как вследствие теплообмена с окружающими горными породами, так и вследствие работы отдельных элементов погружного оборудования, например, погружного электродвигателя в установке погружного центробежного электронасоса. Учет влияния температуры на давление насыщения ($P_{\text{нас}}$) позволяет существенно повысить точность расчета технологических процессов добычи нефти, особенно при решении оптимизационных задач.

Расчет давления насыщения в зависимости от температуры ($P_{\text{нас},t}$) при постоянном количестве растворенного в нефти газа можно выполнить по формуле М.Д. Штофа, Ю. Н. Белова и В.П. Прончука, если известно содержание в растворенном газе метана и азота:

$$p_{\text{нас}}(t_{\text{пл}}) = p_{\text{нас}} + \frac{t - t_{\text{пл}}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{\text{ом}}(v_{\text{м}} - 0,8v_{\text{а}})}} \quad (1.1)$$

где $p_{\text{нас}}(t_{\text{пл}})$ – давление насыщения пластовой нефти газом при пластовой температуре $t_{\text{пл}}$, МПа; t – текущая температура, °С; $\Gamma_{\text{ом}}$ – газонасыщенность пластовой нефти, характеризующаяся отношением объема газа (приведенного к нормальным условиям), растворенного в нефти, к массе дегазированной нефти, м³/т; $v_{\text{м}}$, $v_{\text{а}}$ – соответственно содержание метана и азота в газе однократного разгазирования пластовой нефти в стандартных условиях, доли единицы.

Оборудование и материалы

1. Комплект тренажеров-имитаторов "Нефтегазовая промышленность»

Указания по технике безопасности

1. Практическая работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности (Приложение 1) с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.
2. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Рассчитать давление насыщения нефти горизонта при 50 °С в соответствии с примером:
пластовая температура $t_{\text{пл}} = 82$ °С;

давление насыщения при пластовой температуре $p_{\text{нас}} = 11,2$ МПа;

газосодержание пластовой нефти $G_0 = 78,5$ м³/м³ (объем газа приведен к стандартным условиям);

плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}} = 854$ кг/м³ (при стандартных условиях);

содержание метана в газе однократного разгазирования при стандартных условиях $v_m = 0,622$, а азота $v_a = 0,027$.

Предварительно необходимо привести размерность газосодержания пластовой нефти G_0 к размерности формулы (1.1). Для этого воспользуемся следующей зависимостью:

$$\Gamma_{\text{ом}} = \frac{10^3 G_0}{\rho_{\text{нд}} \cdot T_{\text{ст}} / T_0} \quad (1.2)$$

где 10^3 – коэффициент перевода плотности, выраженной в кг/м³, $\rho_{\text{нд}}$ – плотность, выраженную в т/м³.

Рассчитываем газонасыщенность:

$$\Gamma_{\text{ом}} = \frac{10^3 \cdot 78,5}{(293,15 / 273) \cdot 854} = 85,6 \quad \text{м}^3 / \text{т}$$

Вычисляем давление насыщения нефти газом при температуре 50 °С:

$$p_{\text{нас}50} = 11,2 + \frac{(50 - 82)}{(9,157 + \frac{701,8}{85,6(0,622 - 0,8 \cdot 0,027)}} = 9,8 \quad \text{МПа}$$

Таким образом, давление насыщения при температуре 50 °С составляет 9,8 МПа.

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Температура пласта, °C;	80	82	79	83	80	85	79,5	80,3	82	84
Давление насыщения, МПа	12	11	11,5	14	11	14,2	13,3	12,1	12,5	14
Газонасыщение, м ³ /м ³	100	80	90	110	98,5	85	90	70	80	90

Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания.

Контрольные вопросы

1. Что такое давление насыщения нефти газом?
2. Что такое газосодержание?
3. Чему равна температура при нормальных, стандартных условиях?
4. Как рассчитывается давление насыщения нефти газом при заданной температуре?

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2

РАСЧЕТ ДЕБИТА НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

Цель: научиться рассчитывать дебит нефтяной скважины.

Формируемые компетенции:

ПК-5 - Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Теоретическая часть

Общее уравнение притока жидкости в скважину имеет вид

$$Q = k(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})^n \quad (2.1)$$

где Q – дебит скважины, т/сут; k – размерный коэффициент пропорциональности;

n – показатель степени, характеризующий режим движения жидкости (фильтрации).

При $n = 1$ выражение (2.1) записывается так:

$$Q = k_{\text{пр}}(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}) \quad (2.2)$$

где $k_{\text{пр}}$ – коэффициент продуктивности скважины, т/ (сут·МПа) (стандартные условия).

Дебит несовершенной скважины в условиях плоскорадиального притока в соответствии с формулой Дююи:

$$Q = \frac{2\pi k h (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{b_{\text{н}} \mu_{\text{нп}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{пр}}}} \quad (2.3)$$

где k – проницаемость пласта (призабойной зоны скважины), м²; h – толщина пласта (работающая), м; $\mu_{\text{нп}}$ – вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с;

$r_{пр}$ – приведенный радиус скважины, м; R_k – радиус контура питания, м; b_n – объемный коэффициент нефти.

Из сопоставления (2.2) и (2.3) получаем

$$K_{пр} = 0,54 \frac{\kappa h \rho_{нп}}{\mu_{нп} b_n \ln \frac{R_k}{r_{пр}}} \quad (2.4)$$

где b_n – объемный коэффициент нефти; $\rho_{нп}$ – плотность нефти в пластовых условиях, кг/м³

В соответствии с (2.4) дебит скважины в стандартных условиях измеряется в т/сут, можно рассчитать по следующей формуле

$$Q = \frac{0,54 \kappa h \rho_{нп} (p_{пл} - p_{заб})}{\mu_{нп} b_n \ln \frac{R_k}{r_{пр}}} \quad (2.5)$$

Оборудование и материалы

1. Комплект тренажеров-имитаторов "Нефтегазовая промышленность».
2. Тренажер-имитатор капитального ремонта.

Указания по технике безопасности

1. Практическая работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности (Приложение 1) с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.

2. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задания

1. Получить у преподавателя задание.

2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеро-имитаторов.

3. Вычислить дебит нефтяной скважины при забойном давлении, равном давлению насыщения, в соответствии с примером:

проницаемость призабойной зоны $k = 0,25 \text{ мкм}^2$; толщина пласта $h = 5 \text{ м}$; плотность нефти в пластовых условиях $\rho_{\text{нп}} = 805 \text{ кг/м}^3$; вязкость нефти в

пластовых условиях $\mu_{\text{нп}} = 2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; плотность дегазированной нефти

862 кг/м^3 ; радиус контура питания $R_k = 300 \text{ м}$; приведенный радиус скважины $r_{\text{пр}} = 0,01 \text{ м}$; пластовое давление 25 МПа ; газосодержание (газонасыщенность) пластовой нефти (объем газа приведен к стандартным условиям) $G_0 (\Gamma_0) = 78,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$, давление насыщения при $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ $P_{\text{нас}20} = 8,48 \text{ МПа}$; пластовая температура $82 \text{ }^\circ\text{C}$; содержание метана в газе однократного разгазирования при стандартных условиях $v_m = 0,622$, а азота $v_a = 0,027$.

Прежде всего рассчитываем объемный коэффициент нефти b_n по формуле:

$$b_n = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma_0 \text{ при } \Gamma_0 < 400 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$b_n = 1 + 3,63 \cdot 10^{-3} (\Gamma_0 - 58) \text{ при } \Gamma_0 > 400 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$b_n = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot 78,5 = 1,24.$$

Затем определяем давление насыщения при пластовой температуре, так как в исходных данных оно дано при стандартной температуре.

.Для этого воспользуемся формулой (1.1 занятие 1), переписав ее следующим образом:

$$p_{\text{нас}} = p_{\text{нас},t} - \frac{t - t_{\text{пл}}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{\text{ом}}(v_m - 0,8v_a)}}$$

Приводим заданное газосодержание G_0 пластовой нефти к размерности $\Gamma_{\text{ом}}$ в вышеприведенном уравнении. Для этого пользуемся (1.2 занятие 1)

$$\Gamma_{\text{ом}} = \frac{10^3 \cdot 78,5}{(293,15 / 273)862} = 84,8 \text{ м}^3 / \text{т}.$$

Таким образом, давление насыщения при $t_{\text{пл}}$

$$P_{\text{нас}} = 8,48 - \frac{20 - 82}{9,157 + \frac{701,8}{84,8(0,622 - 0,8 \cdot 0,027)}} = 11,18 \text{ МПа}$$

Рассчитываем по (2.5) дебит скважины

$$Q = \frac{0,54287 \cdot 0,25 \cdot 5 \cdot 805(25 - 11,18)}{2 \cdot 1,24 \ln(300 / 0,01)} = 295,3 \text{ т / сут}$$

Расчетный дебит скважины в стандартных условиях состав 295,3 т/сут.

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Давление пластовое, МПа	25,5	26	26,5	27	27,6	28	28,5	25	24,5	24
Газосодержание, м ³ /м ³	79	78	80	80,5	81	81,5	78,5	79,5	80	81
Пластовая температура, °С	80	81	82	84	85	83	79	79,5	80,5	83

Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;

— Задания.

Контрольные вопросы

1. Какой вид имеет обобщенное уравнение притока жидкости в скважину?
2. Как рассчитывается дебит несовершенной скважины в условиях плоскорадиального притока в соответствии с формулой Дюпюи?
3. Как рассчитывается объемный коэффициент нефти.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №3

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО ГЛУБИНЕ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

Цель: научиться рассчитывать распределение температуры по глубине добывающей скважины.

Формируемые компетенции:

ПК-5 - Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Теоретическая часть

Изменение температуры с глубиной добывающей скважины зависит от способа эксплуатации, добычи, диаметра скважины или НКТ, обводненности скважинной продукции и других важных параметров.

Для общего случая изменение температуры рассчитывается с использованием уравнения теплопроводности, в следующем виде:

$$t(h) = t_{\text{заб}} - \omega h + \omega \frac{2c\rho q}{k\pi d} [1 - \exp(-\frac{\pi d k h}{2c\rho q})] \quad 3.1$$

где $t(h)$ – температура на глубине h , отсчитываемая от забоя скважины, °С; $t_{\text{заб}}$ – температура на забое скважины (принимается равной пластовой температуре $t_{\text{пл}}$), °С; ω – геотермический градиент, град/м; c – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(кг град); ρ – плотность жидкости, кг/м³; q – объемный расход жидкости, м³/с; K – коэффициент теплопередачи через стенку трубы, Вт/(м²·град); d – внутренний диаметр подъемника скважины, м.

Наиболее трудно определяется коэффициент теплопередачи. Обобщение температурных режимов работы добывающих скважин и использование уравнения (3.1) позволяют записать следующие выражения для расчета температуры по глубине добывающей скважины:

при расчете от забоя скважины

$$t(h) = t_{\text{пл}} (1 - St \frac{h}{d} \cos \alpha), \quad (3.2)$$

при расчете от устья скважины

$$t(H) = t_y / (1 - St \frac{H}{d} \cos \alpha), \quad (3.3)$$

где $t_{\text{пл}}$, t_y – соответственно температура пластовая и на устье скважины, °С; h – высота, отсчитываемая от забоя, м; H – глубина, отсчитываемая от устья, м; St – безразмерный критерий Стантона; α – угол отклонения скважины от вертикали, градус.

Зависимость критерия Стантона от массового дебита скважины можно

записать в следующем виде (рисунок 3.1):

$$St = \frac{1,763 \cdot 10^{-4}}{\ln(Q_M + 40)} - 0,202 \cdot 10^{-4} \quad (3.4)$$

где Q_M – массовый дебит скважины, т/сут

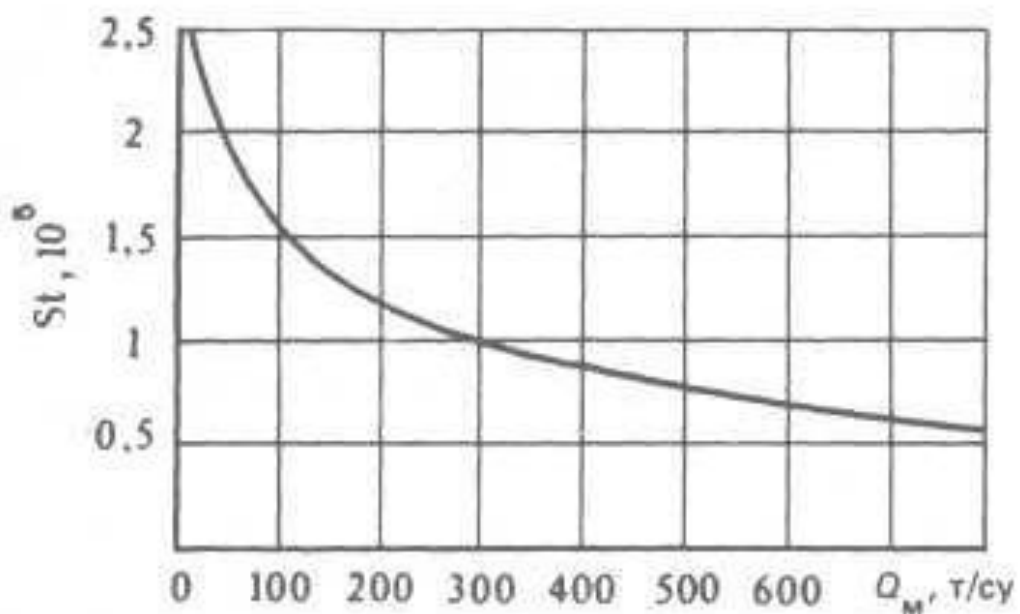


Рисунок 3.1 – Зависимость критерия Стантона от массового дебита скважины

Для критерия представленная зависимость справедлива в пределах изменения дебита от 15 до 800 т/сут при диаметрах подъемника 0,062; 0,0503 и 0,0403 м, т. е. справедлива только для колонн насосно-компрессорных труб и не может быть использована при расчетах температуры в обсадных колоннах.

Критерий Стантона можно записать так:

$$St = \frac{K\pi d^2}{4q_{pc}} \quad (3.5)$$

Изменение температуры по глубине скважины можно установить и по

следующему выражению:

$$T(H) = T_{\text{пл}} - (H_{\text{кп}} - H) \frac{0,0034 + 0,79\omega \cos\alpha}{10^{q/20d^{2,67}}}, \quad (3.6)$$

где $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура, К; $H_{\text{кп}}$ – глубина кровли пласта, м; H – текущая глубина, отсчитываемая от устья скважины, м; q – дебит жидкости, приведенный к стандартным условиям, м³/с; d – диаметр скважины (подъемника), м.

Геотермический градиент:

$$\omega = \frac{T_{\text{пл}} - T_{\text{нс}}}{(H_{\text{кп}} - H_{\text{нс}}) \cos\alpha} \quad (3.7)$$

где $T_{\text{нс}}$ – температура нейтрального слоя, К; $H_{\text{нс}}$ – глубина нейтрального слоя, м.

Нейтральный слой – это участок или слой горной породы, в котором температура не изменяется в течение года. Температура нейтрального слоя для некоторых нефтяных районов: Коми АССР – 277 К; Западная Сибирь – 278 К, Урало-Поволжье – 279 К; Белоруссия и Украина – 282 К; Краснодарский край и Чечено-Ингушская АССР – 286,5 К; Азербайджан, Казахстан и Средняя Азия – 289 К. Глубина нейтрального слоя от поверхности земли изменяется в разных районах от 20 до 40 м и может быть принята, в среднем, равной 30 м.

При известном массовом дебите скважины $Q_{\text{м}}$ и известной плотности нефти в стандартных условиях $\rho_{\text{нд}}$ дебит жидкости q рассчитывается так:

$$q = Q_{\text{м}} / (86,4 \rho_{\text{нд}}), \quad (3.8)$$

где q – дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$; Q_m – массовый дебит жидкости, $\text{т}/\text{сут}$; $\rho_{\text{нд}}$ – плотность нефти в стандартных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Оборудование и материалы

1. Комплект тренажеров-имитаторов "Нефтегазовая промышленность».

Указания по технике безопасности

1. Практическая работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности (Приложение 1) с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.
2. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование, входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Рассчитать распределение температуры по глубине фонтанной добывающей скважины нефтяного месторождения в соответствии с примером:

глубина кровли пласта 1700 м; пластовая температура 29 °С; диаметр подъемника $d_{\text{вн}} = 0,0403$ м (подъемник спущен до кровли продуктивного горизонта); скважина работает с массовым дебитом $Q_m = 51$ т/сут, обводненность продукции $B = 0$, плотность нефти в стандартных условиях 852,5 $\text{кг}/\text{м}^3$, скважина вертикальная.

Определяем распределение температуры по зависимости (3.2) с шагом $h = 200$ м. Предварительно рассчитаем по формуле (3.4) критерий Стантона:

$$St = 1,763 \cdot 10^{-4} / \ln(51 + 40) - 0,202 \cdot 10^{-4} = 1,889 \cdot 10^{-5}$$

По рисунку 3.1

$$St = 1,9 \cdot 10^{-5}$$

Для $h = 200$ м

$$t_{200} = 29(1 - 1,889 \cdot 10^{-5} \cdot 200 / 0,403 \cdot 1) = 26,3 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Аналогичные расчеты проводятся для следующих значений h . $h, \text{м}$

	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1700
$t, \text{ } ^\circ\text{C}$	26,3	23,6	20,85	18,12	15,4	12,7	10	7,28	5,9

Вычисляем распределение температуры по формуле (3.6).

Предварительно рассчитываем геотермический градиент для следующих условий:

$$T_{\text{пл}} = 302 \text{ К}, T_{\text{нс}} = 279 \text{ К}, H_{\text{кп}} = 1700 \text{ м}, H_{\text{нс}} = 30 \text{ м}, \alpha = 0^\circ.$$

В соответствии с формулой (3.7):

$$\omega = \frac{302 - 279}{(1700 - 30) \cdot 1} = 0,0141 \cdot \text{градус} / \text{м}.$$

Чтобы установить распределение температуры по (3.6), рассчитываем предварительно q по (3.8)

$$q = \frac{51}{86,4 \cdot 852,5} = 6,924 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Вычисляем по формуле (3.6) температуру на глубине $H=200$ м от устья

$$T_{200} = 302 - (1700 - 200) \frac{0,0034 + 0,79 \cdot 0,0141 \cdot 1}{10 \cdot \frac{6,924 \cdot 10^{-4} \cdot 20 \cdot 0,403^{2,67}}{1}} = 287,7 \text{ К}$$

Проводим аналогичные расчеты для следующих значений Н

Н, м	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1700
t, °C	14,7	16,6	18,5	20,4	22,3	24,2	26,14	28,5	29

Ниже представлены результаты экспериментальных замеров температуры по глубине этой скважины

Н, м	0	200	400	600	800	900	1050	1600
f, °C t ...	7	9	11,8	13,3	16,3	17,8	19,9	26

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глубина спуска, Н _{сп}	1150	1000	1200	1300	1250	1100	1350	1200	1400	900
Массовый дебит скважины, Q _м т/сут	130	140	150	135	145	140	120	125	140	150
Обводненность, В	0,1	0,2	0,15	0,2	0,4	0,45	0,35	0,3	0,2	0,1

Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания;

Контрольные вопросы

1. Как ведется расчет температуры по глубине добывающей скважины при отсчете от устья, забоя скважины.
2. Как рассчитывается критерий Стантона?
3. Что такое геотермический градиент и как он рассчитывается?

4. Что такое нейтральный слой?

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 4 РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО ГЛУБИНЕ СКВАЖИНЫ, ЭКСПЛУАТИРУЕМОЙ УСТАНОВКОЙ ПОГРУЖНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО ЭЛЕКТРОНАСОСА

Цель: научиться рассчитывать распределение температуры по глубине добывающей скважины.

Формируемые компетенции:

ПК-5 - Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Теоретическая часть

Изменение температуры с глубиной добывающей скважины зависит от способа эксплуатации, добычи, диаметра скважины или НКТ, обводненности скважинной продукции и других важных параметров.

Для общего случая изменение температуры рассчитывается с использованием уравнение теплопроводности, в следующем виде:

$$t(h) = t_{\text{заб}} - \omega h + \omega \frac{2c_{\text{р}}q}{k\pi d} \left[1 - \exp\left(-\frac{\pi d k h}{2c_{\text{р}}q}\right) \right], \quad 4.1$$

где $t(h)$ – температура на глубине h , отсчитываемая от забоя скважины, °С; $t_{заб}$ – температура на забое скважины (принимается равной пластовой температуре $t_{пл}$), °С; ω – геотермический градиент, град/м; c – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(кг град); ρ – плотность жидкости, кг/м³; q – объемный расход жидкости, м³/с; K – коэффициент теплопередачи через стенку трубы, Вт/(м²·град); d – внутренний диаметр подъемника скважины, м.

Наиболее трудно определяется коэффициент теплопередачи. Обобщение температурных режимов работы добывающих скважин и использование уравнения (3.1) позволяют записать следующие выражения для расчета температуры по глубине добывающей скважины:

при расчете от забоя скважины

$$t(h) = t_{пл} \left(1 - St \frac{h}{d} \cos \alpha \right), \quad (4.2)$$

при расчете от устья скважины

$$t(H) = t_y / \left(1 - St \frac{H}{d} \cos \alpha \right), \quad (4.3)$$

где $t_{пл}$, t_y – соответственно температура пластовая и на устье скважины, °С; h – высота, отсчитываемая от забоя, м; H – глубина, отсчитываемая от устья, м; St – безразмерный критерий Стантона; α – угол отклонения скважины от вертикали, градус.

Зависимость критерия Стантона от массового дебита скважины можно записать в следующем виде (рисунок 3 1):

$$St = \frac{1,763 \cdot 10^{-4}}{\ln(Q_M + 40)} - 0,202 \cdot 10^{-4} \quad (4.4)$$

где Q_M – массовый дебит скважины, т/сут

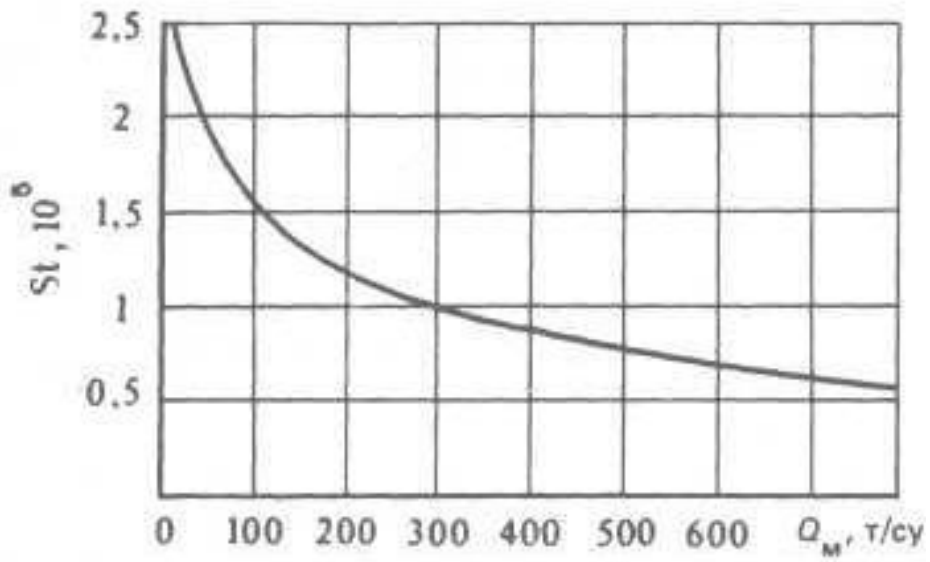


Рисунок 4.1 – Зависимость критерия Стантона от массового дебита скважины

Для критерия представленная зависимость справедлива в пределах изменения дебита от 15 до 800 т/сут при диаметрах подъемника 0,062; 0,0503 и 0,0403 м, т. е. справедлива только для колонн насосно-компрессорных труб и не может быть использована при расчетах температуры в обсадных колоннах.

Критерий Стантона можно записать так:

$$St = \frac{K\pi d^2}{4q_{pc}} \quad (4.5)$$

Распределение температуры по глубине скважины можно установить и по следующему выражению:

$$T(H) = T_{пл} - (H_{кп} - H) \frac{0,0034 + 0,79\omega \cos\alpha}{10^{q/20d^{2,67}}}, \quad (4.6)$$

где $T_{пл}$ – пластовая температура, К; $H_{кп}$ – глубина кровли пласта, м; H – текущая глубина, отсчитываемая от устья скважины, м; q – дебит жидкости, приведенный к стандартным условиям, $м^3/с$; d – диаметр скважины (подъемника), м.

Геотермический градиент:

$$\omega = \frac{T_{пл} - T_{нс}}{(H_{кп} - H_{нс}) \cos \alpha} \quad (4.7)$$

где $T_{нс}$ – температура нейтрального слоя, К; $H_{нс}$ – глубина нейтрального слоя, м.

Нейтральный слой – это участок или слой горной породы, в котором температура не изменяется в течение года. Температура нейтрального слоя для некоторых нефтяных районов: Коми АССР – 277 К; Западная Сибирь – 278 К, Урало-Поволжье – 279 К; Белоруссия и Украина – 282 К; Краснодарский край и Чечено-Ингушская АССР – 286,5 К; Азербайджан, Казахстан и Средняя Азия – 289 К. Глубина нейтрального слоя от поверхности земли изменяется в разных районах от 20 до 40 м и может быть принята, в среднем, равной 30 м.

При известном массовом дебите скважины Q_m и известной плотности нефти в стандартных условиях $\rho_{нд}$ дебит жидкости q рассчитывается так:

$$q = Q_m / (86,4 \rho_{нд}), \quad (4.8)$$

где q – дебит жидкости, $м^3/с$; Q_m – массовый дебит жидкости, т/сут; $\rho_{нд}$ – плотность нефти в стандартных условиях, $кг/м^3$.

Оборудование и материалы

1. Комплект тренажеров-имитаторов "Нефтегазовая промышленность».

Указания по технике безопасности

2. выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.
3. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Рассчитать распределение температуры по глубине скважины, эксплуатируемой установкой погружного центробежного электронасоса в соответствии с примером:

Вертикальная скважина эксплуатируется установкой погружного центробежного электронасоса (ПЦЭН), спущенной на глубину $H_{\text{сп}} = 1100$ м. Массовый дебит скважины $Q_m = 131$ т/сут. Диаметр подъемника $d_{\text{вн}} = 0,0503$ м. Диаметр скважины $D = 0,168$ м. Глубина скважины $H = 2700$ м. Пластовая температура 38 °С, обводненность продукции $B = 0,1$. Температура на устье скважины $t = 20$ °С.

Требуется рассчитать температуру жидкости перед установкой ПЦЭН $T_{\text{пр}}$, на выходе из насоса $t_{\text{в}}$, а также подогрев жидкости за счет работы установки Δt .

Решение. Для расчета распределения температуры в обсадной колонне ниже установки ПЦЭН используем следующую зависимость:

$$t(h) = t_{пл} \left\{ 1 - h \left[0,544(623,7 \frac{D_{эк} + 1}{2Q^M} \frac{\cos \alpha}{c} \right] \right\} \quad (4.9)$$

где h — высота, отсчитываемая от забоя скважины, м.

Распределение температуры в колонне насосно-компрессорных труб при расчете её от устья устанавливается по зависимости:

$$t(H) = t_y / \left\{ 1 - H \left[0,544(623,7 \frac{d_{вн} + 1}{Q_M} \frac{\cos \alpha}{c} \right] \right\}. \quad (4.10)$$

Удельная теплоемкость продукции скважины

$$c = c_n (1 - B) + c_v B, \quad (4.11)$$

где c_n , c_v — соответственно, удельная теплоемкость нефти ($c_n = 2100$ Дж/(кг • градус) и воды ($c_v = 4186$ Дж/(кг • градус); B — обводненность продукции.

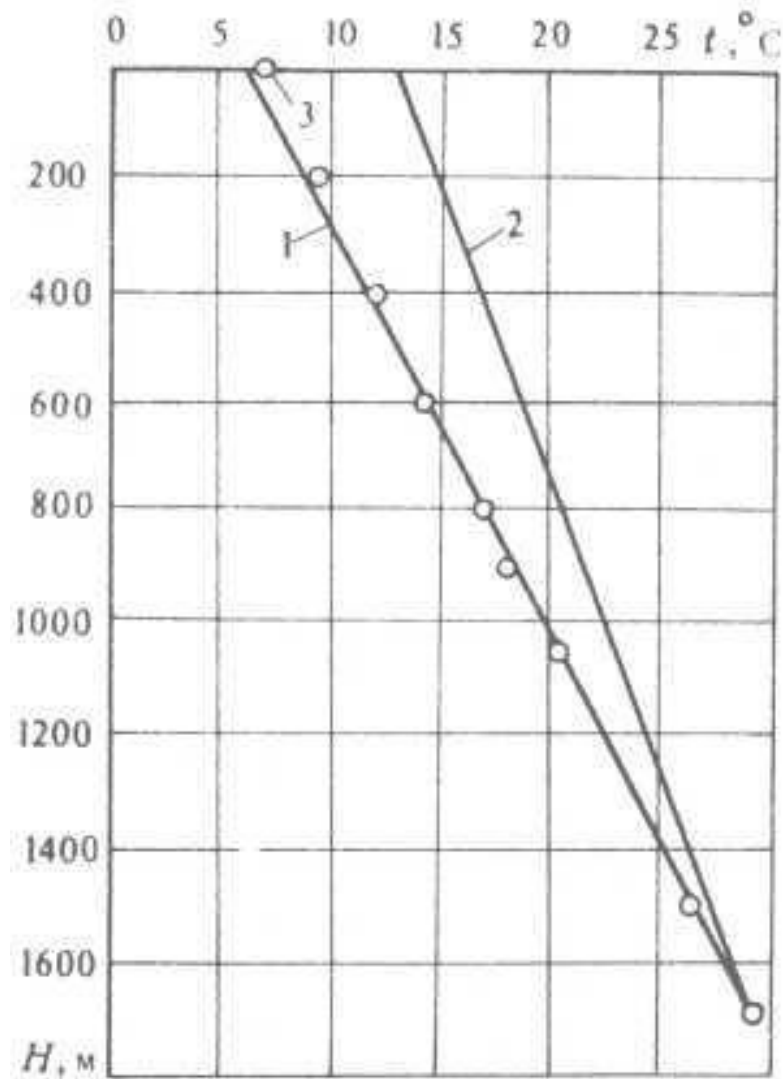


Рисунок 4.2 – Сопоставление расчетного и экспериментального распределений температуры:

1 – расчет по формуле (4.2); 2 – расчет по формуле (4.6); 3 – экспериментальные данные

Для условий задачи удельная теплоемкость жидкости

$$c = 2100(1 - 0,1) + 4186 \cdot 0,1 = 2308,6 \text{ Дж/(кг- градус)}.$$

Рассчитываем по формуле (4.9) температуру жидкости перед установкой ПЭЦН $t_{пр}$ на глубине от устья скважины $H_{сп} = 1100$ м, т. е. на высоте от забоя h :

$$H = 2700 - 1100 = 1600$$

$$t_{пр(1600)} = 38 \left\{ 1 - 1600 \left[0,544 \left(623,5 \frac{0,168}{2 \cdot 131} + 1 \right) \frac{1}{2308,6} \right] \right\} = 18 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Таким образом, температура жидкости перед установкой ПЭЦН равна $18 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Температуру жидкости на выкиде насоса в подъемнике t_v вычисляем по (4.3), определив предварительно по рисунку 4.1 критерий Стантона для $Q = 131$ т/сут: $St = 1,37 \cdot 10^{-5}$. Расчет ведем для $H_{сп} = 1100$ м:

$$t_{в(1100)} = 20 / \left(1 - 1,37 \cdot 10^{-5} \frac{1100}{0,0503} \cdot 1 \right) = 28,5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Рассчитаем температуру на выкиде насоса t_v по (4.10):

$$t_{в(1100)} = 20 / \left\{ 1 - 1100 \left[0,544 \left(623,7 \cdot \frac{0,0503}{131} + 1 \right) \frac{1}{2308,6} \right] \right\} = 29,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Сравнивая результаты расчета t_v по формулам (4.3) и (4.10), видим, что ошибка

$$\delta = \frac{28,5 - 29,5}{29,5} \cdot 100\% = -3,5\%$$

что вполне допустимо для тепловых расчетов.

Принимаем температуру жидкости на выкиде насоса средней по (4.3) и (4.10):

$$t_B = (28,5 + 29,5)/2 = 29 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Подогрев жидкости за счет работы установки ПЦЭН составляет:

$$\Delta t = t_B - t_{np} = 29 - 18 = 11 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Таким образом, температура жидкости перед установкой ПЦЭН $t_{np} = 18 \text{ }^{\circ}\text{C}$; температура жидкости на выходе из установки $t_B = 29 \text{ }^{\circ}\text{C}$, а подогрев жидкости за счет работы установки $\Delta t = 11 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Варианты расчета:

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глубина спуска, $H_{сп}$	1150	1000	1200	1300	1250	1100	1350	1200	1400	900
Массовый дебит скважины, $Q_m \text{ т/сут}$	130	140	150	135	145	140	120	125	140	150
Обводненность, В	0,1	0,2	0,15	0,2	0,4	0,45	0,35	0,3	0,2	0,1

Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания;

Контрольные вопросы

5. Как ведется расчет температуры по глубине добывающей скважины при отсчете от устья, забоя скважины.

6. Как рассчитывается критерий Стантона?
7. Что такое геотермический градиент и как он рассчитывается?
8. Что такое нейтральный слой?

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №5

РАСЧЕТ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ

Цель: научиться рассчитывать пластовое давление в добывающей скважине.

Формируемые компетенции:

ПК-5 - Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Теоретическая часть

Под пластовым давлением будем понимать давление на забое остановленной на определенный период времени скважины. Методы расчета пластового давления различны для различных категорий скважин по обводненности и базируются на использовании ряда показателей скважины, получаемых в процессе ее эксплуатации.

По обводненности скважины делятся на безводные и обводненные. К безводным будем относить только те скважины, в продукции

которых полностью отсутствует вода, и скважины при проведении подземного ремонта не были заглушены водой (или вся вода глушения вынесена на поверхность).

К обводненным будем относить все скважины, в продукции которых содержится вода при стационарном режиме их работы независимо от места рассмотрения продукции (на поверхности, в подъемнике, в интервале "забой – прием"). Таким образом, скважину, в продукции которой на поверхности вода отсутствует, но которая была заглушена водой и в интервале "забой – прием" имеется вода при стационарной ее работе, будем считать обводненной.

Для безводной скважины пластовое давление $p_{пл}$ рассчитывают по формуле:

$$p_{пл} = h_n \rho_n g 10^{-6} \quad (5.1)$$

где h_n – высота столба нефти в скважине, отсчитываемая от забоя, м; ρ_n – средняя плотность нефти в остановленной скважине, кг/м³.

Высота столба нефти:

$$h_n = L_c - H_{ст}, \quad (5.2)$$

где L_c – глубина скважины, м; $H_{ст}$ – статический уровень жидкости, м. Если при остановке скважины давление на устье больше атмосферного, то пластовое давление:

$$p_{пл} = L_c \rho_n g 10^{-6} + p_y \quad (5.3)$$

где p_y – давление на устье остановленной скважины, МПа.

Среднюю плотность нефти можно рассчитывать, принимая линейный закон ее распределения в функции давления:

$$\rho_n = (\rho_{nn} + \rho_{нд}) / 2 \quad (5.4)$$

В обводненной скважине, которая не глушилась водой (или другой жидкостью глушения) при эксплуатации, возможны следующие условия: вся вода, поступающая из пласта с продукцией, выносится на дневную поверхность и не накапливается в интервале «забой – прием»; поступающая из пласта с нефтью вода частично выносится на дневную поверхность, а частично накапливается в интервале «забой – прием».

В этих условиях проверяется возможность накопления воды в интервале «забой – прием» в процессе эксплуатации скважины.

Условия полного выноса накопленной в интервале «забой – прием» воды, поступающей с продукцией из пласта, следующие:

$$Re_n > Re_{нпр} = 1600 \quad (5.5)$$

или

$$Re_n < Re_{нпр} = 1600$$

$$H_{сп} > H'_{сп} = L \frac{D_{эк}^2}{(D_{эк}^2 + d_{вн}^2)} \quad (5.6)$$

где Re_n – приведенное число Рейнольдса по нефти; $Re_{нпр}$ – предельное приведенное число Рейнольдса по нефти, равное 1600, и при котором вся вода, поступающая из пласта, выносится с интервала «забой – прием» (накопления воды в этом интервале при эксплуатации скважины не происходит); $H_{сп}$ – глубина спуска подъемника или насоса, м;

$D_{эк}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_{вн}$ – внутренний диаметр НКТ, м.

Приведенное число Рейнольдса по нефти:

$$Re_H = 1,274 Q_{нд} b_H / (86400 D_{эк} \nu_H), \quad - \quad (5.7)$$

где $Q_{нд}$ – дебит скважины по дегазированной нефти, м³/сут; b_H – объемный коэффициент нефти; ν_H – кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях, м²/с.

При соблюдении условий (5.5) или (5.6) плотность водонефтяной смеси $\rho_{вн}'$ в интервале «забой – прием» рассчитывают по формуле:

$$\rho_{вн}' = \rho_H + (\rho_B - \rho_H)B \quad (5.8)$$

где ρ_B – плотность воды, кг/м³; B – обводненность продукции.

В данном случае пластовое давление

$$\rho_{пл} = 10^{-6} [(L - H_{сп}) \rho_{вн} + (H_{сп} - H_{дин}) \rho_{нд} g + (H_{дин} - H_{ст}) \rho_{вн} g], \quad (5.9)$$

где $H_{дин}$ – динамический уровень в скважине, м.

Условие неполного выноса накопленной в интервале «забой – прием» воды следующее:

$$Re_H < Re_{Hпр} = 1600,$$

$$H_{сп} < H_{сп}^* = L_c D_{эк}^2 / (D_{эк}^2 + d_{вн}^2) \quad (5.10)$$

В условиях неполного выноса поступающей из пласта воды (вода накапливается в интервале «забой – приём») плотность водонефтяной смеси:

$$\rho_{\text{вн}} = \rho_{\text{в}} - \frac{(1-B)H_{\text{сп}}}{(L-H_{\text{сп}})} \left(\frac{d_{\text{вн}}}{D_{\text{эк}}} \right)^2 (\rho_{\text{в}} - \rho'_{\text{вн}}) \quad (5.11)$$

где $\rho'_{\text{вн}}$ – плотность водонефтяной смеси при условии полного выноса воды,

рассчитываемая по (5.8), кг/м³.

Если скважина в процессе эксплуатации дает безводную продукцию, но при текущем ремонте она была заглушена водой, то возможны также два условия:

в процессе эксплуатации происходит полный вынос воды глушения;

в процессе эксплуатации воды глушения частично остается в интервале «забой – прием».

Условия полного выноса воды глушения следующие:

$$\text{Re}_n > \text{Re}_{\text{нпр}} = 850 \quad (5.12)$$

Или

$$\begin{aligned} \text{Re}_n &< \text{Re}_{\text{нпр}} = 850 \\ H_{\text{сп}} &> H'_{\text{сп}} \end{aligned} \quad (5.13)$$

где $H'_{\text{сп}}$ – глубина спуска подъемника (насоса), при которой возможен полный вынос воды, рассчитываемая по (5.6), м.

При соблюдении условий (5.12) или (5.13) пластовое давление определяют по формуле (5.1) или (5.3).

Условие неполного выноса воды глушения следующее:

$$\begin{aligned} \text{Re}_n &< \text{Re}_{\text{нпр}} = 850 \\ H_{\text{сп}} &< H'_{\text{сп}} \end{aligned} \quad (5.14)$$

При соблюдении условий (5.14) плотность водонефтяной смеси в интервале «забой – прием»

$$\rho_{вн} = \rho_v - \varphi (\rho_v - \rho_{нп}) \quad (5.15)$$

где ρ_v – плотность воды глушения, кг/м³; $\rho_{нп}$ – плотность пластовой нефти, кг/м³; φ – истинное нефтесодержание в интервале «забой – прием».

Истинное нефтесодержание зависит от Re_n и может быть рассчитано по следующим формулам:

$$\text{при } 0 < Re_n < 400 \quad \varphi_n = 0,0024 Re_n; \quad (5.16)$$

$$\text{при } 400 < Re_n < 850 \quad \varphi_n = 0,915 + 10^{-4} Re_n \quad (5.17)$$

При соблюдении условия (5.14) пластовое давление:

$$P_{пл} = 10^{-6} [(L_c - H_{сп}) \rho_{вн} g + (H_{сп} - H_{дин}) \rho_{нд} g + (H_{дин} - H_{ст}) \rho_{нп} g]$$

Оборудование и материалы

1. Комплект тренажеров-имитаторов "Нефтегазовая промышленность»
2. Тренажер-имитатор капитального ремонта

Указания по технике безопасности

1. Практическая работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности (Приложение 1) с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.

2. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеро-имитаторов.

3. Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий:

глубина скважины 1870 м; измеренный статический уровень 37 м; плотность дегазированной нефти 870 кг/м³; плотность пластовой нефти 805 кг/м³; скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления насыщения.

Так как скважина безводная, то после остановки она заполнена только нефтью. Рассчитываем высоту столба нефти по формуле (5.2):

$$h_n = 1870 - 37 = 1833 \text{ м}$$

Вычисляем по формуле (4.4) среднюю плотность нефти

$$\rho_n = (805 + 870) / 2 = 837,5 \text{ кг/м}^3$$

Пластовое давление в соответствии формулой (4.1):

$$P_{пл} = 1833 \cdot 837,5 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 15,06 \text{ МПа}$$

4. Определить пластовое давление в остановленной безводной фонтанной скважине для следующих условий:

глубина скважины 2650 м; статический уровень на устье; давление на устье остановленной скважины $p_y = 8 \text{ МПа}$; скважина эксплуатировалась при забойном давлении, равном давлению насыщения $P_{нас} = 12 \text{ МПа}$; замеренная

температура на устье остановленной скважины $t_y = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$; пластовая температура $t_{\text{пл}} = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Зависимости плотности нефти от давления и температуры представлены на рисунку 5.1.

Для расчета пластового давления в данном случае необходимо использовать формулу (5.3).

Средняя плотность нефти в скважине ρ_n зависит от давления и температуры.

По существу, решение данной задачи сводится к расчету $\rho_n(p, t)$.

Принимая линейный закон распределения температуры по глубине остановленной скважины, рассчитаем среднюю температуру $t = (20 + 70)/2 = 45 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Используя графические зависимости $\rho_n = f(p, t)$ на рисунке 5.1 и принимая линейное изменение плотности нефти от температуры, путем интерполяции строим зависимость плотности нефти при $t = 45 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (кривая 3). Полученную кривую можно использовать для расчета средней плотности нефти в скважине при изменении давления от p_y до $p_{\text{нас}}$. По кривой 3 находим среднюю плотность нефти в интервале давлений от $p_y = 8 \text{ МПа}$ до $p_{\text{нас}} = 12 \text{ МПа}$: $\rho_n = 775 \text{ кг/м}^3$.

При решении принято, что средняя плотность нефти при $t = 45 \text{ }^{\circ}\text{C}$ в области давлений от $p_{\text{нас}} = 11,3 \text{ МПа}$ до $p_{\text{пл}} = 28,15 \text{ МПа}$ постоянна и равна 775 кг/м^3 . Фактически, в этой области давлений плотность нефти линейно увеличивается за счет сжимаемости. Рассчитаем плотность нефти при $p_{\text{пл}} = 28,15 \text{ МПа}$, если плотность нефти при $p_{\text{нас}} = 11,3 \text{ МПа}$ равна $772,5 \text{ кг/м}^3$ (см. кривую 3 на рис. 4.1).

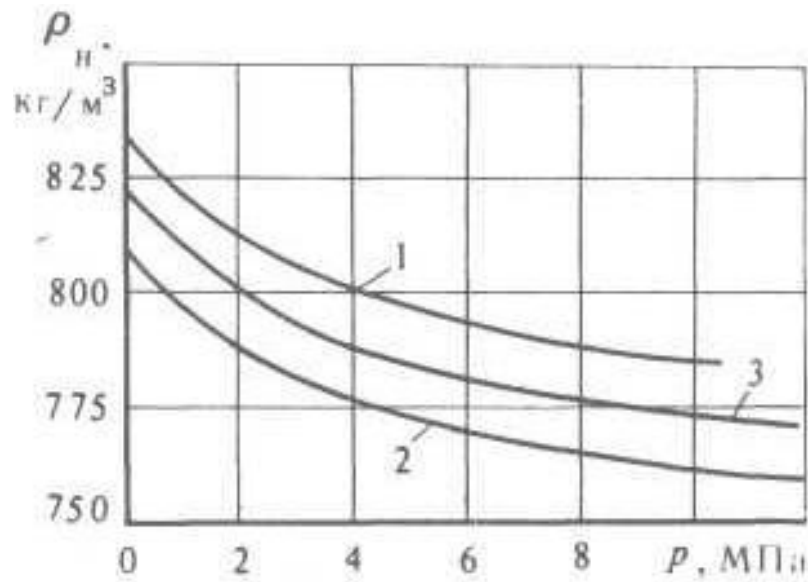


Рисунок 5.1 – Зависимости плотности нефти от давления и температуры:

1 – при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$; 2 – при $t = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$; 3 – при $t = 45\text{ }^{\circ}\text{C}$

По формуле (5.3) рассчитываем пластовое давление:

$$p_{\text{пл}} = 2650 \cdot 775 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} + 8 = 28,15 \text{ МПа.}$$

Коэффициент сжимаемости нефти β_n принимаем равным $6,5 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$. Таким образом, плотность нефти при пластовом давлении

$$\rho_{n(p_{\text{пл}})} = \rho_{n(p_{\text{нас}})} / [1 - \beta_n (p_{\text{пл}} - p_{\text{нас}})] \quad (5.19)$$

или

$$\rho_{n(p_{\text{пл}})} = \frac{772,5}{1 - 6,5 \cdot 10^{-4} (28,15 - 11,3)} = 781,1 \text{ кг/м}^3$$

Средняя плотность нефти в интервале давления от $p_{\text{нас}}$ до $p_{\text{пл}}$

$$\rho_{n \text{ ср}} = (772,5 + 781,1) / 2 = 776,9 \text{ кг/м}^3$$

Таким образом, средние плотности нефти в интервалах давлений от $p_y = 8$ МПа до $p_{\text{нас}} = 11,3$ МПа и от $p_{\text{нас}} = 11,3$ МПа до $p_{\text{пл}} = 28,15$ МПа соответственно равны 775 и 776,8 кг/м³. Для данных условий нетрудно рассчитать и среднюю плотность нефти в интервале от $p_y = 8$ МПа до $p_{\text{пл}} = 28,15$ МПа, которая равна 776,6 кг/м³.

Вычисляем пластовое давление с учетом изменения плотности нефти при $p > p_{\text{нас}}$:

$$P_{\text{пл}} = 2650 \cdot 776,5 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} + 8 = 28,19 \text{ МПа.}$$

Оценим ошибку δ , вносимую в расчет пластового давления, пренебрежением влияния давления на плотность нефти в области $p > p_{\text{нас}}$

$$\delta = \frac{28,19 - 28,15}{28,19} 100 = 0,15 \%$$

Таким образом, ошибка составляет всего 0,15 %, поэтому в практических расчетах можно пренебрегать влиянием изменения плотности нефти за счет ее сжимаемости в области давлений от $p_{\text{пл}}$ до $p_{\text{нас}}$.

Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания;

Контрольные вопросы

1. Что понимают под пластовым давлением?
2. Как рассчитывается пластовое давление для безводной скважины?

3. Как рассчитывается высота столба нефти?
4. Как рассчитывается пластовое давление в случае остановки скважины при условии, что давление на устье больше атмосферного?

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №6

РАСЧЕТ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ, ЭКСПЛУАТИРУЕМОЙ СКВАЖИННЫМ ШТАНГОВЫМ НАСОСОМ

Цель: научиться рассчитывать пластовое давление в скважине, эксплуатируемой скважинным штанговым насосом.

Формируемые компетенции:

ПК-5 - Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Теоретическая часть

Для безводной скважины пластовое давление $p_{пл}$ рассчитывают по формуле:

$$p_{пл} = h_n \rho_n g 10^{-6} \quad (6.1)$$

где h_n – высота столба нефти в скважине, отсчитываемая от забоя, м; ρ_n – средняя плотность нефти в остановленной скважине, кг/м³.

Высота столба нефти:

$$h_H = L_c - H_{ст}, \quad (6.2)$$

где L_c – глубина скважины, м; $H_{ст}$ – статический уровень жидкости, м. Если при остановке скважины давление на устье больше атмосферного, то пластовое давление:

$$p_{пл} = L_c \rho_n g 10^6 + p_y \quad (6.3)$$

где p_y – давление на устье остановленной скважины, МПа.

Среднюю плотность нефти можно рассчитывать, принимая линейный закон ее распределения в функции давления:

$$\rho_n = (\rho_{нт} + \rho_{нд}) / 2 \quad (6.4)$$

Условия полного выноса накопленной в интервале «забой – прием» воды, поступающей с продукцией из пласта, следующие:

$$Re_n > Re_{нпр} = 1600 \quad (6.5)$$

или

$$Re_n < Re_{нпр} = 1600$$

$$H_{сп} > H'_{с\text{эк}} = L \frac{D^2_{с\text{эк}}}{(D^2_{с\text{эк}} + d^2_{вн})} \quad (6.6)$$

где Re_n – приведенное число Рейнольдса по нефти; $Re_{нпр}$ – предельное приведенное число Рейнольдса по нефти, равное 1600, и при котором вся вода, поступающая из пласта, выносится с интервала «забой –

прием»(накопления воды в этом интервале при эксплуатации скважины не происходит); $H_{сп}$ – глубина спуска подъемника или насоса, м;

$D_{эк}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_{вн}$ – внутренний диаметр НКТ, м.

Приведенное число Рейнольдса по нефти:

$$Re_n = 1,274 Q_{нд} b_n / (86400 D_{эк} v_n), \quad - \quad (6.7)$$

где $Q_{нд}$ – дебит скважины по дегазированной нефти, м³/сут; b_n – объемный коэффициент нефти; v_n – кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях, м²/с.

При соблюдении условий (5.5) или (5.6) плотность водонефтяной смеси $\rho_{вн}'$ в интервале «забой – прием» рассчитывают по формуле:

$$\rho_{вн}' = \rho_n + (\rho_v - \rho_n)B \quad (6.8)$$

где ρ_v – плотность воды, кг/м³; B – обводненность продукции.

В данном случае пластовое давление

$$\rho_{пл} = 10^6 [(L_c - H_{сп}) \rho_{вн} + (H_{сп} - H_{дин}) \rho_n] g + (H_{дин} - H_{ст}) \rho_{вн} g, \quad (6.9)$$

где $H_{дин}$ – динамический уровень в скважине, м.

Условие неполного выноса накопленной в интервале «забой – прием» воды следующее:

$$Re_n < Re_{нпр} = 1600, \\ H_{сп} < H'_{сп} = L_c D_{эк}^2 / (D_{эк}^2 + d_{вн}^2) \quad (6.10)$$

В условиях неполного выноса поступающей из пласта воды (вода накапливается в интервале «забой – приём») плотность водонефтяной смеси:

$$\rho_{\text{вн}} = \rho_{\text{в}} - \frac{(1-B)H_{\text{сн}}}{(L_{\text{с}} - H_{\text{сн}})} \left(\frac{d_{\text{вн}}}{D_{\text{эк}}} \right)^2 (\rho_{\text{в}} - \rho'_{\text{вн}}) \quad (6.11)$$

где $\rho'_{\text{вн}}$ – плотность водонефтяной смеси при условии полного выноса воды,

рассчитываемая по (5.8), кг/м³.

Условия полного выноса воды глушения следующие:

$$\text{Re}_{\text{н}} > \text{Re}_{\text{нпр}} = 850 \quad (6.12)$$

или

$$\begin{aligned} \text{Re}_{\text{н}} < \text{Re}_{\text{нпр}} = 850 \\ H_{\text{сп}} > H'_{\text{сп}} \end{aligned} \quad (6.13)$$

где $H'_{\text{сп}}$ – глубина спуска подъемника (насоса), при которой возможен полный вынос воды, рассчитываемая по (6.6), м.

При соблюдении условий (6.12) или (6.13) пластовое давление определяют по формуле (6.1) или (6.3).

Условие неполного выноса воды глушения следующее:

$$\begin{aligned} \text{Re}_{\text{н}} < \text{Re}_{\text{нпр}} = 850 \\ H_{\text{сп}} < H'_{\text{сп}} \end{aligned} \quad (6.14)$$

При соблюдении условий (6.14) плотность водонефтяной смеси в интервале «забой – прием»:

$$\rho_{\text{вн}} = \rho_{\text{в}} - \varphi (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{нн}}) \quad (6.15)$$

где ρ_v – плотность воды глушения, кг/м³; ρ_{np} – плотность пластовой нефти, кг/м³; Φ – истинное нефтесодержание в интервале «забой – прием».

Истинное нефтесодержание зависит от Re_H и может быть рассчитано по следующим формулам:

$$\text{при } 0 < Re_H < 400 \quad \Phi_H = 0,0024 Re_H; \quad (6.16)$$

$$\text{при } 400 < Re_H < 850 \quad \Phi_H = 0,915 + 10^{-4} Re_H \quad (6.17)$$

При соблюдении условия (6.14) пластовое давление

$$P_{пл} = 10^{-6} [(L_c - H_{сп}) \rho_{вн} g + (H_{сп} - H_{дин}) \rho_{но} g + (H_{дин} - H_{ст}) \rho_{нп} g]$$

Оборудование и материалы

1. Комплект тренажеров-имитаторов "Нефтегазовая промышленность»

Указания по технике безопасности

1. Практическая работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности (Приложение 1) с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.
2. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатируемой скважинным штанговым насосом при следующих условиях:

глубина скважины 1000 м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны 0,1302 м; глубина спуска насоса 850 м; внутренний диаметр НКТ 0,062 м; дебит скважины по дегазированной нефти 50 м³/сут; объемный коэффициент нефти 1,06; плотность пластовой нефти 853 кг/м³; плотность дегазированной нефти 880 кг/м³; кинематическая вязкость пластовой нефти 1·10⁻⁵ м²/с; обводненность продукции 0,2; плотность воды 1100 кг/м³; динамический уровень 650 м; статический уровень 150 м.

При предыдущем текущем ремонте скважина не была заглушена водой.

Так как скважина обводненная, проверяем возможность накопления

воды, поступающей из пласта, в интервале «забой — прием насоса». Рассчитываем сначала приведенное число Рейнольдса по нефти по формуле (6.7):

$$Re_n = 1,274 \cdot 50 \cdot 1,06 / (86400 \cdot 0,1302 \cdot 1 \cdot 10^{-5}) = 600.$$

В данном случае $Re = 600 < Re_{кр} = 1600$, поэтому условие (6.5) не выполняется. Проверяем выполнение условия (6.6), для чего рассчитываем

$$H'_{сп} = 1000 (0,1302)^2 / [(0,1302)^2 + (0,062)^2] = 815 \text{ м.}$$

Таким образом условие (6.6) выполняется и поэтому вся поступающая из пласта вода выносится с интервала «забой — прием насоса».

Рассчитываем по (6.6) плотность водонефтяной смеси на данном интервале, предварительно вычисляя по (6.4) среднюю плотность нефти:

$$\rho_{н\text{ ср}} = (853 + 880) / 2 = 866,5 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{вн} = 866,5 + (1100 - 866,5) \cdot 0,2 = 913,2 \text{ кг/м}^3,$$

Пластовое давление определяется по формуле (6,9):

$$p_{пл} = 10^{-6} [(1100 - 850) \cdot 913,2 \cdot 9,81 + (850 - 650) \cdot 880 \cdot 9,81 + (650 - 150) \cdot 913,2 \cdot 9,81] = (1,344 + 1,726 + 4,479) = 7,55 \text{ МПа.}$$

Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания;

Контрольные вопросы

1. Что понимают под пластовым давлением?
2. Как рассчитывается пластовое давление для безводной скважины?
3. Как рассчитывается высота столба нефти?
4. Как рассчитывается плотность водонефтяной смеси в условиях неполного выноса поступающей из пласта воды?

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 7

РАСЧЕТ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ, ЭКСПЛУАТИРУЕМОЙ УСТАНОВКОЙ ПОГРУЖНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО ЭЛЕКТРОНАСОСА

Цель: научиться рассчитывать пластовое давление в скважине, эксплуатируемой установкой погружного центробежного электронасоса.

Формируемые компетенции:

ПК-5 - Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Теоретическая часть

Для безводной скважины пластовое давление $p_{пл}$ рассчитывают по формуле:

$$p_{пл} = h_n \rho_n g 10^{-6} \quad (7.1)$$

где h_n – высота столба нефти в скважине, отсчитываемая от забоя, м; ρ_n – средняя плотность нефти в остановленной скважине, кг/м³.

Высота столба нефти:

$$h_n = L_c - H_{ст}, \quad (7.2)$$

где L_c – глубина скважины, м; $H_{ст}$ – статический уровень жидкости, м. Если при остановке скважины давление на устье больше атмосферного, то пластовое давление:

$$p_{пл} = L_c \rho_n g 10^{-6} + p_y \quad (7.3)$$

где p_y – давление на устье остановленной скважины, МПа.

Среднюю плотность нефти можно рассчитывать, принимая линейный закон ее распределения в функции давления:

$$\rho_n = (\rho_{нт} + \rho_{нд}) / 2 \quad (7.4)$$

Условия полного выноса накопленной в интервале «забой – прием» воды, поступающей с продукцией из пласта, следующие:

$$Re_n > Re_{нпр} = 1600 \quad (7.5)$$

или

$$Re_n < Re_{нпр} = 1600$$

$$H_{сп} > H'_{сп} = L \frac{D_{эк}^2}{(D_{эк}^2 + d_{вн}^2)} \quad (7.6)$$

где Re_n – приведенное число Рейнольдса по нефти; $Re_{нпр}$ – предельное приведенное число Рейнольдса по нефти, равное 1600, и при котором вся вода, поступающая из пласта, выносится с интервала «забой – прием» (накопления воды в этом интервале при эксплуатации скважины не происходит); $H_{сп}$ – глубина спуска подъемника или насоса, м;

$D_{эк}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_{вн}$ – внутренний диаметр НКТ, м.

Приведенное число Рейнольдса по нефти

$$Re_n = 1,274 Q_{нд} b_n / (86400 D_{эк} v_n), \quad - \quad (7.7)$$

где $Q_{нд}$ – дебит скважины по дегазированной нефти, м³/сут; b_n – объемный коэффициент нефти; v_n – кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях, м²/с.

При соблюдении условий (7.5) или (7.6) плотность водонефтяной смеси $\rho_{вн}'$ в интервале «забой – прием» рассчитывают по формуле:

$$\rho_{вн}' = \rho_n + (\rho_v - \rho_n) B \quad (7.8)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м³; B – обводненность продукции.

В данном случае пластовое давление

$$\rho_{\text{пл}} = 10^{-6} [(L_{\text{с}} - H_{\text{сп}}) \rho_{\text{вн}} + (H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}) \rho_{\text{н}} g + (H_{\text{дин}} - H_{\text{ст}}) \rho_{\text{вн}} g], \quad (7.9)$$

где $H_{\text{дин}}$ – динамический уровень в скважине, м.

Условие неполного выноса накопленной в интервале «забой – прием» воды следующее:

$$\begin{aligned} \text{Re}_{\text{н}} &< \text{Re}_{\text{н пр}} = 1600, \\ H_{\text{сп}} &< H'_{\text{сп}} = L_{\text{с}} D_{\text{эк}}^2 / (D_{\text{эк}}^2 + d_{\text{вн}}^2) \end{aligned} \quad (7.10)$$

В условиях неполного выноса поступающей из пласта воды (вода накапливается в интервале «забой – приём») плотность водонефтяной смеси:

$$\rho_{\text{вн}} = \rho_{\text{в}} - \frac{(1-B)H_{\text{сп}}}{(L_{\text{с}} - H_{\text{сп}})} \left(\frac{d_{\text{вн}}}{D_{\text{эк}}} \right)^2 (\rho_{\text{в}} - \rho'_{\text{вн}}) \quad (7.11)$$

где $\rho'_{\text{вн}}$ – плотность водонефтяной смеси при условии полного выноса

воды, рассчитываемая по (7.8), кг/м³.

Если скважина в процессе эксплуатации дает безводную продукцию, но при текущем ремонте она была заглушена водой, то возможны также два условия:

в процессе эксплуатации происходит полный вынос воды глушения;

в процессе эксплуатации воды глушения частично остается в интервале «забой – прием».

Условия полного выноса воды глушения следующие:

$$\text{Re}_{\text{н}} > \text{Re}_{\text{н пр}} = 850 \quad (7.12)$$

или

$$\begin{aligned} Re_n < Re_{нпр} = 850 \\ H_{сп} > H'_{сп} \end{aligned} \quad (7.13)$$

где $H'_{сп}$ – глубина спуска подъемника (насоса), при которой возможен полный вынос воды, рассчитываемая по (7.6), м.

При соблюдении условий (7.12) или (7.13) пластовое давление определяют по формуле (7.1) или (7.3).

Условие неполного выноса воды глушения следующее:

$$\begin{aligned} Re_n < Re_{нпр} = 850 \\ H_{сп} < H'_{сп} \end{aligned} \quad (7.14)$$

При соблюдении условий (7.14) плотность водонефтяной смеси в интервале «забой – прием»:

$$\rho_{вн} = \rho_v - \Phi (\rho_v - \rho_{нп}) \quad (7.15)$$

где ρ_v – плотность воды глушения, кг/м³; $\rho_{нп}$ – плотность пластовой нефти, кг/м³; Φ – истинное нефтесодержание в интервале «забой – прием».

Истинное нефтесодержание зависит от Re_n и может быть рассчитано по следующим формулам:

$$\text{при } 0 < Re_n < 400 \quad \Phi_n = 0,0024 Re_n; \quad (7.16)$$

$$\text{при } 400 < Re_n < 850 \quad \Phi_n = 0,915 + 10^{-4} Re_n \quad (7.17)$$

При соблюдении условия (7.14) пластовое давление

$$P_{пл} = 10^{-6} [(L_c - H_{сп}) \rho_{вн} g + (H_{сп} - H_{дин}) \rho_{нд} g + (H_{дин} - H_{ст}) \rho_{нп} g]$$

Оборудование и материалы

1. Комплект тренажеров-имитаторов "Нефтегазовая промышленность»

Указания по технике безопасности

1. Практическая работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности (Приложение 1) с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.
2. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Вычислить пластовое давление в безводной скважине эксплуатируемой установкой погружного центробежного электро-насоса при следующих условиях:

глубина скважины 1700 м; дебит дегазированной нефти 100 м³/сут; внутренний диаметр эксплуатационной колонны 0,1503 м; внутренний диаметр НКТ 0,0503 м; плотность дегазированной нефти 810 кг/м³; плотность пластовой нефти 778 кг/м³; объемный коэффициент нефти 1,12; кинематическая вязкость пластовой нефти 2·10⁻⁵ м²/с; глубина спуска насоса 1100 м; динамический уровень при атмосферном затрубном давлении 600 м; статический уровень 95 м.

При предыдущем подземном текущем ремонте скважина была заглушена водой плотностью 1160 кг/м³.

Для решения этой задачи проверяются условия (7.12), (7.13) или (7.14). При соблюдении того или иного условия выбираются соответствующие формулы для расчета пластового давления.

Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания;

Контрольные вопросы

1. Что понимают под пластовым давлением?
2. Как рассчитывается пластовое давление для безводной скважины?
3. Как рассчитывается высота столба нефти?
4. Как рассчитывается плотность водонефтяной смеси в интервале «забой-прием»?

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №8

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВЫКИДНОЙ ЛИНИИ. РАСЧЕТ ДАВЛЕНИЯ НА УСТЬЕ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

Цель: научиться рассчитывать давление на устье добывающей скважины.

Формируемые компетенции:

ПК-5 - Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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.

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

$$\rho g(z_y - z_c) + (p_y - p_c) + \rho(v_y^2 - v_c^2)/2 = \Delta p_{дл} + \Delta p_{мс}, \quad (8.1)$$

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 на входе в 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; $\Delta p_{дл}$ – потери давления по длине при движении нефти до сепаратора, Па:

$$\Delta p_{дл} = \lambda \frac{l \rho}{d_{вн}} \cdot \frac{v^2}{2}, \quad (8.2)$$

l – длина выкидной линии, м; $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр выкидной линии, м; v – средняя скорость движения нефти в выкидной линии, м/с; $\Delta p_{\text{мс}}$ – потери давления на местных сопротивлениях, Па

$$\Delta p_{\text{мс}} = \xi \rho (v_1 - v_2)^2 / 2 \quad (8.3)$$

ξ – коэффициент потерь на местных сопротивлениях; $(v_1 - v_2)$ – 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.

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.

Оборудование и материалы

1. Комплект тренажеров-имитаторов "Нефтегазовая промышленность»
2. Тренажер-имитатор капитального ремонта

Указания по технике безопасности

1. Практическая работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности (Приложение 1) с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.

2. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеро-имитаторов.

3. 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.

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:

$$P_y = P_c + \Delta p_{дл} \quad (8.4)$$

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

$$v = Q / (\pi d_{вн}^2) = 280 / (86400 \cdot 3,14 \cdot 0,1^2) = 0,143 \text{ м/с}.$$

Рассчитываем число Рейнольдса:

$$Re = \frac{v d \rho}{\mu} = \frac{0,143 \cdot 0,1 \cdot 865}{5 \cdot 10^{-3}} = 7145.$$

Так как число $Re = 7145 > 2320$, 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 $\Delta p_{\text{дл}}$ по формуле (8.2):

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

Определяем по (8.4) 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.

Варианты расчета выкидной линии

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Давление у входа в сепаратор, 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

Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания;

Контрольные вопросы

1. Как рассчитывается давление на устье добывающей скважины?

2. На чем базируется гидравлический расчет выкидных линий добывающих скважин?
3. Как рассчитывается скорость движения нефти?
4. Как рассчитываются потери давления по длине трубопровода?

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 9

Гидравлический расчет выкидной линии. Расчет давления перед входом в сепаратор

Цель: научиться рассчитывать давление перед входом в сепаратор.

Формируемые компетенции:

ПК-5 - Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Теоретическая часть

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

$$\rho g(z_y - z_c) + (p_y - p_c) + \rho(v_y^2 - v_c^2)/2 = \Delta p_{дл} + \Delta p_{мс}, \quad (9.1)$$

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 на входе в 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; $\Delta p_{дл}$ – потери давления по длине при движении нефти до сепаратора, Па:

$$\Delta p_{дл} = \lambda \frac{l_p}{d_{вн}} \cdot \frac{v^2}{2}, \quad (9.2)$$

l – длина выкидной линии, м; $d_{вн}$ – внутренний диаметр выкидной линии, м; v – средняя скорость движения нефти в выкидной линии, м/с; $\Delta p_{мс}$ – потери давления на местных сопротивлениях, Па

$$\Delta p_{мс} = \xi \rho (v_1 - v_2)^2 / 2 \quad (9.3)$$

ξ – коэффициент потерь на местных сопротивлениях; $(v_1 - v_2)$ – 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.

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.

Оборудование и материалы

3. Комплект тренажеров-имитаторов "Нефтегазовая промышленность»

Указания по технике безопасности

1. Практическая работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности (Приложение 1) с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.

2. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задания

1. Получить у преподавателя задание.

2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.

3. Рассчитать давление перед входом в сепаратор для следующих условий: давление на устье скважины $p = 1,82$ МПа, длина $l = 14,1$ км, дебит скважины $Q_m = 147$ т/сут, плотность нефти $\rho_n = 890$ кг/м³, вязкость нефти $\mu_n = 20$ мПа·с. Внутренний диаметр выкидной линии $d_{вн} = 0,1$ м. Выкидная линия горизонтальна.

Варианты расчета выкидной линии

Параметры	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

Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания;

Контрольные вопросы

5. Как рассчитывается давление на устье добывающей скважины?
6. На чем базируется гидравлический расчет выкидных линий добывающих скважин?
7. Какой вид имеет уравнение Д. Бернулли?
8. Как рассчитываются потери давления на местных сопротивлениях трубопровода?

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 10

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТРУКТУРЫ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА

Цель: научиться визуально определять структуру газожидкостного потока.

Формируемые компетенции:

ПК-5 - Способность оформлять технологическую, техническую, промышленную документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Теоретическая часть

Потери энергии в газожидкостном подъемнике зависят от количества газа в смеси (от газонасыщенности). Действительно, увеличение

газонасыщенности приводит к уменьшению плотности смеси, влечет за собой изменение скорости смеси, смену структур ее течения, что в конечном счете вызывает изменение потерь на трение при движении газожидкостной смеси в подъемнике.

Под газонасыщенностью понимается относительное объемное содержание газа в смеси в условиях ее движения (при данных P и t). Для элемента газожидкостного подъемника длиной d_x газонасыщенность (φ) может быть определена, как:

$$\varphi = \frac{v_g}{f d_x} = \frac{f_g d_x}{f d_x} = \frac{f_g}{f}, \quad (10.1)$$

где v_g – объем газа в элементе подъемника;

f – площадь сечения подъемника;

f_g – площадь сечения подъемника, занятая газовой фазой.

Истинная газонасыщенность определяется не только расходами фаз, но и различной скоростью движения газа и жидкости.

При подъеме газожидкостной смеси по вертикальным трубам газовая фаза, являясь более легкой, имеет тенденцию к всплыванию в движущейся жидкости. Т.е. газ, распределенный в жидкости в виде пузырьков, движется в среднем с большей скоростью, чем жидкость. Разность средних скоростей течения газа и жидкости назовем относительной скоростью газа.

$$C_{от} = C_g - C_{ж}, \quad (10.2)$$

где $C_{ж}$ – средняя скорость восходящего потока жидкости;

C_g – средняя скорость газа;

$C_{от}$ – скорость газа относительно жидкости.

При одинаковом расходе газа увеличение относительной скорости его движения через жидкость приведет к уменьшению площади, через которую движется газ, т.е. к уменьшению газосодержания.

При восходящем движении газожидкостной смеси давление вдоль подъемника уменьшается, что приводит к расширению газа, а в случае растворимости газа в жидкости и к выделению дополнительных порций газа из раствора, т.е. при движении газожидкостной смеси вверх происходит постоянное увеличение газонасыщенности.

Возрастание газонасыщенности ведет к смене структур течения газожидкостной смеси (Рисунок 10.1). При малой газонасыщенности структура течения смеси в подъемнике эмульсионная, при которой газ движется в восходящем потоке жидкости в виде отдельных пузырьков. Увеличение газонасыщенности, т.е. возрастание количества и размеров газовых пузырьков, приводит в стесненных условиях движения смеси по трубам к их слиянию в пузырьки больших размеров, занимающие почти все сечение подъемника – «четочная» структура течения. Дальнейшее увеличение газосодержания приводит к увеличению длины газовых «четок» и затем к их слиянию. Образуется стержневая структура течения, при которой газ движется по центру трубы, неся жидкость в своем потоке в виде тумана и перемещая ее за счет сил трения вдоль стенок трубы.

Вид структуры течения определяется не только газосодержанием, но и расходом жидкости и свойствами фаз. Так, при больших расходах жидкости (больших скоростях движения смеси) «четочная» структура может практически отсутствовать при переходе от эмульсионной структуры к стержневой. Низкое поверхностное натяжение может привести к стабилизации эмульсионной структуры, которая в этом случае сохраняется и при больших газосодержаниях (режим пены).

Со сменой структур происходит и изменение относительной скорости газа. Если при эмульсионной структуре относительная скорость не превышает 20-30 см/сек, то при стержневой она уже измеряется десятками метров в секунду.

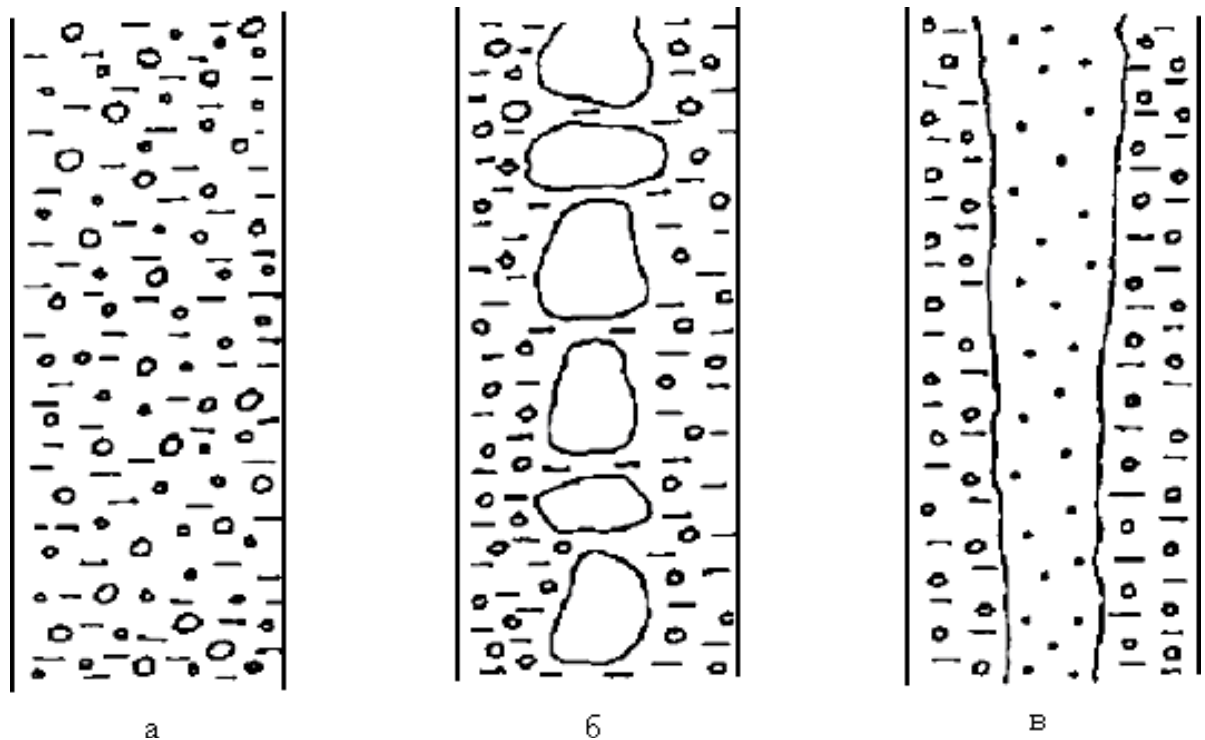


Рисунок 10.1 – Схематическое изображение основных структур восходящего газожидкостного потока: а) эмульсионная (пузырьковая, пенная); б) снарядная (пробковая, «четочная»); в) стержневая (кольцевая, туманная).

Оборудование и материалы

1. Комплект тренажеров-имитаторов «Нефтегазовая промышленность»
2. Газожидкостный подъемник

Указания по технике безопасности

1. Практическая работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности (Приложение 1) с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.
2. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задания

1. Получить у преподавателя задание.

2. Изучить виртуальное оборудование, входящее в состав тренажеро-имитаторов.

3. Визуально определить структуры восходящего газожидкостного потока при увеличении расхода газа.

Схема лабораторной установки показана на Рисунке 10.2.

Подъем газожидкостной смеси производится по колонне 3 длиной $L=20,3$ м, имеющей внутренний диаметр $d = 0,024$ м. Некоторые участки колонны выполнены из прозрачного материала для наблюдения за структурой газожидкостной смеси. Из такого же материала выполнена камера, в которую входит нижняя часть колонны, причем нижний срез колонны находится в центре камеры. Воздух к башмаку колонны подается от компрессора I по воздуховоду 2, проложенному таким образом, что имеется возможность регулировать подачу воздуха вентилем 9, находящимся рядом с пультом управления компрессорами, смонтированным вместе с устройствами для осуществления замеров газа и воды.

Подача жидкости к башмаку лифтовой колонны 2 производится из напорной трубы 7. Установление необходимого динамического уровня h_0 производится открытием одного из вентиля 10 на патрубках, соединяющих трубы 7 и 8. Вентили установлены через 2, начиная от башмака. Излишек воды будет через открытый вентиль удаляться из трубы 7 в трубу 8 и затем в слив. При работе газожидкостного подъемника вода будет забираться из трубы 7, для возмещения потерь будет производиться, подлив воды в трубу 7 через ее открытый верхний конец при помощи водовода с краном. Высота столба воды в трубе 7 регистрируется косвенно по показаниям манометра, показывающего $P_{зab}$.

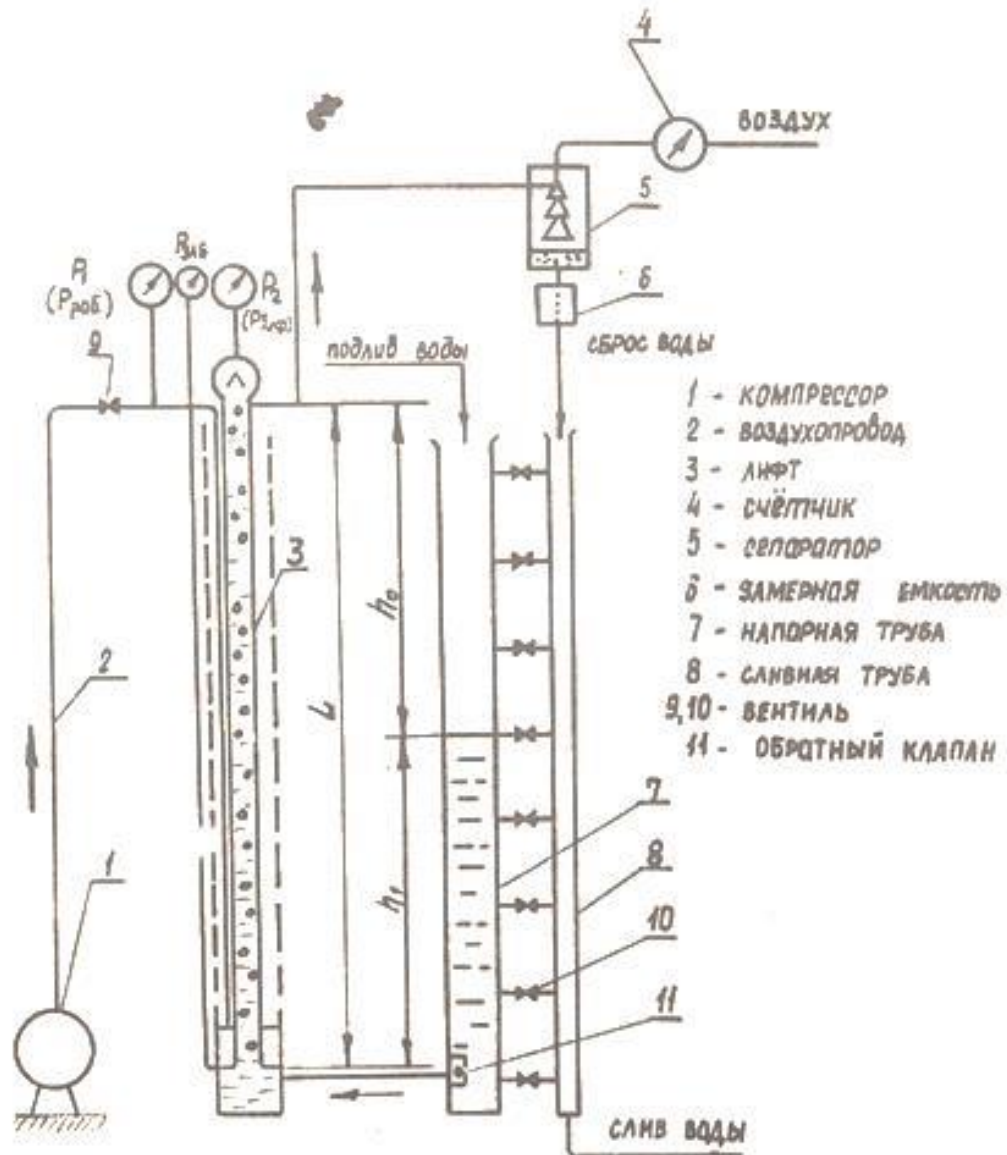


Рисунок 10.2 – Схема лабораторной установки

Газожидкостная смесь после выхода из колонны 3 направляется в сепаратор 5. Отделившийся от воды газ поступает в газовый счетчик. В качестве такового используются либо газовые часы ГСБ-400 (для малых расходов газа), либо ротационные счетчики РС-40 и РС-100. Вода проходит в измерную емкость 6 и оттуда в слив.

Таким образом, Практическая установка представляет собой двухрядный воздушный подъемник: центральный ряд труб – колонна 3,

второй ряд труб – камера, кольцевое пространство между вторым рядом труб и обсадной колонной – труба 7.

Примечание: Практическая установка имеет три параллельные колонны. Диаметры двух других колонн – 0,018 и 0,030 м.

Работу проводить в следующем порядке:

а) вентиль 9, регулирующий подачу газа, приоткрывать плавно и наблюдать за изменением подачи по положению поплавка ротаметра;

б) установить минимальный расход газа, при котором происходит подъем газожидкостной смеси, дождаться установления режима, определить структуру;

в) увеличить количество подаваемого газа, чтобы получить другие структуры газожидкостной смеси.

Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания.

Контрольные вопросы

1. Что такое истинная газонасыщенность и от чего она зависит?
2. Каково влияние относительной скорости газа на плотность смеси?
3. Чем объясняется многообразие структур течения газожидкостной смеси?

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 11

УСТАНОВЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ МЕЖДУ ДЕБИТОМ ЖИДКОСТИ И РАСХОДОМ ГАЗА

Цель: научиться определять зависимость между дебитом жидкости и расходом газа.

Формируемые компетенции:

ПК-5 - Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Теоретическая часть

При движении смеси в газожидкостном подъемнике давление на его башмаке (P_1) должно быть достаточным для компенсации веса столба смеси в подъемнике для преодоления потерь на трение при движении газожидкостной смеси по трубам ($P_{тр}$), а также для создания на устье давления P_2 , необходимого для отвода смеси от подъемника:

$$P_1 = P_2 + P_{тр} + \rho_{см} g L, \quad (11.1)$$

где $\rho_{см}$ – средняя величина плотности смеси в подъемнике;

g – ускорение силы тяжести;

L – длина газожидкостного подъемника.

В уравнении баланса давления в газожидкостном подъемнике (11.1) пренебрегаем инерционными потерями ввиду их малости. Для упрощения рассуждений будем считать движение газожидкостной смеси изотермическим.

Потери давления при движении газожидкостной смеси в подъемнике определяются разностью давлений у его башмака и на устье ($P_1 - P_2$) и будут складываться из потерь на преодоление веса столба смеси и на трение:

$$P_1 - P_2 = \rho_{см} g L + P_{тр} \quad (11.2)$$

Выразим давления в уравнении (10.2) через соответствующие столбы жидкости:

$$P_1 = \rho_{ж} g h_1; P_2 = \rho_{ж} g h_2; P_{тр} = \rho_{ж} g h_{тр}. \quad (11.3)$$

Подстановка значений (11.3) в уравнение (11.2) и некоторые преобразования дают возможность получить уравнение баланса давления в газожидкостном подъемнике в безразмерных параметрах, которое более удобно для анализа работы подъемника.

$$\frac{h_1 - h_2}{L} = \frac{\rho_{см}}{\rho_{ж}} + \frac{h_{тр}}{L}. \quad (11.4)$$

Физический смысл членов уравнений (10.2) и (10.4) одинаков, если не считать, что в равенстве (10.4) потери давления отнесены к единичной длине подъемника. Но к этому можно прийти и в уравнении (10.2), поделив все его члены на L . Таким образом, в уравнении (10.4) мы имеем:

$$\xi = \frac{h_1 - h_2}{L} = \frac{P_1 - P_2}{\rho_{ж} g L}, \quad (11.5)$$

где ξ – общие потери давления (энергии) в газожидкостном подъемнике на единичной его длине.

Согласно уравнению (11.2), его можно представить в конечных разностях:

$$\xi = \frac{P_1 - P_2}{\rho_{ж} g L}. \quad (11.6)$$

При давлении на устье подъемника, равном атмосферному, геометрическим выражением расхода энергии будет относительное погружение подъемника под уровень жидкости:

$$\xi = \frac{h_1}{L}. \quad (11.7)$$

Характеристической кривой подъемника данного диаметра называется зависимость дебита жидкости от расхода газа; при постоянстве расхода энергии (относительного погружения). Вид этой зависимости представлен на Рисунке 11.1.

На оси абсцисс отложен расход газа при среднем давлении в подъемнике.

Газожидкостный подъемник начинает работать в точке А, при начальном расходе газа V_n . Расход газа V_n необходим для создания газожидкостной смеси достаточно малой плотности для того, чтобы давление у башмака подъемника P_1 могло поднять эту смесь до его устья.

Дальнейшее увеличение расхода газа приводит к увеличению дебита жидкости на участке характеристической кривой АВ.

В нашей задаче расход энергии $\xi = const$, поэтому увеличение расхода газа при постоянном дебите вызывает высвобождение энергии, которая и тратится в подъемнике на увеличение дебита жидкости.

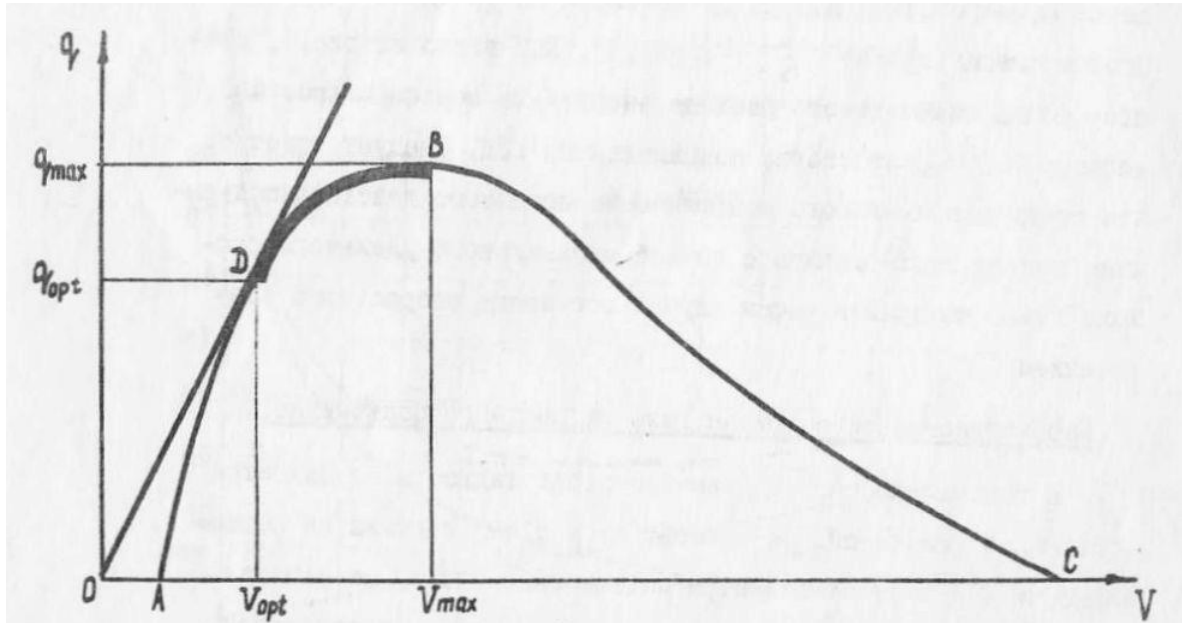


Рисунок 11.1 – График зависимости дебита жидкости от расхода газа (кривая лифтирования)

В точке В дебит подъемника максимален, расход газа, соответствующий этому дебиту – V_{max} .

Дальнейшее увеличение расхода газа приводит к уменьшению дебита жидкости – участок характеристической кривой ВС.

При $\xi = const$ постоянство дебита обеспечено быть не может, и он падает с увеличением расхода газа. В точке С вся энергия расходуется на преодоление потерь на трение при движении газа.

Промысловые газожидкостные подъемники обычно работают в области между точками В и Д. Выход из этой области не выгоден ни с точки зрения обеспечения максимальных отборов, ни с точки зрения энергетических затрат. В точке В обеспечивается максимальный дебит подъемника, в точке Д – работа его с наименьшими затратами энергии.

Оборудование и материалы

1. Комплект тренажеров-имитаторов «Нефтегазовая промышленность»

Указания по технике безопасности

1. Практическая работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности (Приложение 1) с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.

2. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задания

1. Получить у преподавателя задание.

2. Изучить виртуальное оборудование, входящее в состав тренажеров-имитаторов.

3. Построить график зависимости количества поднимаемой жидкости от расхода газа, выявить динамику изменения удельного расхода газа, определить наивыгоднейшие режимы работы подъемника.

Для результатов замеров и последующих расчетных величин необходимо подготовить таблицу (Таблица 11.1).

Таблица 11.1 – Результаты замеренных и расчетных величин

№	Замеренные величины						Расчетные величины			
	Давление		Расход воды		Расход воды		Расход воды	Расход воздуха	Уд.расход воздуха	Относительное погружение
	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{буф.}}$	$Q, \text{ л}$	$t, \text{ с}$	$Q, \text{ л}$	$t, \text{ с}$	$q, \text{ см}^3/\text{с}$	$V, \text{ см}^3/\text{с}$	$R=V/q$	$\xi = \frac{10(P_{\text{заб}} - P_{\text{буф}})}{\gamma L}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1										
2										
3										

Произвести замеры величин: $P_{\text{раб.}}$, $P_{\text{буф.}}$, Q , t .

Работу проводить в следующем порядке:

- а) вентиль 9, регулирующий подачу газа, приоткрывать плавно и наблюдать за изменением подачи по положению поплавка ротаметра;
- б) показания по манометрам, регистрирующим $P_{зab.}$ и $P_{буф.}$, снижать только после установления режима;
- в) расход газа замерять по газовому счетчику ГСБ-400 только на малой подаче газа, затем переходить на счетчики РС-40 или РС-100;
- г) замер расхода жидкости производить после частичного заполнения емкости мерника (от 10 до 15 л.). Следить за тем, чтобы не происходило переполнения емкости и своевременно открывать сливное отверстие;
- д) помнить, что первый режим относится к моменту начала выброса газожидкостной смеси (Рисунок 11.1) и производить замеры только по газу. В графах 4, 5, 8, 10 сделать прочерк. Замеры по газу и жидкости производить на втором и последующих режимах ($8 \div 10$).

Результаты замеров занести в таблицу 1.

Построить два графика $q = f(V)$ и $R = f(V)$ на листе миллиметровой бумаги планшетного формата.

После построения кривых для q и R найти точки оптимума и максимума.

Рассчитать q_{max} , q_{opt} , V_{max} , V_{opt} , R_{max} , R_{opt} .

Для расчета применяются формулы, которые были выведены академиком А.П. Крыловым на основании экспериментальных данных для двух режимов работы подъемника – В и Д (Рисунок 11.1), наиболее интересных для промышленной практики.

Режим максимального дебита подъемника:

$$q_{max} = \frac{1.8 d^3 (P_1 - P_2)^{1.5}}{\rho^{1.5} L^{1.5}}. \quad (11.10)$$

$$V_{max} = \frac{2.16 \cdot 10^{-4} d^{2.5} (P_1 - P_2)^{0.5} \rho^{0.5} L^{0.5}}{\lg \frac{P_1}{P_2}}. \quad (11.11)$$

$$R_{max} = \frac{1.2 \cdot 10^{-4} \rho^2 L^2}{d^{0.5} (P_1 - P_2) \lg \frac{P_1}{P_2}}. \quad (11.12)$$

Оптимальный режим работы подъемника:

$$q_{opt} = q_{max} \frac{\rho g L - (P_1 - P_2)}{\rho g L}. \quad (11.13)$$

$$V_{opt} = V_{max} \left[\frac{\rho g L - (P_1 - P_2)}{\rho g L} \right]^2. \quad (11.14)$$

$$R_{opt} = R_{max} \frac{\rho g L - (P_1 - P_2)}{\rho g L}. \quad (11.15)$$

В вышеперечисленных уравнениях:

q – дебит жидкости, м³/сек;

V^0 – расход газа, приведённый к нормальным условиям, м³/сек;

R – удельный расход газа, м³/ м³;

d – диаметр подъемника, м;

P – давление, н/м²;

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

L – длина подъемника, м;

g – ускорение силы тяжести, м/сек².

Сравнить полученные значения с фактическими величинами.

Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;

– Оборудование и материалы;

– Задания.

Контрольные вопросы

1. Может ли характеристическая кривая $q = f(V)$ исходить из начала координат?
2. Объяснить закономерности изменения дебита жидкости от расхода газа при постоянстве ξ .
3. Как изменится кривая $q = f(V)$ с увеличением погружения для подъемника большего диаметра?
4. Что больше, относительное погружение подъемника под динамический уровень или расход энергии на единицу длины подъемника?
5. Как найти точку оптимального режима работы газожидкостного подъемника и чем характеризуется оптимальный режим?

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 12

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОДЪЕМНИКА

Цель: научиться определять коэффициент полезного действия (КПД) газожидкостного подъемника.

Формируемые компетенции:

ПК-5 - Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Теоретическая часть

С уменьшением расхода газа на подъем единицы объема или массы жидкости эффективность работы газожидкостного подъемника увеличивается. Особенно мы должны стремиться к уменьшению удельного расхода газа при компрессорном газлифте, т.к. это приводит к уменьшению затрат энергии на подъем нефти. На рисунке 11.1 точка Д характеризует оптимальный режим работы подъемника с минимумом расхода газа на подъем единицы продукции, т.е. с максимальным КПД газожидкостного подъемника.

Под коэффициентом полезного действия газожидкостного подъемника понимается отношение полезной работы по подъему дебита от динамического уровня до устья подъемника к затраченной энергии сжатого газа:

$$\text{КПД} = \frac{q(H-h_{\text{дин}})}{P_o V_o \ln \frac{P_1}{P_2}}. \quad (12.1)$$

При атмосферном давлении на устье газожидкостного подъемника формулу (12.1) можно записать в следующем виде:

$$\text{КПД} = \frac{L(1-\xi)}{P_o R_o \ln \frac{P_1}{P_2}} \quad (12.2)$$

Из уравнения (12.2) вытекает очевидный вывод, что при постоянном расходе энергии ξ максимальный КПД газожидкостного подъемника будет при минимальном удельном расходе газа, т.е. в точке Д (Рисунок 11.1).

Оборудование и материалы

1. Комплект тренажеров-имитаторов «Нефтегазовая промышленность»
2. Газожидкостный подъемник

Указания по технике безопасности

1. Практическая работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности (Приложение 1) с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.
2. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование, входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Исследовать работу газожидкостного подъемника при различных ξ и проследить за изменением КПД установки.

Работу проводить в следующем порядке:

- а) Подготовить 3 экземпляра таблицы 1.
- б) Открыть один из верхних вентилях 10 на перемычках (Рисунок 10.2).
- в) Выполнить все операции, предусмотренных лабораторной работой 10.
- г) Изменить ξ , для чего открыть нижерасположенный вентиль 10 и произвести действия по пункту в). Аналогичным образом поступить еще раз.
- д) Все три кривые $q = f(V)$ строить на одном листе миллиметровой бумаги.
- е) После построения графиков соединить пунктирными линиями точки оптимумов и максимумов.
- ж) По формуле (12.1) подсчитать КПД для каждого режима:
 - при некотором постоянном расходе газа;
 - при работе в режиме q_{max} ;
 - при работе в режиме q_{opt} .

и) Построить графики $\eta = f(\xi)$ для вышеперечисленных режимов работы.

Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания.

Контрольные вопросы

1. Что понимают под коэффициент полезного действия газожидкостного подъемника?
2. Как изменяется КПД с изменением погружения?

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 13

ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОДЪЕМНИКА МЕТОДОМ АЗНИИ

Цель: провести исследование газожидкостного подъемника методом АзНИИ.

Формируемые компетенции:

ПК-5 - Способность оформлять технологическую, техническую, промышленную документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Теоретическая часть

При работе газожидкостного подъемника в скважине практически невозможно получить характеристическую кривую подъемника. Меняя расход газа с целью изменения дебита подъемника, мы будем менять и дебит пласта, а, следовательно, и динамический уровень, что вызовет изменение расхода энергии на подъем жидкости.

Поэтому кривые, получаемые при исследовании газлифтных скважин, не являются характеристическими кривыми подъемника, они характеризуют работу скважины, т.е. системы подъемник-пласт.

Исследование газлифтных скважин с помощью глубинных манометров встречает значительные затруднения из-за трудности спуска манометра в работающую скважину, особенно при больших удельных расходах газа. Поэтому чаще всего подобные скважины исследуются без использования глубинных манометров, а целью исследования является определение коэффициента продуктивности и свойств призабойной зоны пласта.

Наиболее распространенным методом исследования газлифтных скважин является метод АзНИИ. Изменение режима работы скважины производится изменением расхода рабочего агента.

По результатам исследования скважины строятся зависимости дебита скважины и рабочего давления (P_p) в функции расхода нагнетаемого газа (приведенного к нормальным условиям) (Рисунок 13.1).

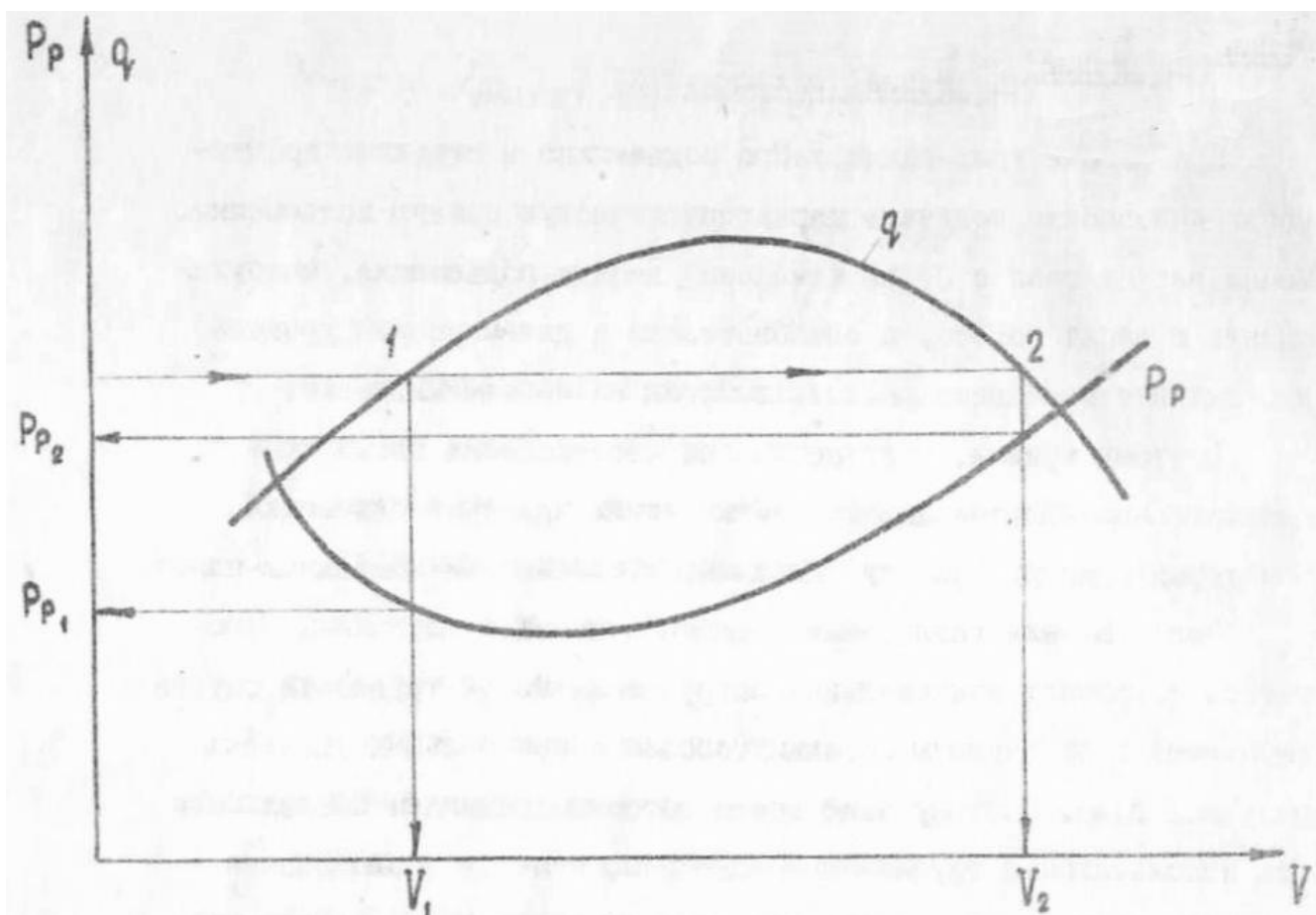


Рисунок 13.1 – График зависимости дебита скважины и рабочего давления (P_p) в функции расхода нагнетаемого газа

Для обработки данных исследования используется формула Веймаута:

$$V = Ad^2 \sqrt{\frac{p^2 - p_1^2}{L}} \quad (13.1)$$

где P_1 – давление у башмака подъемника;

d – эквивалентный диаметр кольцевого пространства (при кольцевой закачке газа);

A – постоянный коэффициент, зависящий от плотности используемого газа.

Формула (13.1) выводится из уравнения Дарси-Вейсбаха, в котором скорость газа и его плотность берутся при среднем давлении $\frac{P_p + P_1}{2}$, а коэффициент гидравлического сопротивления по Веймауту.

Из уравнения (13.1) получим формулу, используемую для обработки данных исследования:

$$V_1^2 m = P_{p1}^2 - P_{1(1)}^2 \quad (13.2)$$

$$V_1^2 m = P_{p2}^2 - P_{1(2)}^2 \quad (13.3)$$

При одинаковом дебите скважины давления у башмака подъемника также одинаковы, т.е.

$$P_1(1) = P_1(2),$$

$$m = \frac{P_{p2}^2 - P_{p1}^2}{V_2^2 - V_1^2} \quad (13.4)$$

Снимая с графиков исследования значения P_{p1} , P_{p2} , V_1 , V_2 , определяют m и находят давление у башмака при любом режиме работы скважины:

$$P_1 = \sqrt{P_p^2 - V^2 m} \quad (13.5)$$

Зная давление у башмака подъемника, можно определить забойное давление:

$$P_{\text{заб}} = P_1 + \rho g(H - L) \quad (13.6)$$

и построить индикаторную кривую.

В уравнении (13.6) H – глубина скважины.

Оборудование и материалы

1. Комплект тренажеров-имитаторов «Нефтегазовая промышленность»

Указания по технике безопасности

1. Практическая работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности (Приложение 1) с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.

2. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование, входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Исследование работы газожидкостного подъемника включает в себя следующие задачи:
 - выявление зависимости дебита и рабочего давления от расхода газа;
 - определение значения забойного давления при различных режи_{мах};
 - сравнение $P_{\text{заб.}}(\text{расч.})$ с $P_{\text{заб.}}(\text{зам.})$, с установлением возможной погрешности при пользовании методом АзНИИ по сравнению с исследованиями скважин при использовании глубинных манометров.

В данной работе, в отличие от Лабораторных работ 10, 11, 12, меняется назначение отдельных частей лабораторной установки. Здесь она является не только газожидкостным подъемником, а моделирует систему пласт- скважина.

Однорядный подъемник представлен трубой 2, кольцевое пространство моделируется газоподводящей линией.

Пласт моделируется сливной трубой. При неработающем подъемнике за счет постоянного налива жидкости в трубу и приоткрытой сливной задвижке создается статический уровень в сливной трубе, создающий динамическое пластовое давление в скважине.

При работе подъемника отбор жидкости из сливной трубы увеличивается, что приводит к снижению динамического уровня и уменьшению забойного давления. При этом, с падением уровня уменьшается расход жидкости через сливную задвижку.

При выполнении работы нужно предусмотреть, чтобы максимальная производительность подъемника была ниже расхода налива жидкости в трубу.

Работу проводить в следующем порядке:

а) Регулируя открытие сливного крана на водяном коллекторе и крана подлива воды в трубу 7, установить динамическое равновесие столба жидкости в трубе 7, стремясь при этом получить его наибольшую высоту. Указанная операция представляет собой создание модели пласта в системе пласт-подъемник.

б) Приоткрыв вентиль 9 подачи воздуха, дождаться установления режима работы подъемника.

в) Произвести замеры, аналогично тому, как это требуется при выполнении задач в Лабораторной работе 12 и занести данные в таблицу. Получение при этом точки начала выброса не является обязательным.

г) Построить графики в координатах.

д) Произвести вычисления $P_{заб}$ по формулам 13.3-13.6.

е) Построить графики в координатах $q - R_{заб}^{расч}$, $q - R_{заб}^{зам}$. Выявить наличие или отсутствие расхождений, объяснив причины возможного расхождения.

Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания.

Контрольные вопросы

1. Можно ли получить характеристическую кривую газожидкостного подъемника в газлифтной скважине?
2. Сущность исследований газлифтных скважин методом АзНИИ.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №14 ТИПЫ И КОНСТРУКЦИИ СЕПАРАТОРОВ

Цель: Изучить типы и конструкции сепараторов .

Формируемые компетенции:

ПК-5 - Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Теоретическая часть

«В промысловой практике в основном используются следующие типы сепараторов. Одноёмкостный гидроциклонный сепаратор предназначен для работы на первой ступени сепарации, а для нефтей с большими газовыми факторами на второй и третьей ступенях. Одноёмкостный гидроциклонный

сепаратор состоит из нескольких одноточных гидроциклонов и горизонтальной технологической ёмкости. Корпус однотонного гидроциклона типа ОГ-200, выполненный из труб, состоит из вертикальной части 2 и отвода 5, соединенных между собой фланцевым соединением 1 (рисунок 14.1).

Ввод нефтегазовой смеси в однотонный гидроциклон осуществляется через патрубок ввода 3, расположенный тангенциально к корпусу. Внутренняя полость патрубка ввода имеет прямоугольное сечение для того, чтобы при помощи вставных клиньев регулировать скорость нефтегазовой смеси на входе в одноточный гидроциклон. Внутри корпуса имеется направляющая трубка 4, вокруг которой закручивается газонефтяной поток. При этом нефть, имеющая значительно большую плотность, чем нефтяной газ, под действием центробежной силы отбрасывается к стенкам гидроциклона, а нефтяной газ движется в центральной его части. Концентрично разделенный поток нефти и газа, вращаясь, опускается вниз по корпусу одноточного гидроциклона, в нижней части которого установлено переточное устройство 6, состоящее из отбойника 5 и козырька 7 и переводящее нефтяной поток с верхней образующей отвода на нижнюю вдоль стенки, чтобы исключить перемешивание нефти с потоком нефтяного газа.

Разделенные потоки нефти и газа поступают в технологическую ёмкость. Параметры одноточных гидроциклонов приведены в таблице 14.1.

Технологическая ёмкость предназначена для более полного отделения нефти от нефтяного газа и освобождения нефти от пузырьков нефтяного газа. Принципиальная схема одноемкостного гидроциклонного сепаратора на рисунке 14.2. Нефтегазовая смесь по линии 1 поступает во входной патрубок 2 одноточного гидроциклона А.

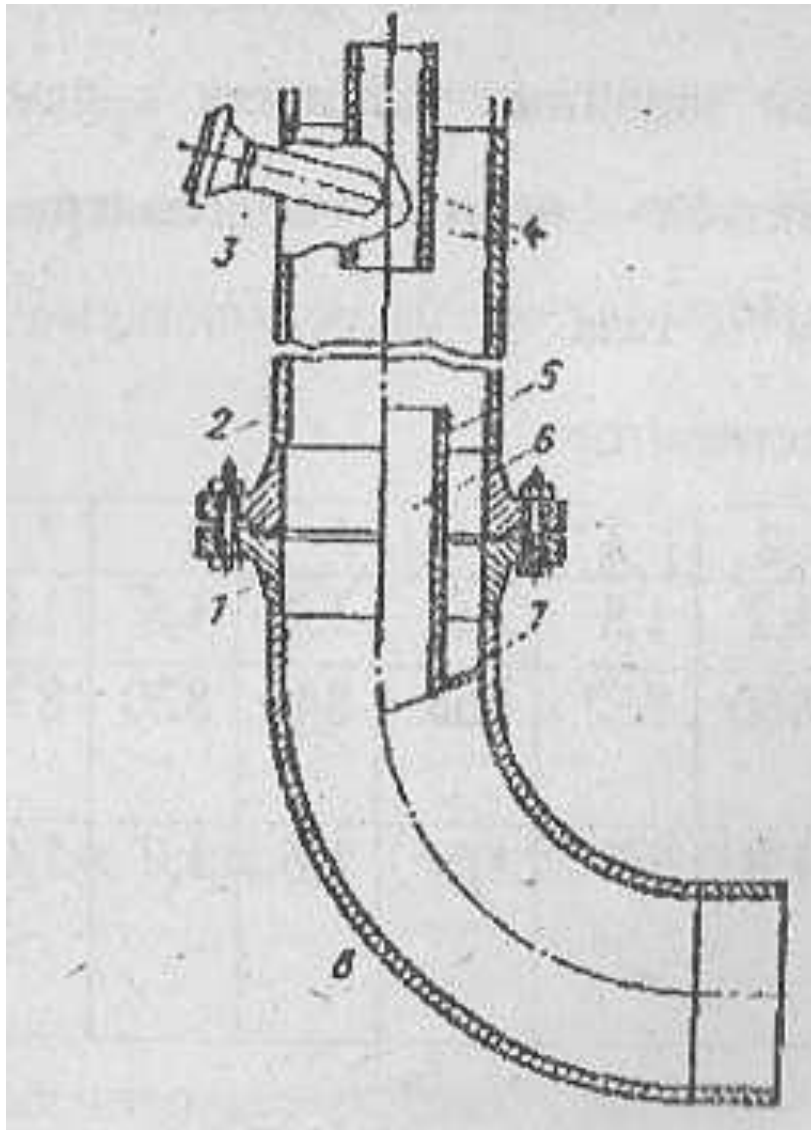


Рисунок 14.1. - Одноточный гидроциклон типа ОГ-200

С помощью секции перетока 5 нефть на повороте переводится на нижнюю стенку и попадает на сливные полки 6, установленные в технологической ёмкости Б, по которым тонким слоем, достаточно медленно, чтобы не вызвать пенообразование, стекает вниз.

Технологическая ёмкость оснащена регулятором уровня 7, который с помощью клапана 9, установленного на линии вывода нефти 8, поддерживает определенный уровень нефти.

Газовый поток из гидроциклона А направляется в верхнюю часть технологической ёмкости Б, где переходит отбойную секцию, состоящую из

отбойных пластин 11 и 13 и распределительных решеток 14, и по линии вывода газа 15 выводится из сепаратора.

Таблица 14.1 - Параметры одноточных гидроциклонов типа ОГ

Параметры	Тип гидроциклона					
	ОГ-150	ОГ-200	ОГ-250	ОГ-300	ОГ-400	ОГ-500
Внутренний диаметр ОГ, мм	150	200	250	300	400	500
Максимальная пропускная способность по нефти, м ³ /сут.	550	1000	1500	2200	4000	5500
Скорость ввода нефтегазовой смеси, м/с	13-30	15-30	17-30	18-30	22-30	23-30
Площадь сечения входного патрубка, см ²	28	50	77	113	200	225
Высота цилиндрической части, мм	750	1000	1250	1300	1300	1300

Примечание: Угол наклона входного патрубка составляет 10 - 15°

Один гидроциклонный сепаратор содержит несколько одноточных гидроциклонов, установленных на технологической емкости, так что подходящий газонефтяной поток распределяется между ними равномерно.

Нефтегазовый сепаратор типа НГС (рисунок 14.3) представляет собой горизонтальный аппарат 1, внутри которого непосредственно у штуцера ввода нефтегазового потока 2, смонтированы распределительные устройства 3 и наклонные желоба (дефлекторы) 4 и 5. Газонефтяная смесь направляется

характеризующихся высокими значениями газовых факторов (от 100 до 500 м³/м³). Сепаратор представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат, в котором имеются секции: приемная А, пеногасительная Б, сепарационная В и секция отбора жидкости Г (рисунок 14.4).

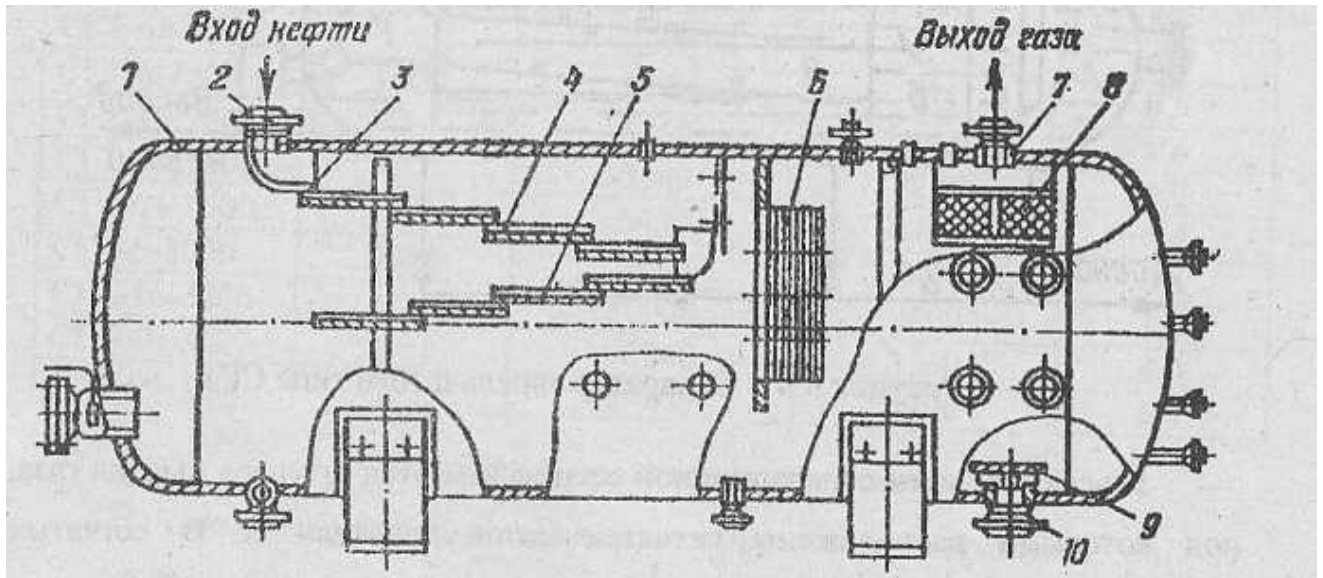


Рисунок 14.3 - Нефтегазовый сепаратор типа НГС Нефтегазовая

смесь вводится в сепаратор через патрубок ввода 1, опущенный под слой ,0,жидкости для уменьшения пенообразования, возникающего при падении струи на поверхность жидкости. Из приемной секции А газ и нефть через переливную перегородку 2 поступают сначала в пеногасительную секцию Б, в которой установлены пеногасительные решетки 3, а затем в сепарационную секцию В. Разрушение пены способствует лучшему выделению нефтяного газа из нефти.

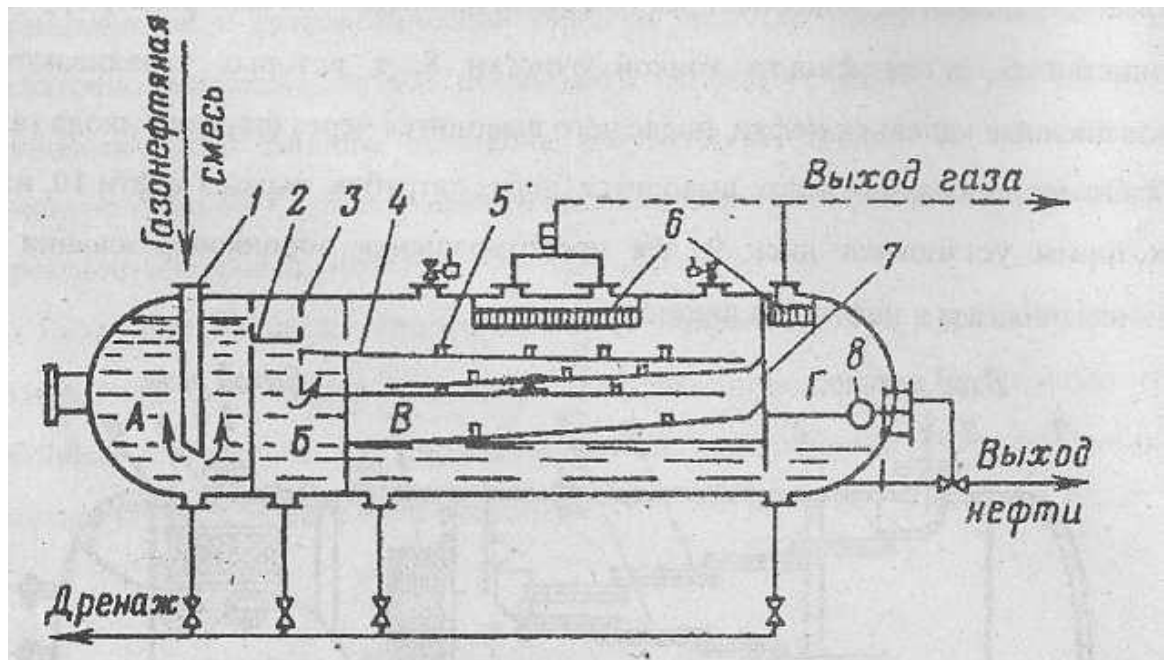


Рисунок 14.4 - Сепаратор тарельчатого типа СГТ

В верхней части сепарационной секции имеются штуцера вывода газа, под которыми расположены сетчатые каплеуловители 6. В сетчатых каплеуловителях улавливаются мельчайшие капельки нефти, взвешенные в газовом потоке. Нефтяной газ выводится из сепаратора через два штуцера, расположенных в сепарационной секции, и через штуцер, расположенный в секции отбора жидкости. Нефть, поступающая в сепарационную секцию, попадает на наклонные полки 4, на которых имеются отверстия с патрубками 5 для прохода нефтяного газа, выделяющегося из нефти, находящейся на нижележащих полках и внизу сепарационной секции. Наклонные полки по своей конструкции похожи на тарелки ректификационных колонн, поэтому сепаратор называется тарельчатым. Из сепарационной секции нефть перетекает под перегородкой 7 в секцию отбора жидкости, которая снабжена поплавковым регулятором уровня 8 для поддержания уровня жидкости в этой секции».[5]

Техническая характеристика сепараторов тарельчатого типа СГТ приведена в таблице 14.2.

Таблица 14.2 - Техническая характеристика сепараторов тарельчатого типа СГТ

Шифр аппарата	Условный диаметр, мм	Пропускная способность		Рабочее давление, МПа
		по нефти, м ³ /сут.	по газу, 10 ³ м ³ /сут.	
СГТ-6-1200	1200	2530	200	0,6
СГТ-16-1200		2600	340	1,6
СГТ-40-1200		2670	400	4,0
СГТ-64-1200		2590	526	6,4
СГТ-6-1600	1600	5250	525	0,6
СГТ-16-1600		5350	1061	1,6
СГТ-40-1600		5540	2220	4,0
СГТ-64-1600		5450	2750	6,4
СГТ-6-3000	3000	9840	984	0,6
СГТ-16-3000		10000	2000	1,6
СГТ-40-3000		10380	3360	4,0
СГТ-64-3000		10200	3290	6,4

Оборудование и материалы

1. Комплект тренажеров-имитаторов "Нефтегазовая промышленность»

Указания по технике безопасности

1. Практическая работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности (Приложение 1) с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.
2. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Изучить типы и конструкции сепараторов.

Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания.

Контрольные вопросы

1. Что входит в состав нефтегазового сепаратора типа НГС?
2. Какие типы сепараторов в основном используются в промышленной практике?
3. В чем заключается принцип действия одноточного гидроциклона?

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №15

РАСЧЕТ ВЕРТИКАЛЬНОГО ГРАВИТАЦИОННОГО СЕПАРАТОРА

Цель: научиться производить расчет вертикального гравитационного сепаратора.

Формируемые компетенции:

ПК-5 - Способность оформлять технологическую, техническую, промышленную документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Теоретическая часть

Расчет данного вида аппарата ведется для газовой и жидкой фаз.

Для газовой фазы рассчитывается пропускная способность сепаратора V_r при известных диаметре сепаратора D_c , термобарических условиях в нем (p_c , T_c) и свойствах фаз ($\rho_n, \rho_r, \mu_n, \mu_r$).

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

$$V_{\max} = 842 \frac{D_c^2 p_c d_{ж}^2 (c_n - c_z)}{T_c \mu_z} \quad (15.1)$$

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

Исходя из условий всплытия пузырьков газа в движущейся в сепараторе нефти, максимальная пропускная способность сепаратора по жидкости, $m^3/сут.$:

$$Q_{ж, \max} = 36964 D_c^2 \frac{d_r^2 (\rho_n - \rho_z)}{\mu_n} \quad (15.2)$$

где d_r - диаметр пузырька газа, м (можно принять $d_r = 1 \cdot 10^{-3}$ м); μ_n - вязкость нефти, Па*с.

Оборудование и материалы

1. Комплект тренажеров-имитаторов "Нефтегазовая промышленность».

Указания по технике безопасности

1. Практическая работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности (Приложение 1) с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.

2. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Рассчитать пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора в соответствии с примером:

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 $= 6$ мПа*с. Плотность газа в нормальных условиях $\rho_{го} = 1,35$ 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

$$\rho_z = \rho_{го} \frac{p_c T_{го}}{p_{го} T_c z} = \frac{1,35 \cdot 1,6 \cdot 273}{0,1 \cdot 293 \cdot 1} = 20,12 \text{ кг} / \text{м}^3$$

По формуле (15.1) рассчитываем максимальную пропускную способность сепаратора по газу:

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

Пропускная способность по жидкости:

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

Таким образом, при заданных условиях в данном сепараторе будет эффективно сепарироваться нефть с содержанием в ней до $\Gamma = 4,23 * 10^6 / 7380 = 573 \text{ м}^3 / \text{м}^3$ газа.

Варианты расчета сепаратора

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

Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания.

Контрольные вопросы

1. Как рассчитывается максимальная пропускная способность по газу?
2. Как рассчитывается пропускная способность по жидкости?
3. В чем измеряется пропускная способность сепаратора?

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №16

ТИПЫ И КОНСТРУКЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ

Цель: изучить типы и конструкции резервуаров.

Формируемые компетенции:

ПК-5 - Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Теоретическая часть

«Для накопления, кратковременного хранения, подготовки и хранения нефти служат резервуарные парки - группа резервуаров, сосредоточенных в одном месте. По назначению они подразделяются на сырьевые, технологические и товарные. Сырьевые резервуары предназначены для хранения обводненной нефти. В технологических резервуарах осуществляется предварительный сброс пластовой воды. Товарные резервуары предназначены для хранения обезвоженной и обессоленной нефти.

По расположению нефтяные резервуары подразделяются на надземные, подземные, полуподземные. По материалу, из которого они изготовлены, подразделяются на металлические и железобетонные. Обычно наземные резервуары - металлические, а подземные и полуподземные - железобетонные.

Вертикальные цилиндрические стальные резервуары типа РВС представляют собой сварную конструкцию из стальных листов толщиной от до 14 мм. Основные элементы вертикального стального резервуара - днище, корпус и крыша. Днище резервуара сварено из листов толщиной от 4 до 14 мм, расположено на фундаменте в виде песчаной подушки и имеет уклон от центра к периферии, равный 2%. Уклон днища необходим для стока и удаления отделившейся в резервуаре пластовой воды. Корпус резервуара изготавливают в виде поясов, которые могут соединяться между собой тремя способами: ступенчатым, телескопическим и встык.

Толщина поясов или одинакова по высоте, или возрастает к низу. Крыши вертикальных стальных резервуаров применяются трех типов: плоские, конические и сферические. Резервуары с плоскими крышами имеют наименьшее газовое пространство, поэтому в них меньше потери нефти от испарения. Технологическая характеристика вертикальных стальных резервуаров приведена в таблице 16.1.

На резервуаре (рисунок 16.1) установлено следующее оборудование: верхний световой люк 1, вентиляционный патрубок 2, гидравлический предохранительный клапан 3, огневой предохранитель 4, дыхательный клапан 5, замерный люк 6, лестница 7, указатель уровня 8, люк-лаз 9, сифонный кран 10, подъемная труба 11, шарнир 12, раздаточный патрубок 13, приёмный патрубок 14, перепускное устройство 15, хлопушка 16, лебедка 17, управление хлопушкой 18 и роликовый блок 19.

Наполнение резервуаров нефтью осуществляется через приемный патрубок 14. С внутренней стороны резервуара на приёмном патрубке установлена хлопушка 16, предназначенная для предотвращения утечки нефти из резервуара при неисправности задвижек или порыве трубопровода.

Таблица 16.1 - Технологическая характеристика вертикальных стальных резервуаров

Тип резервуара	Фактический объём, м ³	Внутренний диаметр нижнего пояса, мм	Высота корпуса, мм	Масса, кг
PBC-100	104	4730	5920	4965
PBC-200	204	6630	5920	7353
PBC-300	332	7580	7375	11209
PBC-400	421	8530	7375	12712
PBC-700	757	10430	8845	18383
PBC-1000	1056	12330	8845	25047
PBC-2000	2135	15180	11805	42961
PBC-3000	3340 1	18980	11825	63081
PBC-5000	4832	22790	11845	90256
PBC-10000	10950	34200	11920	159090

При наполнении резервуара крышка хлопушки открывается под напором поднимающего потока, а при прекращении поступления нефти она захлопывает приемный патрубок.

Иногда приемный патрубок соединяют не только с приемным, но и с раздаточными трубопроводами, наполнение и опорожнение резервуара ведут через один приемный патрубок. При этом во время опорожнения хлопушка открывается с помощью управления хлопушкой 18, которая представляет собой барабан с тросом, установленный внутри резервуара, а штурвал вынесен наружу резервуара. Для обеспечения открывания задвижки используют перепускное устройство 15, позволяющее выравнивать давление до и после хлопушки.

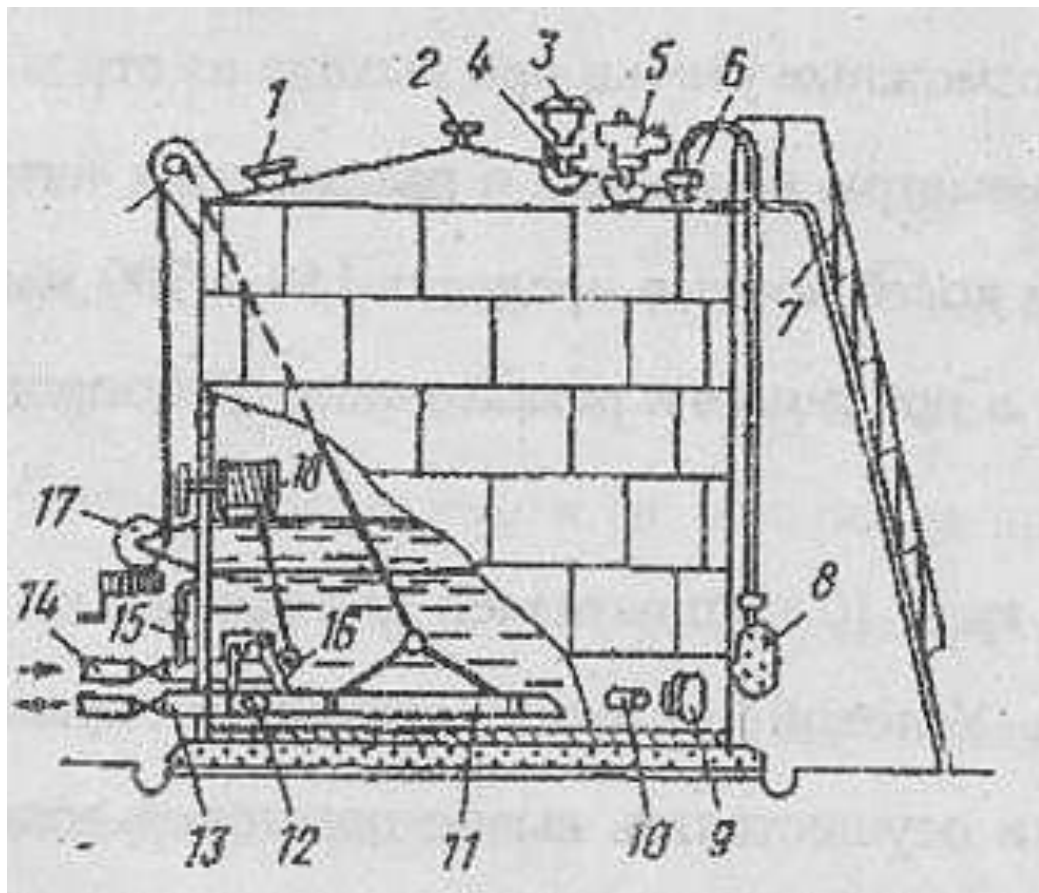


Рисунок 16.1 - Схема расположения оборудования стальных вертикальных цилиндрических резервуаров

Опорожнение резервуара может осуществляться и через раздаточный патрубок 13, к внутреннему концу которого на шарнире 12 присоединена подъемная труба 11. Подъемная труба предназначена для откачки нефти из резервуара с любой необходимой высоты. Трубу поднимают лебёдкой 17 с помощью троса, перекинутого через роликовый блок 19, а опускают под собственным весом. Будучи поднятой выше уровня нефти, подъемная труба предотвращает возможные утечки при выходе из строя задвижек или порыве трубопровода. Диаметры приёмных и раздаточных патрубков в зависимости от расхода нефти колеблются в пределах 150 - 700 мм, так, чтобы скорость движения нефти в приёмных и раздаточных трубопроводах составляла 0,5 - 1,0 м/с.

Сифонный кран 10 предназначен для вывода из резервуара свободной пластовой воды. Угловой патрубок сифонного крана может с помощью

поворотной ручки осуществлять вывод пластовой воды с заданной высоты. Поддержание в резервуаре некоторого слоя воды, так называемой водяной подушки, необходимо для предотвращения утечек нефти при появлении неплотности днища. Поворотом углового патрубка в нижнее положение можно полностью удалить пластовую воду из резервуара. Сифонные краны выпускаются двух типов: СК-50 для резервуаров объёмом до 4000 м³ и СК-80 для резервуаров большего объёма. Условные диаметры сифонных кранов соответственно равны 50 и 80 мм. Верхний световой люк 1 предназначен для проветривания и освещения внутреннего объёма резервуара во время ремонта и зачистки.

Вентиляционный патрубок 2 предназначен для полного удаления паров нефти при ремонтных работах.

Дыхательный клапан 5 предназначен для выпуска воздуха с парами нефти при подъёме уровня нефти в резервуаре и ввода воздуха внутрь резервуара при снижении уровня нефти. Изменение уровня нефти происходит при наполнении и опорожнении резервуара - большие дыхания резервуара, а при температурных расширениях и уменьшениях объёма нефти в процессе суточных колебаний температуры воздуха - малые дыхания резервуара.

Резервуары с плавающей крышей предназначены для хранения лёгких нефтей с целью снижения потерь нефти от испарения. Крыша, плавающая на поверхности нефти, исключает газовое пространство в резервуаре, отсутствуют большие и малые дыхания и связанные с ними потери лёгких углеводородов.

Железобетонные резервуары по сравнению со стальными обладают следующими преимуществами: расход стали на 1 м³ объёма железобетонных резервуаров примерно в 2 раза меньше, чем стальных; вследствие малой теплопроводности бетона потери нефти от испарения при малых дыханиях резервуара значительно меньше (в 8 - 12 раз). Железобетонные резервуары

бывают цилиндрические и прямоугольные. Наибольшее распространение получили цилиндрические резервуары.

Один из основных недостатков железобетонных резервуаров - это высокая проницаемость нефти через бетон, что устраняется применением различных герметизирующих покрытий».[5]

Потери легких фракций нефти при хранении ее в резервуарах обусловлены нарушением фазового равновесия между газовой и жидкой фазами в резервуаре при изменении уровня нефти в нем. Когда нефть поступает в резервуар, то в соответствии с законом фазовых равновесий часть наиболее легких углеводородов переходит из жидкого состояния в газообразное, создавая определенное парциальное давление каждого компонента в газовой фазе. Если уровень нефти в резервуаре поддерживается постоянным, то между углеводородами, находящимися в газовой и жидкой фазах, наступает состояние динамического равновесия, т. е. переход углеводородов из жидкого состояния в газообразное прекращается.

При повышении уровня нефти в резервуаре углеводороды, находящиеся в газовой фазе, выбрасываются через дыхательный клапан в атмосферу. При понижении уровня нефти в резервуар поступает воздух, парциальное давление углеводородов в газовой фазе снижается, и часть легких углеводородов вновь переходит из жидкого состояния в газообразное, т. е. идет процесс испарения нефти. Таким образом при малых и больших дыханиях резервуара происходят потери нефти от испарения. Потери нефти будут меньше, если нефть подвергалась углубленной сепарации.

Способы снижения потерь нефти от испарения подразделяются на: 1) уменьшение амплитуды малых дыханий; 2) уменьшение амплитуды больших дыханий; 3) исключение объема газовой фазы в резервуаре.

Уменьшение амплитуды малых дыханий достигается покрытием поверхности резервуаров лучеотражательными красками. Применение лучеотражательных красок, обладающих малым коэффициентом поглощения лучей, изменяет температурный режим резервуаров, намного уменьшает

амплитуду колебаний температуры нефти и газового пространства и сокращает потери нефти от малых дыханий.

Коэффициенты лучепоглощения стенок резервуаров, окрашенных в разные цвета, приведены ниже.

Белая меловая самовосстанавливающаяся краска	0,17
Новая алюминиевая краска	0,33
Алюминиевая краска, подвергавшаяся длительному воздействию атмосферы	0,65
Черная краска.....	0,99

Окраска резервуаров белой самовосстанавливающейся краской снижает потери нефти от испарения при малых дыханиях на 40 – 50 % по сравнению с окраской алюминиевой краской.

Уменьшение амплитуды больших дыханий достигается применением газоуравнительной системы, которая работает следующим образом. Газовые пространства резервуаров сообщаются между собой системой тонкостенных трубопроводов. Газовоздушная смесь из газового пространства наполняемого резервуара перетекает в опорожняемый резервуар. На газовой линии устанавливают задвижки и огневые предохранители, обеспечивающие возможность отключения каждого резервуара от газоуравнительной системы и исключающие попадание огня в другие резервуары в случае пожара в одном из резервуаров.

Исключение объема газовой фазы в резервуаре достигается использованием резервуаров с плавающей крышей или применением плавающих покрытий. Если понтон или другое покрытие плавает непосредственно на поверхности нефти, занимая практически всю площадь поверхности, то тем самым исключается наличие газового пространства в резервуаре и не происходит испарения нефти.

Оборудование и материалы

1. Комплект тренажеров-имитаторов "Нефтегазовая промышленность».

Указания по технике безопасности

1. Практическая работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности (Приложение 1) с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.

2. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Изучить типы и конструкции резервуаров.

Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;

Контрольные вопросы

1. Какое оборудование входит в состав резервуара?
2. Что такое РВС?
3. Для чего используется плавающая крыша?

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №17

УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Цель: изучить установки комплексной подготовки нефти.

Формируемые компетенции:

ПК-5 - Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Теоретическая часть

Подготовка нефти на промыслах заключается в отделении от нефти пластовой воды, механических примесей и солей, а также легких газообразных углеводородов. Отделение от нефти легких газообразных углеводородов стабилизирует нефть и снижает её испаряемость. От качества подготовки нефти зависят эффективность и надежность транспорта нефти, качество полученных из неё продуктов. Повышенное содержание в товарной нефти воды, хлористых солей и механических примесей способствует более интенсивному коррозионному износу трубопроводов, оборудования перекачивающих станций и аппаратов нефтеперерабатывающих заводов, снижает пропускную способность трубопроводов.

От групповых установок продукция скважин поступает на сборный пункт. С помощью вакуум-компрессоров продукцию глубинно-насосных скважин направляют в сепаратор, где происходит сепарация при давлении 0,1 МПа. Газ при этом осушают в осушителе газа и направляют на прием компрессоров высокого давления и после сжатия и отделения конденсата в сепараторе подают в компрессорные скважины или на ГБЗ. Нефть проходит горизонтальные отстойники, где от нее отделяется пластовая вода и песок, а затем поступает в сборные резервуары для дополнительного отстоя. Газовое

пространство отстойников и сборных резервуаров соединено с приемной линией вакуум-компрессоров, что предотвращает потери нефти от испарения.

На устье скважин или на групповых установках в продукцию скважин вводят реагент-деэмульгатор для лучшего отделения воды в отстойниках в зависимости от стойкости нефтяных эмульсий.

Из отстойников пластовая вода вместе с песком попадает в песколовки 8, где песок осаждается, а пластовая вода по лоткам направляется в нефтеловушку, в которой из воды улавливается нефть.

В зависимости от содержания в товарной нефти воды, хлористых солей и механических примесей они разделены на три группы.

Таблица 17.1 - Группы товарных нефтей

Показатели	Норма для группы		
	I	II	III
Содержание воды, %, не более	0,5	1	1
Содержание хлористых солей, мг/л	100	300	900
Содержание механических примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05
Давление насыщенного пара при температуре нефти, кПа, не более	66,66	66,66	66,66

На нефтяных месторождениях эксплуатируются следующие установки обезвоживания и обессоливания нефти:

- термохимические установки обезвоживания нефти (ТХУ);
- электрообессоливающие установки (ЭЛОУ).

В термохимической установке обезвоживания нефти (рисунок 17.1) сырую нефть I из сырьевого резервуара 1 насосом 2 через теплообменник 3 подают в трубчатую печь 4. Перед насосом 2 в нефть закачивают реагент-деэмульгатор

В теплообменнике 3 и трубчатой печи 4 нефтяная эмульсия подогревается и в процессе её турбулентного перемешивания в насосе, и при движении по трубному змеевику в печи происходит доведение реагента-деэмульгатора до капель пластовой воды и разрушение бронирующих слоев асфальто-смолистых веществ. Нагрев в трубчатой печи осуществляется при необходимости нагрева нефтяной эмульсии до температуры 120°C (при повышенном давлении, чтобы не допустить вскипания воды).

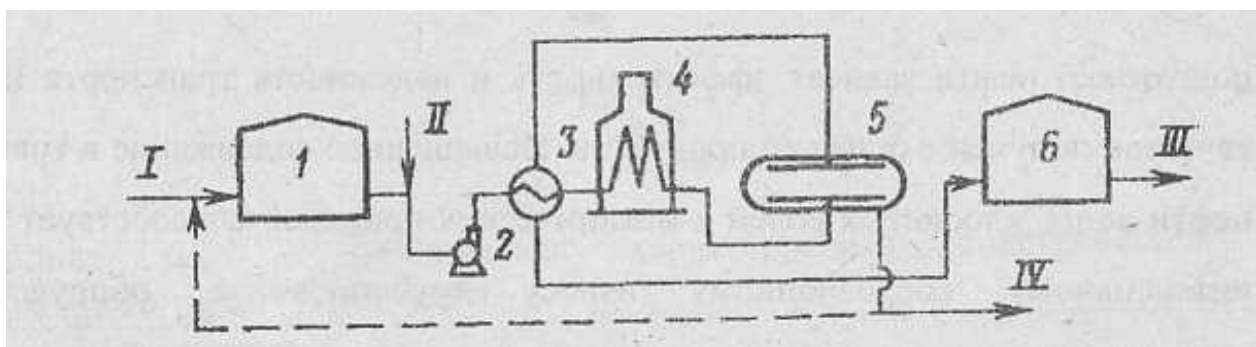


Рисунок 17.1 - Технологическая схема термохимической установки обезвоживания нефти

При меньших температурах нагрева вместо трубчатой печи можно использовать пароподогреватель. Оптимальной температурой нагрева считается такая, при которой кинематическая вязкость нефтяной эмульсии составляет $4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. Неустойчивая эмульсия из трубной печи 4 поступает в отстойник 5, где расслаивается на нефть и воду. Обезвоженная нефть выводится сверху из отстойника 5, проходит через теплообменник 3, где отдает часть тепла поступающей на деэмульсацию сырой нефти и поступает в резервуар 6, из которого товарная нефть III насосом откачивается в магистральный нефтепровод. Отделившаяся в отстойнике 5 пластовая вода IV направляется на установку по подготовке сточных вод.

Сырьевой резервуар 1 может работать как резервуар с предварительным сбросом воды. В этом случае часть горячей воды,

выходящей из отстойника 5 и содержащей реагент-деэмульгатор, подаётся в поток сырой нефти перед резервуаром 1 (пунктирная линия).

В резервуаре поддерживается слой воды, так что поступающая нефтяная эмульсия распределенным потоком проходит через толщу воды, что способствует более полному отделению свободной воды из нефтяной эмульсии. Отделившаяся в резервуаре вода насосом откачивается на установку по подготовке сточных вод. Наиболее эффективным считается способ обессоливания на электрообессоливающей установке (рисунок 17.2). При этом вводится ступень теплехимического обезвоживания, Сырая нефть I из сырьевого резервуара 1 насосом 2 прокачивается через теплообменник 3 и подогреватель 4 и поступает в отстойник 5.

Перед насосом 2 в нефть вводят реагент-деэмульгатор II, поэтому в отстойнике 5 из сырой нефти выделяется основное количество пластовой воды.

Из отстойника 5 в нефть с содержанием воды до 1 - 2 % направляется в электрогидратор 8. При этом перед электрогидратором в поток нефти вводят пресную воду III и деэмульгатор II, так что перед обессоливанием обводненность нефти в зависимости от содержания солей доводится до 8 - 15 %. Соли растворяются в пресной воде и после отделения воды от нефти в электрогидраторе нефть становится обессоленной.

Сверху электрогидратора 8 выходит обезвоженная и обессоленная нефть, которая, пройдя промежуточную ёмкость 7, насосом 6 прокачивается через теплообменник 3, подогревая сырую нефть, и направляется в резервуар 9 товарной нефти. Вода IV, отделившаяся от нефти в отстойнике 5 и электрогидратора 8, направляется на установку по подготовке воды.

Товарная нефть V насосом откачивается в магистральный нефтепровод.

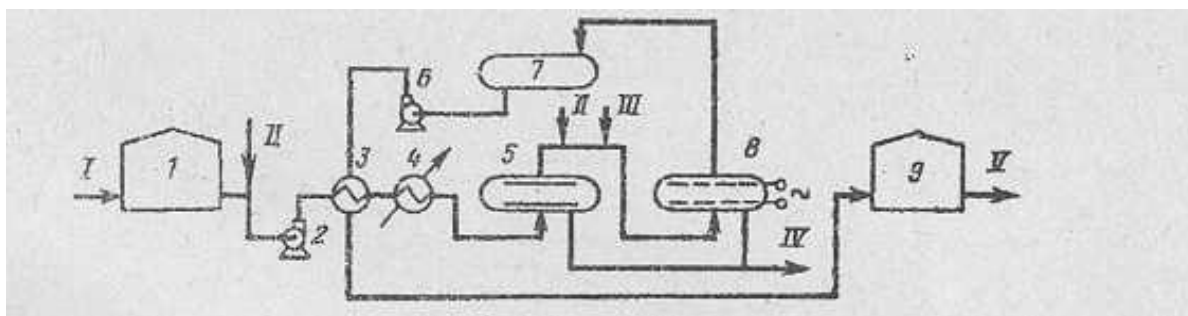


Рисунок 17.2 – Технологическая схема электрообессоливающей установки

Оборудование и материалы

1. Комплект тренажеров-имитаторов "Нефтегазовая промышленность».

Указания по технике безопасности

1. Практическая работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности (Приложение 1) с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.
2. Допуск студентов к тренажерам-имитаторам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Задания

1. Получить у преподавателя задание.
2. Изучить виртуальное оборудование входящее в состав тренажеров-имитаторов.
3. Изучить классификацию установок комплексной подготовки нефти.

Содержание отчета

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- Оборудование и материалы;
- Задания.

Контрольные вопросы

1. От чего зависит эффективность и надежность транспорта нефти?

2. Как устроена электрообессоливающая установка?
3. В чем заключается принцип действия термохимической установки обезвоживания нефти?

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к выполнению курсового проекта
по дисциплине «Добыча нефти»
для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль «Эксплуатация и
обслуживание объектов добычи нефти»;
очной и очно-заочной форм обучения

Ставрополь, 2026

Содержание

	Введение	3
1	Цель, задачи и реализуемые компетенции	3
2	Формулировка задания	4
3	Структуры работы	5
4	Общие требования к написанию и оформлению работы	6
4.1	Технические вопросы оформления курсового проекта	7
4.2	Оформление иллюстраций	8
4.3	Оформление таблиц	8
4.4	Правила оформления списка использованных источников	9
5	Последовательность выполнения задания	11
6	Критерии оценивания работы	11
7	Порядок защиты работы	12
	Список рекомендуемой литературы	13

При изучении дисциплины «Добыча нефти», в рамках подготовки бакалавров по направлению: 21.03.01 Нефтегазовое дело профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти», студенты должны не только прослушать теоретический курс и решить определенный набор типовых задач, но также выполнить курсовой проект, связанный с расчетами по добыче нефти.

Целью настоящих методических указаний является оказание помощи студентам при выполнении курсового проекта, связанного с добычей нефти.

1. Цель, задачи и реализуемые компетенции

Целью курсового проекта является дальнейшее углубление и укрепление знаний студентов в области транспорта нефти и газа. Курсовой проект способствует формированию правильного понимания процесса добычи нефти, приобретению навыков самостоятельного изучения теоретического материала и практического использования основополагающих технических и технологических моментов оборудования при добыче нефти в профессиональной работе. В курсовом проекте студент сможет сформулировать и обосновать собственные выводы.

В результате освоения дисциплины «Добыча нефти» формируются следующие компетенции:

ПК-5

Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.

В результате освоения дисциплины обучающийся должен:

- знать виды и требования к промысловой отчетности, основные отчетные документы, сроки предоставления, алгоритмы формирования отчетов,
- уметь формировать заявки на промысловые исследования, потребность в материалах.
- владеть навыками расчета процесса добычи нефти.

2. Формулировка задания

Задачей теоретической части является структурировать знания по основам добычи нефти. В теоретической части необходимо рассмотреть вопросы: существующие способы добычи нефти и перспективы её развития, основные способы освоения добывающих и нагнетательных скважин, конструкция фонтанных, газлифтных и насосных скважин, исследования скважин, установление оптимального технологического режима, эксплуатация скважин в осложнённых условиях, современные методы физико-химического воздействия на ПЗП, применение колтюбинга, программные продукты моделирования режимов работы скважин на этапе их проектирования, выбор методов механизированной добычи нефти на этапе проектирования и эксплуатации нефтяных скважин.

Курсовой проект позволяет закреплять теоретические знания студентов, формировать у них умение применять знания при решении прикладных задач, подготавливает к выполнению ВКР и к самостоятельной работе по избранному направлению, способствует развитию творческих способностей и освоению профессиональных компетенций.

Курсовой проект по дисциплине «Добыча нефти» представляет собой самостоятельную учебно-исследовательскую работу студента, являясь важным элементом учебного процесса.

Настоящие методические рекомендации разработаны в соответствии с учебным планом и программой курса. Они определяют цели, основную тематику, объем, структуру и содержание курсового проекта, требования к нему, порядок оформления, выполнения и защиты курсового проекта.

Работа над курсовым проектом начинается с анализа задания на курсовой проект. Качество выполнения проекта во многом определяется степенью понимания студентом поставленных перед ним задач. Все возникающие сомнения должны устраняться проработкой соответствующей литературы и консультациями с преподавателем.

Написание курсового проекта предполагает изучение литературных источников и подбор иллюстративного материала. В первую очередь целесообразно обращаться к учебным пособиям и нормативной литературе, которые в системном порядке излагают основное содержание курса. Особое внимание следует уделить изучению содержания основополагающих теоретических и практических вопросов технологического расчета магистральных трубопроводов. При изучении монографий, журнальных статей, другой специальной литературы по вопросам, непосредственно относящихся к теме курсового проекта, необходимо составить конспект, излагая содержание своими словами. Такой подход позволит обеспечить правильное понимание изученного материала, а также даст возможность самостоятельно изложить содержание курсового проекта.

Примерные темы курсового проекта:

1. Анализ эффективности добычи нефти штанговыми глубинными насосами на Талинском месторождении

2. Анализ эффективности добычи нефти газлифтом на Самотлорском месторождении
3. Особенности добычи нефти фонтанным способом на Ванкорском месторождении
4. Эффективность применения электроцентробежных насосов при добыче нефти на Южно-Сургутском месторождении
5. Анализ эффективности добычи нефти установками электроцентробежных насосов на Талинском месторождении
6. Анализ эффективности добычи нефти штанговыми глубинными насосами на Абдуловском месторождении
7. Повышение эффективности добычи нефти путем внедрения системы отдельно-раздельной эксплуатации
8. Анализ эффективности добычи нефти механизированным способом на Мамонтовском месторождении
9. Анализ эффективности добычи нефти установками электроцентробежных насосов на Приобском месторождении
10. Анализ эффективности добычи нефти установками электроцентробежных насосов на Киенгопском месторождении

3 Структуры работы

Расчетно-пояснительная записка курсового проекта должна содержать следующие структурные элементы:

- титульный лист (Приложение 1);
- текст задания курсового проекта (Приложение 2);
- содержание (перечислить все разделы пояснительной записки с указанием номеров страниц);
- введение (указать особенности трубопроводного транспорта; сформулировать цель разработки);
- теоретическая часть (привести общие сведения о газонефтепроводах, описать их сущность и назначение; указать перспективы развития трубопроводного транспорта газа, нефти и нефтепродуктов);
- расчетная часть (в соответствии с основными этапами расчета газонефтепровода, изложенными в разделе 4 настоящих методических указаний). Все расчеты необходимо проводить на основании Международной системы единиц (СИ).
- заключение (выводы и предложения; привести численные значения величин, характеризующих основные этапы расчета);
- список использованных источников (в соответствии с ГОСТ 7.1–2003;).

При оформлении расчетно-пояснительной записки следует придерживаться правил для составления отчета о научно-исследовательской работе, изложенных в ГОСТ 7.32–2001.

4 Общие требования к написанию и оформлению работы

Предпочтительной формой изложения в научно-технической литературе является безличная форма. К личной форме (во множественном числе) допускается прибегать только при построении логических выводов, при описании математического решения задачи. *Например:* «Рассмотрим конструкцию, представленную на рисунке 3...»; «В уравнении (2) при условии (3)...., получим ...».

Чтобы изложение было четким и ясным, писать следует простыми, короткими предложениями, избегая множества причастных и деепричастных оборотов.

Каждую новую мысль нужно начинать с нового абзаца.

При написании курсового проекта необходимо исключать лишние слова, штампы и т.п., часто употребляемые в устной речи. Однако в этом стремлении следует знать меру и помнить, что вводные слова: «следовательно», «действительно», «с одной стороны», «с другой стороны», «напротив» и т.п. - помогают читающему курсовой проект следить за последовательностью изложения мыслей, логикой рассуждений.

В тексте курсового проекта не допускается:

- использовать произвольные сокращения слов и словосочетаний. Допустимы только общепринятые в русском языке сокращения типа «т.е.», «в т.ч.», «и т.д.», «и т.п.» и др. (ГОСТ 7.12-93). Если в тексте часто встречается какое-то понятие, выраженное группой слов, то его можно заменять аббревиатурой, вводимой после первого употребления в круглых скобках, например: «...трубопроводная арматура (ТА)...»;

- применять индексы стандартов (ГОСТ, ОСТ, ТУ и др.) без регистрационного номера. Следует писать: «по стандарту...» или «по ГОСТ 2.105-79...»;

- употреблять в тексте без цифр математические знаки ($-$, $+$, $=$, $<$, $>$), а также знаки %, №. Вместо этих знаков следует писать соответствующие слова (минус, плюс, равно, меньше, больше, процент, номер);

- применять для одного и того же понятия различные термины, близкие по смыслу (синонимы);

- сокращать обозначения единиц физических величин (ЕФВ) если они употребляются без цифр, за исключением ЕФВ в головках и боковиках таблиц и в расшифровке буквенных обозначений, входящих в формулы.

ЕФВ одного и того же параметра в пределах всей ВКР должна быть постоянной. Все ЕФВ должны соответствовать ГОСТ 8.417-84 «Единицы физических величин». Если в тексте ПЗ приводится ряд численных значений, выраженных в одной и той же ЕФВ, то её указывают только после последнего численного значения, *например:* 1,50; 1,75; 2,00 м (разрядность чисел должна быть одинаковой).

В тексте курсового проекта числа с размерностью следует писать цифрами, а без размерности - словами, *например:* «Зазор - не более 2 мм...», «Катушку пропитать два раза.»

Если в тексте курсового проекта, а также в надписях на чертежах, необходимо указывать интервал (пределы изменения) численных значений какого-либо параметра, то между числами следует ставить многоточие (три точки), в курсовом проекте можно использовать слова «от» и «до». *Например:* 58...63 НРС, «... мощность пласта от 1,5 до 2,3 м...».

4.1 Технические вопросы оформления курсового проекта

Текст курсового проекта выполняют с использованием компьютера на одной стороне листа белой бумаги, формата А4, шрифт - Times New Roman 14-го размера, межстрочный интервал - 1,5. Содержание, расположение и размеры граф основной надписи, дополнительных граф к ней представлены в приложении 3. Номер страницы проставляют в правом нижнем углу листа. Страницы текстового материала следует нумеровать арабскими цифрами, соблюдая сквозную нумерацию по всему документу. Обязательные бланки (титульный лист, задание) текстового документа включают в общую нумерацию страниц, номера страниц проставляются с содержания. Текст пояснительной записка должен иметь: поля: верхнее – 20 мм, нижнее – 20 мм, левое – 30 мм, правое – 10 мм. Размер абзацного отступа должен быть одинаковым по всему тексту работы и равным 12,5 мм. Выравнивание текста - двустороннее (по ширине).

Разделы должны иметь порядковые номера в пределах всего курсового проекта, обозначенные арабскими цифрами. Каждый раздел следует начинать с нового листа. Подразделы должны иметь нумерацию в пределах каждого раздела. Номера подразделов состоят из номера раздела и подраздела, разделенных точкой. В конце номера подраздела точка не ставится. Нумерация пунктов должна состоять из номера раздела, подраздела и пункта, разделенных точкой. Заголовок разделов, подразделов и пунктов следует печатать с абзацного отступа или по центру, с прописной буквы, без точки в конце, не подчеркивая. Переносы слов в заголовках не допускаются. Если заголовок состоит из двух предложений, их разделяют точкой. Заголовки структурных элементов располагают симметрично тексту и отделяют от текста интервалом в одну строку. Расстояние между заголовком и текстом должно быть не менее 2 интервалов, расстояние между заголовками раздела и подраздела – 1 интервала.

4.2 Оформление иллюстраций

Иллюстрации (схемы, чертежи, графики, диаграммы, фотографии) обозначают словом "Рисунок" и нумеруют последовательно арабскими цифрами в пределах всей курсовой работы, за исключением иллюстраций, приведенных в приложениях.

Иллюстрации, должны иметь наименование и пояснительные данные (подрисуночный текст). Слово «Рисунок» и его наименование помещают после пояснительных данных к рисунку и располагают следующим образом:

Рисунок 1 – Детали прибора

Листы с расположенными на них иллюстрациями и таблицами, включают в общую нумерацию страниц КР.

Иллюстрации и таблицы на листе формата А3 учитывают как одну страницу.

Количество иллюстраций должно быть достаточным для пояснения излагаемого текста.

Нумерация рисунков выполняется арабскими цифрами и должна включать номер раздела и порядковый номер иллюстрации в разделе, разделенные точкой или сквозной

по все пояснительной записке. Ссылки на рисунки в тексте дают по типу: «... в соответствии с рисунком 1.3», «... показано на рисунке 2.2» и т.п.

Иллюстрацию располагают после первой ссылки на неё и так, чтобы её было удобно рассматривать: без поворота документа или с поворотом по часовой стрелке.

Рисунок должен следовать сразу после ссылки на него в тексте или на ближайшей странице.

4.3 Оформление таблиц

Цифровой материал, как правило, должен оформляться в виде таблиц.

Каждая таблица должна иметь заголовок, который следует помещать над таблицей слева, без абзацного отступа в одну строку с её номером через тире.

При переносе части таблицы название помещают только над первой частью таблицы, нижнюю горизонтальную черту, ограничивающую таблицу, не проводят.

Заголовки строк и граф таблицы должны начинаться с прописных букв, подзаголовки - со строчных, если они составляют одно предложение с заголовком, и с прописных, если они самостоятельные.

Таблицу размещают после первого упоминания о ней в тексте таким образом, чтобы её можно было читать без поворота ПЗ или с поворотом по часовой стрелке. Таблицу с большим количеством строк допускается переносить на другие страницы, при этом заголовки таблицы не повторяют, а над другими частями таблицы пишут слово "продолжение" и указывают номер таблицы. Например: "Продолжение таблицы 2". Таблицу с большим количеством граф допускается делить на части и помещать одну часть под другой в пределах одной страницы.

Если повторяющийся в разных строках графы таблицы текст состоит из одного слова, то его после первого написания допускается заменять кавычками; если из двух и более слов, то при первом повторении его заменяют словами «То же», а далее — кавычками. Ставить кавычки вместо повторяющихся цифр, марок, знаков, математических и химических символов не допускается. Если цифровые или иные данные в какой-либо строке таблицы не приводят, то в ней ставят прочерк.

4.4 Правила оформления списка использованных источников

Список использованных источников должен быть оформлен в соответствии с ГОСТ 7.1–2003 «Библиографическая запись. Библиографическое описание», ГОСТ 7.82–2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов».

Примеры библиографического описания различных источников:

– книги с одним автором (запись под заголовком);

Томас, Д. Приключения со сменой кожи : пер. с англ. / Д. Томас. – СПб. : Азбука-классика, 2001. – 666. [4] с.

Атаманчук, Г. В. Сущность государственной службы: История, теория, закон, практика / Г. В. Атаманчук. – М. : РАГС, 2003. – 268 с.

– книги с двумя авторами (запись под заголовком);

Глушаков, С. В. Самоучитель для работы на персональном компьютере : [Windows 98, Word 2000, Excel 2000, Internet] : учеб. курс / С. В. Глушаков, А.С. Сурядный. – М. : АСТ ; Фолио, 2002. – 275 с. : ил., табл.

Бочаров, И. Н. Кипренский / И. Н. Бочаров, Ю. Глушакова. – 2-е изд., знач. доп. – М. : Молодая гвардия, 2001. – 390 с., [24] л. ил. ; 21 см.

– книги трех авторов (запись под заголовком);

Иванов, А. И. Математика : учеб. для вузов / А. И. Иванов, Б. И. Петров, И. Б. Болимов ; под ред. А. И. Иванова [и др.]. – М. : Рассвет, 2004. – 324 с. : ил.

Агафонова, Н. Н. Гражданское право : учеб. пособие для вузов / Н. Н. Агафонова, Т. В. Богачева, Л. И. Глушакова ; под общ. Ред. А. Г. Калпина ; авт. вступ. ст. Н. Н. Поливаев : М-во общ. и проф. Образования РФ. Моск. гос. юрид. акад. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М. : Юристъ, 2002. – 542 с.

Аяцков, Д. Ф. Кадровый потенциал органов местного самоуправления: проблемы и опыт оценки / Д. Ф. Аяцков, С. Ю. Наумов, Е. Н. Суетенков; РАН при Президенте РФ. ПАГС. – Саратов: ПАГС, 2001. – 135 с.

– книги четырех авторов (запись под заглавием);

Современная информатика: наука, технология, деятельность / Р. С. Гиляровский [и др.] ; под ред. Ю. М. Арского. – М., 1997. – 211 с.

Управленческая деятельность: структура, функции, навыки персонала / К. Д. Скрипник [и др.]. – М. : Приор, 1999. – 189 с.

– 5 и более авторов (запись под заглавием);

Моделирование систем : учеб. пособие для направления 651900 «Автоматизация и управление» / Б. К. Гришутин, А. В. Зарщиков, М. В. Земцев и [др.] ; М-во образования Рос. Федерации, Моск. гос. ун-т печати (МГУП). – М. : МГУП, 2001. – 90 с. : ил.

Управление персоналом : учеб. пособие / С. И. Самыгин [и др.] ; под ред. С. И. Самыгина. – Ростов-на –Дону : Феникс, 2001. – 511 с.

– стандарты;

ГОСТ Р 517721-2001. Аппаратура радиоэлектронная бытовая. Входные и выходные параметры и типы соединений. Технические требования. – Введ. 2002-01-01. – М. : Госстандарт России : Изд-во стандартов, 2001. – IV, 27 с. : ил.

– неопубликованные документы;

– отчеты о научно-исследовательской работе;

Формирование генетической структуры стада : отчет НИР (промежуточ.) : 42-44 / Всерос. науч.-исслед. ин-т животноводства ; рук. Попов В. А. ; исполн.: Алешин Г. П. [и др.]. – М., 2001. – 75 с.

– диссертации;

Вишняков, И. В. Модели и методы оценки коммерческих банков в условиях неопределенности : дис. ... канд. экон. наук : 08.00.13 : защищена 12.02.02 : утв. 24.06.02 / Вишняков Илья Владимирович. – М., 2002. – 234 с. – Библиогр.: с. 220-230.

– статьи из сборников;

Двинянинова, Г. С. Комплимент: Коммуникативный статус или стратегия в дискурсе / Г. С. Двинянинова // Социальная власть языка : сб. науч. тр. / Воронеж. межрегион. ин-т обществ. наук, Воронеж. гос. ун-т, Фак. романо-герман. истории. – Воронеж, 2001. – С. 101-106.

Захаров, В. А. Вклад ученых академии аграрную науку и производство / В. А. Захаров // Сб. науч. тр. ученых Рязанской ГСХА (160-летию профессора П. А. Костычева посвящается). – Рязань, 2005. – С. 3-8.

– статьи из журналов;

Ивашкевич, В. Б. Повышение прозрачности информации о ценных бумагах / В. Б. Ивашкевич, Ф. И. Харисова // Финансы. – 2005. – N 3. – С. 16-17.

Брусенцов, Н. П. Компьютеры и обучение / Н. П. Брусенцов, Ю. С. Владимирова, Х. Р. Альварес // Вестник Московского университета. Серия 20, Педагогическое образование. – 2005. – N 1. – С. 102-105.

– описание официальных материалов;

О базовой стоимости социального набора: Федеральный закон от 4 февраля 1999 года N 21-ФЗ // Российская газета. – 1999. – 11 февраля. – С. 4.

О правительственной комиссии по проведению административной реформы: Постановление Правительства РФ от 31 июля 2003 N 451 // Собрание законодательства РФ. – 2003. – N 31. – Ст. 3150.

Библиографический список составляет одну из существенных частей научной работы, отражающей самостоятельную творческую работу ее автора, и потому позволяющий судить о степени фундаментальности проведенного исследования. В библиографический список не включают источники те источники, на которые нет ссылок в основном тексте, и которые фактически не были использованы при написании работы.

Порядок построения списка определяется самим автором. Наиболее распространенными способами расположения материала в списке литературы являются: алфавитный, в порядке появления ссылок и упоминания в тексте, хронологический, тематический, по видам изданий, по характеру содержания описанных в нем источниках, списки смешанного построения.

5. Последовательность выполнения задания

Написание курсового проекта следует начать с изучения литературных источников. Информационной базой для выполнения курсового проекта являются научная литература по выбранной теме исследования; учебники и учебные пособия, которые в системном порядке излагают основные проблемные и актуальные вопросы эксплуатации и обслуживание объектов добычи нефти.

Для руководства курсового проекта кафедра выделяет руководителя, который регистрирует тему, утверждает содержание проекта, консультирует студента в процессе подготовки, проверяет работу, организует защиту. Проект допускается к защите на основании положительного отзыва руководителя.

Выполненный курсовой проект регистрируется на кафедре «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» строго в срок, согласно календарному графику учебного процесса. Курсовой проект проверяется и оценивается руководителем и защищается студентом.

6 Критерии оценивания работы

Оценка «отлично» выставляется студенту, если теоретическая составляющая курсового проекта изложена полностью, без пробелов, необходимые компетенции сформированы, исчерпывающе, последовательно, студент четко и логически стройно излагает материал курса, свободно справляется с задачами, вопросами и другими видами применения знаний, использует в ответе дополнительный материал, все предусмотренные курсовым проектом учебные задания выполнены, качество их выполнения оценено числом баллов, близким к максимальному. Защита сопровождается презентацией, студент свободно владеет материалом.

Оценка «хорошо» выставляется студенту, если теоретическая составляющая курсового проекта изложена полностью, необходимые компетенции в основном сформированы, все предусмотренные курсовым проектом задания выполнены, качество их выполнения достаточно высокое. Студент твердо знает материал, грамотно и по существу излагает его, не допуская существенных неточностей в ответе на вопрос, правильно применяет теоретические положения при решении практических вопросов и задач, владеет необходимыми навыками и приемами их выполнения.

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, если теоретическая составляющая курсового проекта изложена частично, но пробелы не носят существенного характера, необходимые компетенции в основном сформированы, большинство предусмотренных курсовым проектом заданий выполнено, но в них имеются ошибки, при ответе на поставленный вопрос студент допускает неточности, недостаточно правильные формулировки, наблюдаются нарушения логической последовательности в изложении программного материала.

Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, если он не знает значительной части материала, допускает существенные ошибки, неуверенно, с большими затруднениями отвечает на заданные вопросы, необходимые компетенции не сформированы, большинство предусмотренных курсовым проектом заданий не выполнено, качество их выполнения оценено числом баллов, близким к минимальному.

7 Порядок защиты работы

Защита курсового проекта является обязательной формой проверки выполнения работы. Защита производится специальной комиссией, утверждаемой директором института, состоящей обычно из 3 преподавателей кафедры, при непосредственном участии руководителя, в присутствии студентов. Результаты наиболее интересных курсовых проектов могут быть доложены на научных конференциях.

Защита состоит в коротком докладе студента по выполненной работе и в ответах на вопросы присутствующих на защите. Научный руководитель зачитывает отзыв на курсовой проект студента (Приложение 3).

Результаты защиты курсового проекта, согласно действующему Положению о текущем контроле и промежуточной аттестации в СКФУ, оцениваются дифференцированной отметкой по пятибалльной системе. Оценка курсового проекта заносится в зачетную книжку студента и зачетно-экзаменационную ведомость,

составляемую в 2-х экземплярах, один из которых хранится на кафедре в течение всего срока обучения студента, другой представляется в дирекцию института (филиала).

Защита курсовых проектов, предусмотренных учебным планом, проводится не позднее, чем за две недели до начала зачетно- экзаменационной сессии.

Студент, не представивший в установленный срок курсовой проект или не защитивший ее по неуважительной причине, считается имеющим академическую задолженность.

Курсовые проекты, представляющие теоретический и практический интерес, следует представлять на конкурс в студенческие научные общества, конференции, отмечать приказом по университету.

Выполненные проекты после их защиты должны храниться на кафедре в течение 2 лет, не считая года написания; затем работы, не представляющие для кафедры интерес, уничтожаются по акту

Список рекомендуемой литературы

1. Тагиров К.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М: Академия, 2012. – 346 с.
2. Разработка нефтяных и газовых месторождений: Учебное пособие / А.К.Ягафаров, И.И.Клещенко, Г.П.Зозуля, Ю.В.Зейгман, М.К.Рогачев, Г.А.Шлеин. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 396 с.
3. Ерёмин Ал. Н., Ерёмин Ан. Н., Ерёмин Н.А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа. Учебное пособие для вузов в 2 кн. - Книга 2, 2012г. – 165 с.
4. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов (изд:3.) – М.: Альянс, 2010 – 510 с.
5. Кудинов В.И. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов/ Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – Самара: Кн. Изд-во, 1996. – 440 с.
6. Сучков Б.М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. - 688 с.
7. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.
- 8 Справочник по добыче нефти / В. В. Андреев, К. Р. Уразаков, В. У. Далимов и др.; Под ред. К. Р. Уразакова. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 374 с.
9. Ибрагимов Л.Х. Интенсификация добычи нефти/ Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянц. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000.

Глоссарий

А

Абсорбер – аппарат для сушки и очистки газа от примесей с помощью жидких поглотителей. Для увеличения поверхности контакта газа с жидкостью, газ направляется снизу вверх, а встречный поток поглотителя разбрызгивается на специальных тарельчатых или сетчатых поверхностях в верхней части колонны.

Абсорбция – поглощение вещества веществом, характеризующееся проникновением абсорбированного вещества в массу абсорбента.

Адсорбент – твердое или жидкое вещество, поверхность которого способна поглощать из окружающей среды газообразные или находящиеся в растворе вещества. Существуют природные или искусственные адсорбенты, среди которых – глины, породы, содержащие аморфную кремнекислоту (трепел, опока), специально подготовленный активированный уголь.

Адсорбер – аппарат для осушки и очистки газа от примесей с помощью твердых поглотителей. В системах подготовки газа обычно устанавливают несколько адсорберов, с периодическим переключением режимов работы аппарата: «осушка» — «регенерация адсорбента»; это обеспечивает непрерывность процесса очистки газа. Регенерацию адсорбента проводят нагреванием до 200 — 300°C.

Адсорбция – поглощение поверхностным слоем тела жидкого или газообразного вещества твердыми поглотителями – адсорбентами. Адсорбенты обычно имеют развитую удельную поверхность – до нескольких сотен м²/г. В нефтегазопромысловой практике в качестве адсорбентов используют силикагель, цеолиты, безводный хлористый кальций и др. Адсорбция используется в технике, в частности, при очистке нефтепродуктов.

Альтитуда — высота (в метрах) над уровнем моря или океана какой-либо точки земной поверхности, устья скважины, поверхности роторного стола, пола буровой вышки, устья шахты, шурфа.

Б

Баррель — измерения добычи нефти и нефтепродуктов. 1 баррель = 42 американским галлонам = 159 литрам; 7,3 барреля = 1 тонне нефти; 6,29 баррелей = 1 м³.

Балансовые запасы нефти и газа — извлекаемые из недр при наиболее полном и рациональном использовании современной техники (определяются путем умножения величины общих запасов на коэффициент нефтеотдачи).

Бесштанговые глубинные (погружные) насосы — наиболее эффективно применяются при низких уровнях жидкости и высоких

коэффициентах продуктивности в глубоких скважинах, когда работа обычными глубинными насосами нарушается обрывами штанг и производительность насоса не обеспечивает возможного отбора жидкости из пласта. Погружной насос устанавливается у башмака подъемных труб. Применяются: гидравлические, поршневые и электроцентробежные погружные насосы.

В

Водонапорный режим пласта — процесс добычи, при котором нефть и газ вытесняются из пласта давлением слоя воды, лежащего под ним.

Возможные запасы — неразработанные запасы нефти и/или газа, которые по обоснованным инженерным соображениям могут быть извлечены из неразведанных структур.

Высокосернистая нефть — сырая нефть со значительным содержанием серы.

Вязкость — способность жидкости течь при определенной температуре.

Г

Геотермический градиент — повышение температуры породы по мере увеличения расстояния от земной поверхности.

Горизонтальное бурение — предельный случай наклонно-направленного бурения, при котором скважина бурится вдоль горизонтально расположенного пласта.

Д

Давление гидростатическое — давление в любой точке ствола скважины, обусловленное весом столба воды, измеряемого (по вертикали) от данной точки до зеркала жидкости при отсутствии движения последней.

Давление горное — давление, под которым находятся горные породы у стенки скважины. Давление горное обуславливается весом вышележащих пород и усилием геодинамических деформаций массива горных пород.

Добыча первичными методами — добыча нефти или газа из пласта с использованием только естественных процессов.

Добыча вторичными методами — добыча нефти или газа из пласта искусственными методами поддержания или увеличения пластового давления путем нагнетания газа, воды или других веществ в пластовую породу.

Добыча нефти с искусственным поддержанием энергии пласта (добыча нефти вторичными и третичными методами) — комплекс технологий добычи нефти, разработанных для повышения отдачи

углеводородов на базе использования специальных физических, химических и термических методов.

Ж

Железобетонный резервуар — емкость для хранения нефти и нефтепродуктов, днище, корпус и покрытие которой изготавливаются из железобетона.

Форма железобетонного резервуара прямоугольная или цилиндрическая. Различают железобетонные резервуары монолитные (днище, корпус и покрытие имеют общий каркас из стальной арматуры) и сборно-монолитные (днище в виде монолитного блока, а корпус и покрытие из сборных плит).

З

Залежь нефти и газа — единичное скопление нефти и газа, заполняющее некоторый объем горных пород, называемый «ловушкой».

Забой — противоположный от земной поверхности конец горной выработки; во время бурения и других горных работ забой постоянно перемещается по намеченному продолжению выработки.

Забой скважины — самая нижняя часть ствола скважины, находящейся в бурении или эксплуатации.

Забойная (пластовая) проба нефти — проба нефти, поднятая с забоя скважины глубинным пробоотборником и находящаяся в условиях пластового давления.

Забойное давление — давление на забое работающей (эксплуатируемой) скважины. Забойное давление измеряется глубинными манометрами. Изменяя величину забойного давления в скважинах, можно изменять дебит скважины в нужном направлении.

Затрубное давление — давление в затрубном пространстве буровой скважины, которое может быть вызвано наличием неперекрытых цементом напорных горизонтов, прорывом воды, нефти или газа из перекрытой цементным кольцом части скважины. Замер затрубного давления производится обычно у устья скважины специальным манометром.

Затрубное пространство — кольцевое пространство между стенками скважины и обсадной колонной. В эксплуатации затрубное пространство называют также пространством между наружной поверхностью насосно-компрессорных труб и обсадной колонной.

И

Извлекаемые запасы — часть нефти или газа в пласте, которые можно добыть используя доступную в данный момент технологию.

Искривленная скважина — скважина, пробуренная с постепенным отклонением ствола от вертикали (с целью достичь различные части пласта с одной платформы).

Исследовательская (оценочная) скважина — скважина, которую бурят с целью определения параметров месторождения.

К

Коллекторы нефти и газа — горные породы, обладающие способностью вмещать нефть и газ, а также пропускать их через себя при наличии перепада давления.

Л

Ламинарное течение — характер течения жидкости в виде не перемешивающихся, параллельных струй. Для ламинарного течения воды критерий Рейнольдса равен менее 2320.

Летучесть — способность жидкости испаряться.

Лифт (насосно-компрессорные трубы, эксплуатационная колонна) — система соединенных стальных труб, расположенная в центре скважины, по которым фильтрат поступает на поверхность.

М

Месторождение нефти и газа — отдельная залежь или группа залежей, разобщенных по вертикали или горизонтали, но контролируемых одной локальной структурой.

Манифольд (разветвленный трубопровод, распределительная магистраль) — система труб и клапанов, позволяющая разделять поток фильтрата или нефтепродуктов на несколько каналов.

Мантия (Земли) — часть земного шара между земной корой и ядром Земли.

Межремонтный период — средний период времени между отказами оборудования, усредненный срок эксплуатации отдельных элементов нефтеперерабатывающего оборудования, в частности, роторных (вращающихся) элементов. Межремонтный период нефтеперерабатывающей установки (завода) является одним из показателей эффективности ее эксплуатации.

Месторождение — совокупность пористых или трещиноватых горных пород, содержащих углеводороды.

Методы интенсификации добычи — комплекс методов увеличения продуктивности скважин месторождения.

Н

Нагнетательные скважины — скважины, использующиеся для поддержания пластового давления.

Нефть — (petroleum — от лат. petra oleum, означающего буквально «каменное масло»): горючая маслянистая жидкость, распространенная в осадочной оболочке Земли; важнейшее полезное ископаемое.

О

Обводненность (скважины) — процентное содержание воды в общем объеме (весе) жидкости добываемой из скважины. Соответственно, обводненность бывает объемной и весовой.

Обессоливание — удаление соли из сырой нефти. Рекомендуется проводить в процессе подготовки сырца для коммерческой реализации и обязательно должно быть выполнено перед нефтепереработкой.

Освоение — комплекс операций и мероприятий, которые предпринимаются для того, чтобы ввести месторождение в эксплуатацию.

Р

Рабочий агент — общее название для жидкостей или газов, применяемых для закачки в пласты с целью поддержания в них пластового давления или вторичных методов добычи нефти. То же название применяется в отношении газа (воздуха), закачиваемого в скважины при компрессорном способе эксплуатации.

У

Углеводород — химическое соединение, в состав которого входят только углерод и водород.

Устье скважины (шахты, шурфа и других горных выработок) — начало этих выработок на земной поверхности. Устье скважины закреплено соответствующими обсадными трубами и оборудовано устройствами (превентор, задвижки и т.п.), необходимыми при бурении или эксплуатации скважин.

Ф

Факел (выводная труба) — устройство для отвода и сжигания неиспользованных (попутных) газов.

Фонтанная арматура (елка) — другое название для управляющего оборудования устья скважины.

Ш

Шурф — скважина, используемая для получения данных о параметрах месторождения.

Щ

Щелочи — гидроокиси металлов, хорошо растворимые в воде с образованием гидроксильных ионов OH^- . В нефтегазовой промышленности находят применение, например, для приготовления буровых растворов и при термохимическом воздействии на пласт с целью интенсификации добычи.

Э

Элеватор — инструмент, посредством которого производят захват и удержание на весу труб (бурильных, обсадных, насосно-компрессорных) при проведении спуско-подъемных операций.

Эмульгаторы — вещества, способствующие образованию эмульсий и повышению их устойчивости.

Эмульсия — дисперсная система, состоящая из двух несмешивающихся жидкостей, одна из которых распределена в виде мелких капель в другой. В нефтепромысловой практике часто приходится встречаться с эмульсиями «нефть в воде» или «вода в нефти».

Эксплуатационная скважина — скважина, используемая для извлечения нефти из пласта.

Эффективная мощность нефтеносного горизонта — суммарная мощность в нефтеносном горизонте прослоев пород (обычно песчаников), по которым возможно перемещение нефти.

Эффективная (динамическая) пористость — пористость нефтяного пласта, выраженная отношением суммарной величины объема пор, заполненных нефтью, к общей пористости пород, составляющих данный нефтяной пласт.

Эффективная (фазовая) проницаемость — проницаемость пористой среды для какой-либо жидкости или газа при одновременном наличии в породе смеси их (газ-нефть, вода-нефть, газ-нефть-вода). Эффективная (фазовая) проницаемость породы для данной жидкости или газа зависит от степени насыщенности пор породы этой жидкостью или газом.

Список литературы

1. Муравьев И.М., Крылов А.П. «Эксплуатация нефтяных месторождений». М., Гостоптехиздат, 1949 г.
2. Муравьев И.М. и др. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». М., «Недра», 1970 г.
3. Муравьев И.М. и др. «Технология и техника добычи нефти и газа». М., «Недра», 1971 г.
4. Муравьев И.М., Репин Н.М. «Исследование движения многокомпонентных смесей в скважинах». М., «Недра», 1972 г.

Инструкция по технике безопасности, для работающих в лабораториях факультета нефтегазовой инженерии

Общие положения

1. В лабораториях кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений используются различные механизмы, стенды, электрические приборы и оборудование, неосторожное обращение с которыми может привести к тяжёлым травмам.
2. Настоящая инструкция обязательна для всех студентов, выполняющих лабораторные работы.
3. Каждый студент должен быть ознакомлен преподавателем, ведущим занятия, с основными положениями по технике безопасности и настоящей инструкцией, что удостоверяется распиской студента в специальном журнале.
4. За невыполнение требований, содержащихся в инструкции, нарушитель несёт ответственность в дисциплинированном порядке, вплоть до привлечения к судебной ответственности.

Основные положения

1. Лицам, не имеющим отношения к выполнению лабораторных работ, вход в лабораторию запрещен.
2. Напряжение постоянного или переменного тока выше 30В опасно для жизни, поэтому:
 - нельзя при включённом оборудовании производить в ней какие-либо переключения;

- при производстве регулировок и настроек оборудования нельзя опираться руками на приборы и части установок, а также держать в руках посторонние предметы;

- подключение вилок, манипулирование переключателями и рукоятками следует производить только одной рукой.

3. При выполнении лабораторных работ студентам запрещается:

- включать распределительный щит;
- загромождать проходы к средствам пожаротушения и электrorаспределительным установкам;
- пользоваться приборами без разрешения преподавателя;
- переносить приборы с одного стола на другой;
- подключать лабораторное оборудование к источникам питания без проверки преподавателем;
- самостоятельно производить ремонт приборов, аппаратов, линий и т.д.;
- оставлять без присмотра включённые в электросеть приборы и оборудование.

4. После окончания работы:

- выключить электропитание установки;
- привести в порядок рабочее место и сдать его преподавателю.

Надзор

Надзор за правильным поведением студентов и выполнением техники безопасности возлагается на преподавателя и лаборанта, проводящих занятия.

Общий надзор за состоянием техники безопасности в лабораториях возлагается на преподавателя и заведующего кафедрой.

Меры оказания первой помощи при несчастных случаях

О несчастном случае пострадавший или ближайший свидетель обязан немедленно поставить в известность преподавателя или зав. кафедрой, после чего пострадавший сам или в сопровождении направляется в медпункт. При необходимости врач вызывается на место пришествия.

Самым частым видом поражения в лабораториях являются раны. Главная опасность при ранении заключается в проникновении в рану микробов, что может привести к заражению, поэтому надо строго соблюдать два основных правила:

- не дотрагиваться до раны руками или различными предметами;
- не промывать рану водой, никакими лекарствами, а лишь смазать йодом вокруг раны, наложить стерильную повязку и забинтовать.

При поражении электротоком, если человек не в состоянии освободиться от действия электротока, необходимо немедленно выключить ток при помощи выключателя, автомата и т.п. или перерезать провод с помощью инструментов с изолирующими ручками.

При потере сознания и остановки дыхания пострадавшему делать искусственное дыхание противопоказано.

При любых повреждениях глаз обращаться к врачу. При попадании в глаза щелочей или кислот следует до обращения к врачу немедленно промыть их пострадавшему большим количеством воды из водопроводного крана.

Инструкция по подготовке к лабораторному занятию, проведению и отчёту по работе

1. Каждый студент должен проделать все лабораторные работы в соответствии с учебным планом его специальности.

2. В лабораторию на занятия по расписанию приходит половина группы, и все студенты разбиваются на бригады по 2-3 человека.

3. Каждой бригаде преподаватель сообщает график выполнения работ на семестр.

4. К каждому лабораторному занятию студент должен прийти подготовленным:

- по методическому пособию познакомьтесь с будущей работой.

Уясните задачу, которая будет стоять перед вами;

- по учебнику и конспекту лекций изучите теорию вопроса, основательно разберитесь в сущности процессов и явлений, которые предстоит вам наблюдать и исследовать;

- при подготовке к занятию каждый студент должен подготовить бланк будущего отчёта по будущей лабораторной работе на отдельном листе из тетради.

5. В отчёте необходимо выделить следующие моменты:

название работы;

- цель работы;

- Оборудование и материалы;

- чертёж или эскиз установки;

- расчётные формулы искомой величины и ошибок измерения /без вывода/ с расшифровкой обозначений всех физических величин, входящих в формулы;

- таблицы для записи результатов измерений.

6. При подготовке к занятию уясните себе, какие требования будут предъявлены при допуске к данному занятию, как следует спланировать эксперимент, каким должен быть объём и содержание отчёта.

7. Допуск к занятию осуществляется преподавателем:

- преподаватель проверяет наличие бланка будущего отчёта и правильность его оформления;

- спрашивает студента о цели работы, о физическом смысле тех или иных величин, входящих в расчётные уравнения;
- уясняет понимание студентом устройства и работы установки или прибора.

8. Только после разрешения преподавателя студент может приступить к выполнению работы.

9. Помните, что в каждой лабораторной работе надо выделить три момента: воспроизведение явления, измерение параметров процесса, анализ и обобщение полученных результатов.

10. Записи результатов измерений должны выполняться чётко, без исправлений в соответствующие столбцы, заготовленных заранее таблиц с указанием единиц измерения, если измеренная величина размерная.

11. Показания приборов удобнее записывать в делениях шкалы, так как это ускоряет процесс измерения параметров и исключает возможность ошибки при устном пересчёте в единицы измеряемой величины. Перед началом измерений не забудьте указать предел измерений и число делений прибора.

Письменное оформление выводов следует считать обязательным, так как это способствует систематизации знаний по вопросу, исследуемому в работе. По грамотности и чёткости сформулированного вывода преподаватель судит о культуре научного мышления студента, а это позволяет дать конкретные методические советы и рекомендации каждому студенту для развития его научного мышления.

14. По отчёту проводятся собеседование с преподавателем. При этом студент должен ответить на любой вопрос по выполненной работе. Преподаватель выясняет, как понята студентом цель данной работы, как усвоена её теоретическая часть, сумел ли студент оценить точность данного метода и правильно ли он сделал выводы.

15. При добросовестном отношении к занятию, хорошей подготовке к нему за время, отведённое на занятие, студент успеет выполнить все измерения, расчёты и защитить отчёте преподавателя.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по организации и проведению
самостоятельной работы

ДОБЫЧА НЕФТИ

для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело направленность
(профиль) «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Ставрополь 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов вуза «Северо-Кавказский федеральный университет»

Цели методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин и профессиональных модулей образовательной программы (далее ОП).
2. Создание в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, её назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

- 1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО.**
- 2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.**
- 3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.**

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. ФГОС раздел: «Требования к условиям реализации ОП»:

– Требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки специалиста, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим федеральным государственным образовательным стандартом;

– основная образовательная программа подготовки специалиста состоит из дисциплин общенаучного и профессионального циклов, состоящих из базовой и вариативной частей и дисциплин по выбору;

– максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Во время самостоятельной подготовки обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация образовательной программы подготовки специалиста должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0,5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

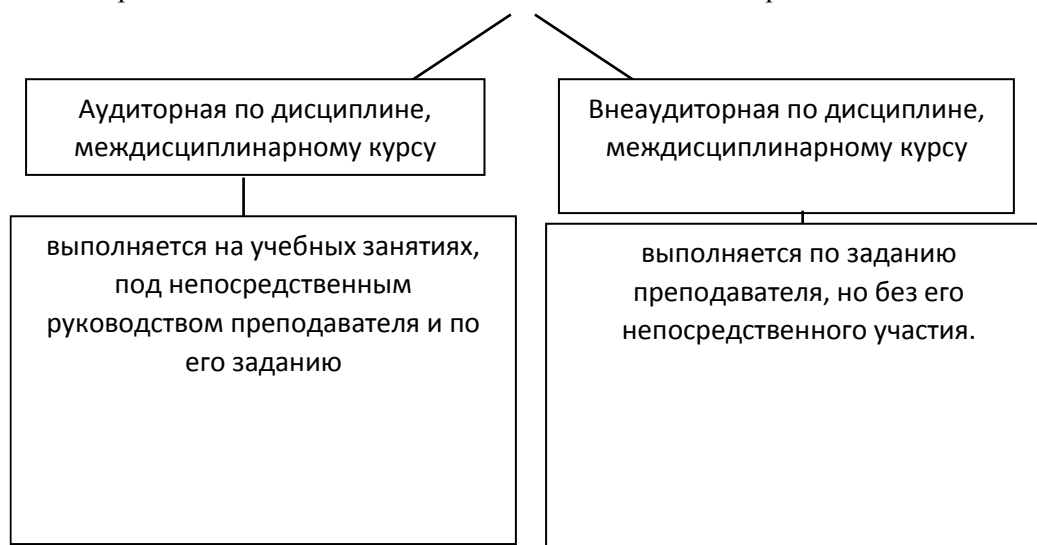
- в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин;
- в рабочих программах учебных дисциплин циклов дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

В учебном процессе ОУ выделяются два вида самостоятельной работы:



Внеаудиторная самостоятельная работа - планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет - конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- формирование набора из общекультурных и профессиональных компетенций будущего специалиста;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям
2. Подготовка к практическим занятиям

