

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Сыров Игорь Анатольевич
Должность: Директор
Дата подписания: 25.11.2022 08:51:06
Уникальный программный ключ:
b683afe664d7e9f64175886cf9626a198149ad36

СТЕРЛИТАМАКСКИЙ ФИЛИАЛ
ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО
УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УФИМСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НАУКИ И ТЕХНОЛОГИЙ»

Факультет
Кафедра

Естественнонаучный
Общей и теоретической физики

Оценочные материалы по дисциплине (модулю)

дисциплина

Технология добычи нефти и газа

Блок Б1, обязательная часть, Б1.О.35

цикл дисциплины и его часть (обязательная часть или часть, формируемая участниками образовательных отношений)

Специальность

21.05.05

Физические процессы горного или нефтегазового производства

код

наименование специальности

Программа

специализация N 2 "Физические процессы нефтегазового производства"

Форма обучения

Заочная

Для поступивших на обучение в
2022 г.

Разработчик (составитель)

к.ф.-м.н., доцент

Зеленова М. А.

ученая степень, должность, ФИО

1. Перечень компетенций, индикаторов достижения компетенций и описание показателей и критериев оценивания результатов обучения по дисциплине (модулю)	3
2. Оценочные средства, необходимые для оценки результатов обучения по дисциплине (модулю).....	7
3. Методические материалы, определяющие процедуры оценивания результатов обучения по дисциплине (модулю), описание шкал оценивания	21

1. Перечень компетенций, индикаторов достижения компетенций и описание показателей и критериев оценивания результатов обучения по дисциплине (модулю)

Формируемая компетенция (с указанием кода)	Код и наименование индикатора достижения компетенции	Результаты обучения по дисциплине (модулю)	Показатели и критерии оценивания результатов обучения по дисциплине (модулю)				Вид оценочного средства
			1	2	3	4	
			неуд.	удовл.	хорошо	отлично	
ОПК-9. Способен применять основные принципы технологий эксплуатационной разведки, добычи, переработки полезных ископаемых, в том числе при освоении ресурсов шельфа морей и океанов	ОПК-9.1. Применяет современные технологии эксплуатационной разведки, добычи, переработки полезных ископаемых, в том числе при освоении ресурсов шельфа морей и океанов.	Обучающийся должен знать: технологические процессы и явления, связанные с эксплуатацией нефтяных месторождений и скважин.	Отсутствие знаний	Частично сформированные представления о технологических процессах и явлениях, связанных с эксплуатацией нефтяных месторождений и скважин.	Сформированные, но содержащие отдельные пробелы, представления о технологических процессах и явлениях, связанных с эксплуатацией нефтяных месторождений и скважин.	Сформированные представления о технологических процессах и явлениях, связанных с эксплуатацией нефтяных месторождений и скважин.	Тестирование
	ОПК-9.2. Решает типовые учебные задачи по технологиям эксплуатационной разведки, добычи, переработки	Обучающийся должен уметь: выбирать методы разработки нефтяного месторождения	Отсутствие умений	Частично сформированные умения выбирать методы разработки нефтяного месторождения	Сформированные, но содержащие отдельные пробелы, умения выбирать методы	Сформированные умения выбирать методы разработки нефтяного месторождения.	Решение задач

	полезных ископаемых, в том числе при освоении ресурсов шельфа морей и океанов.			.	разработки нефтяного месторождения.		
	ОПК-9.3. Планирует технологии эксплуатационной разведки, добычи, переработки полезных ископаемых, в том числе при освоении ресурсов шельфа морей и океанов.	Обучающийся должен владеть: основами техники и технологии бурения скважин, способами крепления стенок скважины, отбора керна, возможных осложнений, аварий и методов их предупреждения и ликвидации, возможных резервов повышения эффективности и качества буровых работ.	Отсутствие владений	Частично сформированные владения: основами техники и технологии бурения скважин, способами крепления стенок скважины, отбора керна, возможных осложнений, аварий и методов их предупреждения и ликвидации, возможных резервов повышения эффективности и качества буровых работ.	Сформированные, но содержащие отдельные пробелы, владения: основами техники и технологии бурения скважин, способами крепления стенок скважины, способами крепления стенок скважины, отбора керна, возможных осложнений, аварий и методов их предупреждения и ликвидации, возможных резервов повышения эффективности и качества буровых работ.	Сформированные владения: основами техники и технологии бурения скважин, способами крепления стенок скважины, отбора керна, возможных осложнений, аварий и методов их предупреждения и ликвидации, возможных резервов повышения эффективности и качества буровых работ.	Контрольная работа

					и качества буровых работ.		
ПК-4. Способен разрабатывать и внедрять новые передовые технологии в области геологоразведки и подсчета углеводородного сырья	ПК-4.1. Планирует технологии геологических изысканий; технологии проведения, обработки и интерпретации геолого-геофизических работ.	Обучающийся должен знать: современное нефтегазовое оборудование; технологические режимы эксплуатации оборудования.	Не знает современное нефтегазовое оборудование; технологические режимы эксплуатации оборудования.	Слабо знает современное нефтегазовое оборудование; технологические режимы эксплуатации оборудования.	Знает современное нефтегазовое оборудование; технологические режимы эксплуатации оборудования, но испытывает затруднения в использовании их на практике.	Знает современное нефтегазовое оборудование; технологические режимы эксплуатации оборудования и их применение.	Тестирование
	ПК-4.2. Внедряет передовые технологии в процесс поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений; разрабатывает и внедряет передовые технологии подсчета запасов и управления запасами.	Обучающийся должен уметь: подготовить опытные образцы материалов для испытания и провести само испытание под руководством инженера-технолога, механика.	Не умеет подготовить опытные образцы материалов для испытания и провести само испытание под руководством инженера-технолога, механика.	С трудом может подготовить опытные образцы материалов для испытания и провести само испытание под руководством инженера-технолога, механика.	Умеет подготовить опытные образцы материалов для испытания и провести само испытание под руководством инженера-технолога, механика, но испытывает незначительные затруднения.	Умеет подготовить опытные образцы материалов для испытания и провести само испытание под руководством инженера-технолога, механика.	Решение задач
	ПК-4.3.	Обучающийся	Не владеет	С трудом	Владеет	Владеет	Контрольная

	Принимает участие в разработке и подготовке предложений новых методик и технологий в области геологоразведки и подсчета запасов; внедрение новых технологий в производственный процесс.	должен владеть: навыками испытания опытных образцов, узлов нефтегазового оборудования, отработки новых технологических режимов.	навыками испытания опытных образцов, узлов нефтегазового оборудования, отработки новых технологических режимов.	владеет навыками испытания опытных образцов, узлов нефтегазового оборудования, отработки новых технологических режимов.	навыками испытания опытных образцов, узлов нефтегазового оборудования, отработки новых технологических режимов, но испытывает небольшие затруднения при этом.	навыками испытания опытных образцов, узлов нефтегазового оборудования, отработки новых технологических режимов.	я работа
--	---	---	---	---	---	---	----------

2. Оценочные средства, необходимые для оценки результатов обучения по дисциплине (модулю)

Перечень вопросов к тестированию

Перечень вопросов для оценки уровня сформированности компетенции ОПК-9 по индикатору 9.1:

1. Давление на забое скважины (с негерметизированным устьем), устанавливающееся после достаточно длительной ее остановки называется ... давлением.
 - a. статическим
 - b. динамическим
 - c. пластовым
 - d. горным
2. Уровень столба жидкости, установившийся в скважине (с негерметизированным устьем) после ее остановки при условии, что на него действует атмосферное давление, называется ... уровнем.
 - a. динамическим
 - b. внутрискважинным
 - c. статическим
 - d. гидростатическим
3. Если устье скважины герметизировано, то давление на забое скважины равно
 - a. сумме гидростатического давления столба жидкости и давления газа
 - b. разности гидростатического давления столба жидкости и давления газа
 - c. разности давления газа и гидростатического давления столба жидкости
 - d. нормированному значению давления столба жидкости
4. Давление на забое скважины, устанавливающееся во время отбора жидкости или газа из скважины называется ... давлением.
 - a. статическим
 - b. динамическим
 - c. пластовым
 - d. забойным
5. Средневзвешенное по объему пласта давление определяется по формуле ..., где f_i – часть площади между двумя изобарами с одинаковыми толщинами h_i ; p_i – среднее давление между двумя изобарами.

a.
$$p_{cp} = \frac{\sum_1^n p_i f_i h_i}{\sum_1^n f_i h_i}$$

b.
$$p_{cp} = \frac{\sum_1^n p_i h_i}{\sum_1^n f_i h_i}$$

c.
$$p_{cp} = \frac{\sum_1^n f_i h_i}{\sum_1^n p_i f_i h_i}$$

$$d. p_{cp} = \frac{\sum_1^n p_i f_i}{\sum_1^n f_i h_i}$$

6. Уровень столба жидкости, установившийся в работающей скважине при условии, что на него действует атмосферное давление (межтрубное пространство открыто), называется ... уровнем.
- динамическим
 - внутрискважинным
 - статическим
 - гидростатическим
7. Скорость радиальной фильтрации определяется по формуле ..., где k – проницаемость пласта, μ – динамическая вязкость, dp/dr – градиент давления вдоль радиуса (линии тока).
- $v = \frac{k dp}{\mu dr}$
 - $v = -\frac{\mu dp}{k dr}$
 - $v = k\mu \frac{dp}{dr}$
 - $v = -\frac{k dp}{\mu dr}$
8. Объемный расход жидкости q определяется по формуле ..., где v – скорость радиальной фильтрации, h – действительная толщина пласта, через который происходит фильтрация.
- $q = 2\pi r^2 h v$
 - $q = 2\pi r h v$
 - $q = 2\pi r h / v$
 - $q = 2\pi r / h v$
9. Внешняя (по отношению к скважине) область, на которой существует постоянное давление, называется
- контуром питания
 - областью фильтрации
 - однородным пластом
 - залежью
10. Совокупность всех естественных и искусственных факторов, определяющих процессы, проявляющиеся в пористом пласте при его дренировании системой эксплуатационных и нагнетательных скважин называется
- условиями залегания
 - геофизическими факторами
 - режимом пласта
 - коэффициентом нефтеотдачи

Перечень вопросов для оценки уровня сформированности компетенции ПК-4 по индикатору 4.1:

1. Режим, при котором вытеснение нефти происходит под действием упругой энергии газа, скопившегося над залежью, называется
 - a. водонапорным
 - b. режимом газовой шапки
 - c. газонапорным
 - d. режимом растворенного газа
2. Дренажное выделение залежи нефти с непрерывным выделением из нефти газа и переходом его в свободное состояние, увеличением за счет этого объема газонефтяной смеси и фильтрации этой смеси к точкам пониженного давления называется
 - a. водонапорным режимом
 - b. режимом газовой шапки
 - c. газонапорным режимом
 - d. режимом растворенного газа
3. Одним из условий существования режима растворенного газа является
 - a. значение давления насыщения выше среднего пластового давления
 - b. значение среднего пластового давления выше давления насыщения
 - c. значение давления насыщения равно среднему пластовому давлению
 - d. значение пластового давления меньше гидростатического
4. Дренажное выделение залежи нефти при котором фильтрация жидкости к забоям скважины происходит при наличии «свободной поверхности» называется
 - a. водонапорным режимом
 - b. режимом газовой шапки
 - c. гравитационным режимом
 - d. режимом растворенного газа
5. Воздействие на пласт через систему нагнетательных скважин, расположенных за контуром нефтеносности называется
 - a. законтурным заводнением
 - b. законтурным нефтевытеснением
 - c. нагнетанием
 - d. линзированием
6. Воздействие на пласт через систему нагнетательных скважин, расположенных в непосредственной близости от контура нефтеносности называется
 - a. законтурным заводнением
 - b. законтурным нефтевытеснением
 - c. приконтурным заводнением
 - d. линзированием
7. Воздействие на пласт через систему нагнетательных скважин, расположенных внутри контура нефтеносности называется
 - a. законтурным заводнением
 - b. приконтурным заводнением
 - c. линзированием
 - d. внутриконтурным заводнением
8. Отношение дебита нагнетаемой воды к дебиту отбираемых пластовых жидкостей, приведенных к пластовым условиям за единицу времени называется
 - a. коэффициентом нефтеизвлечения
 - b. коэффициентом компенсации
 - c. относительным дебитом
 - d. нагнетаемостью
9. В случае неэффективности закачки воды в глинистый пласт для поддержания пластового давления используется закачка
 - a. пропанта

- b. газа
 - c. эмульсии
 - d. ПАВ
10. Оборудование для освоения скважин устанавливается от устья скважин на расстоянии. Дать 1 правильный вариант ответа
- a. 10 м
 - b. 30 м
 - c. 25 м
 - d. 40 м

Решение задач

Перечень вопросов для оценки уровня сформированности компетенции ОПК-9 по индикатору 9.2:

Задача 1

1. Рассчитать повышение температуры продукции скважины на выходе из установки погружного центробежного электронасоса за счет нагрева ее от работающего погружного агрегата.

2. Оценить влияние повышения температуры на вязкость газонасыщенной нефти на выходе из установки.

L_c – глубина скважины, м.

H_n – глубина спуска ЭЦН, м.

D_T – внутренний диаметр скважины, м.

$d_{вн}$ – внутренний диаметр НКТ, м.

$t_{пл}$ – пластовая температура, °С.

t_y – температура на устье скважины, °С.

Q_m – дебит скважины (массовый), т/сут.

n_0 – обводненность, %.

μ_{20} – вязкость дегазированной нефти при 20 °С, мПа · с.

μ_{50} – вязкость дегазированной нефти при 50 °С, мПа · с.

Γ_0 – газовый фактор, м³/м³.

№	L_c	H_n	D_T	$d_{вн}$	$t_{пл}$	t_y	Q_m	n_0	μ_{20}	μ_{50}	Γ_0
1	2000	1200	0,1503	0,0503	50	14,8	46	0	50	5	25
2	2100	1300	0,1300	0,0300	60	15,0	55	0	50	5	25
3	2200	1400	0,1503	0,0503	70	15,5	62	0	50	5	30
4	2300	1500	0,1300	0,0300	80	15,7	50	0	50	5	35
5	2400	1600	0,1503	0,0503	90	14,5	50	0	50	5	40
6	2500	1700	0,1300	0,0300	80	16,0	70	0	50	5	45
7	2000	1300	0,1503	0,0503	50	16,5	60	0	50	5	50
8	2300	1600	0,1503	0,0503	70	15,8	65	0	50	5	55
9	2500	1500	0,1300	0,0300	80	16,2	60	0	50	5	60
10	2200	1200	0,1300	0,0300	60	15,4	54	0	50	5	65
11	2100	1400	0,1503	0,0503	80	16,6	72	0	50	5	70
12	2300	1600	0,1300	0,0300	60	15,2	50	0	50	5	72
13	2400	1300	0,1503	0,0503	80	16,7	75	0	50	5	32
14	2500	1500	0,1300	0,0300	70	17,0	60	0	50	5	44
15	2000	1400	0,1503	0,0503	60	17,9	55	0	50	5	56

Задача 2

Рассчитать и построить зависимости коэффициента сепарации σ от дебита скважины для башмака фонтанного лифта, приема ШСН и ЭЦН для технологических условий, представленных в табл. 2.1. Дебиты скважины в поверхностных условиях $Q_{жд}$ принять равными 10, 50, 100, 150 и 200 м³/сут. Скважина вертикальная.

D_T – внутренний диаметр скважины, м.

$d_{ф}$ – диаметр фонтанного лифта, м.

$d_{ш}$ – условный диаметр НКТ для ШСН, м.

$d_{ц}$ – условный диаметр НКТ для ЦЭН, м.

b_n – объемный коэффициент нефти в условиях приема.

b_v – объемный коэффициент воды в условиях приема.

ρ_n – плотность нефти в условиях приема, кг/м³.

ρ_r – плотность газа в условиях приема, кг/м³.

μ_n – динамическая вязкость нефти на приеме насоса, мПа·с.

$\sigma_{нг}$ – коэффициент поверхностного натяжения нефти на границе с газом, Н/м.

$d_{нн}$ – наружный диаметр насоса ЭЦН, м.

Γ_0 – газовый фактор в условиях приема, привед. к станд. условиям, м³/м³.

$P_{пр}$ – давление у приема скважинного оборудования, МПа.

$T_{пр}$ – температура потока у приема скважинного оборудования, К.

Z – коэффициент сжимаемости газа в условиях приема.

Для всех вариантов:

$d_{ш} = 0,48$ м;

$b_n = 1,0$;

$b_v = 1,1$.

№	$D_{\text{эк}}$	$d_{\text{ф}}$	$d_{\text{ц}}$	$\rho_{\text{н}}$	$\rho_{\text{г}}$	$\mu_{\text{н}}$	$\sigma_{\text{нг}}$	$d_{\text{нн}}$	Γ_0	$P_{\text{пр}}$	$T_{\text{пр}}$	Z
1	0,130	0,073	0,06	800	1,2	2,0	0,02	0,092	35	5	295	0,91
2	0,130	0,060	0,05	750	5,4	1,0	0,02	0,103	35	5	335	0,85
3	0,130	0,073	0,06	790	4,8	1,5	0,02	0,114	35	5	305	0,82
4	0,130	0,060	0,05	760	8,8	1,0	0,02	0,092	35	5	343	0,90
5	0,130	0,073	0,06	780	10,2	2,0	0,02	0,092	35	5	300	0,84
6	0,130	0,060	0,05	770	20,8	1,0	0,02	0,114	35	5	325	0,86
7	0,130	0,073	0,06	800	12,4	1,5	0,02	0,103	35	5	315	0,88
8	0,130	0,060	0,05	760	2,6	2,0	0,02	0,092	35	5	320	0,80
9	0,130	0,073	0,06	780	4,8	1,5	0,02	0,092	35	5	300	0,84
10	0,130	0,060	0,05	770	30,0	1,0	0,02	0,114	35	5	330	0,86
11	0,130	0,073	0,06	750	28,8	2,0	0,02	0,103	35	5	325	0,83
12	0,130	0,060	0,05	790	18,2	1,0	0,02	0,114	35	5	335	0,82
13	0,130	0,073	0,06	800	8,4	1,5	0,02	0,092	35	5	310	0,84
14	0,130	0,060	0,05	760	6,8	2,0	0,02	0,103	35	5	305	0,89
15	0,130	0,073	0,06	750	8,6	1,0	0,02	0,114	35	5	318	0,88

Расчеты провести для безводной продукции, а также обводненной на 0,2 и 0,65 (обводненность объемная).

Задача 3

Определение диаметра подъемных труб.

1. Рассчитать диаметр подъемника, если в продукции скважины имеются твердые частицы.
2. Рассчитать оптимальный диаметр подъемника, если в продукции скважины содержится также жидкая фаза.
3. Рассчитать внутренний диаметр подъемника газовой скважины, исходя из заданных потерь давления в подъемнике.

L_c – глубина скважины, м.

ρ_r – плотность газа, кг/м³.

$P_{\text{заб}}$ – забойное давление, МПа.

P_y – давление на устье, МПа.

$T_{\text{заб}}$ – температура на забое, К.

T_y – температура на устье, К.

$T_{\text{ст}}$ – температура стандартная, К.

V_r – дебит газа, тыс. м³/сут.

μ_r – динамическая вязкость газа, Па · с.

$Z_{\text{заб}}$ – коэффициент сжимаемости газа на забое.

$Z_{\text{ср}}$ – коэффициент сжимаемости газа средний 0,811.

d_t – твердые частицы диаметром, м.

№	L_c	ρ_r	$P_{заб}$	P_y	$T_{заб}$	T_y	V_r	μ_r	$Z_{заб}$	d_r
1	2500	1,06	39,03	31,13	337	304,13	$1,15 \cdot 10^3$	$1,4 \cdot 10^{-5}$	0,811	0,002
2	2100	1,20	40,00	31,74	330	306,20	$1,24 \cdot 10^3$	$1,0 \cdot 10^{-5}$	0,852	0,002
3	2300	1,50	35,50	28,20	320	302,15	$1,05 \cdot 10^3$	$1,5 \cdot 10^{-5}$	0,824	0,002
4	2200	1,02	32,80	25,82	326	306,51	$1,36 \cdot 10^3$	$1,6 \cdot 10^{-5}$	0,808	0,002
5	2400	2,20	34,60	27,64	318	308,35	$1,46 \cdot 10^3$	$1,2 \cdot 10^{-5}$	0,880	0,002
6	2500	2,04	38,80	30,82	306	298,42	$1,52 \cdot 10^3$	$2,0 \cdot 10^{-5}$	0,842	0,002
7	2300	1,80	36,60	27,64	332	302,15	$1,81 \cdot 10^3$	$1,8 \cdot 10^{-5}$	0,864	0,002
8	2000	1,08	37,40	29,88	348	308,32	$1,93 \cdot 10^3$	$1,7 \cdot 10^{-5}$	0,848	0,002
9	2200	2,08	35,08	28,84	336	302,24	$2,00 \cdot 10^3$	$1,4 \cdot 10^{-5}$	0,836	0,002
10	2400	2,40	33,06	24,45	352	312,84	$1,68 \cdot 10^3$	$1,3 \cdot 10^{-5}$	0,828	0,002
11	2300	2,00	33,80	23,82	355	315,02	$1,45 \cdot 10^3$	$1,9 \cdot 10^{-5}$	0,856	0,002
12	2100	1,90	32,84	22,68	342	302,52	$1,54 \cdot 10^3$	$2,0 \cdot 10^{-5}$	0,826	0,002
13	2000	1,04	31,09	21,86	348	304,12	$1,34 \cdot 10^3$	$1,1 \cdot 10^{-5}$	0,839	0,002
14	2500	1,60	34,08	26,54	336	304,28	$1,88 \cdot 10^3$	$1,4 \cdot 10^{-5}$	0,848	0,002
15	2400	1,04	35,80	27,46	323	302,15	$1,72 \cdot 10^3$	$1,8 \cdot 10^{-5}$	0,858	0,002

Задача 4

Рассчитать минимальный дебит обводненной газовой скважины.

1. Рассчитать минимальный дебит обводненной газовой скважины без образования на забое водяной пробки.
2. При каком минимальном дебите газовой скважины не будет происходить осаждения конденсата на забое скважины?

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр скважины, м.
 $P_{\text{заб}}$ – забойное давление, МПа.
 $T_{\text{заб}}$ – температура на забое, К.
 $Z_{\text{заб}}$ – коэффициент сжимаемости газа на забое.

Таблица 4.1

№	$d_{\text{вн}}$	$P_{\text{заб}}$	$T_{\text{заб}}$	Z
1	0,0620	16,0	330	0,83
2	0,0503	15,4	293	0,81
3	0,0300	14,5	306	0,88
4	0,0620	15,2	315	0,80
5	0,0503	13,4	323	0,84
6	0,0300	14,3	288	0,83
7	0,0503	12,5	312	0,85
8	0,0620	13,8	326	0,82
9	0,0300	14,5	302	0,84
10	0,0503	15,4	320	0,81
11	0,0620	12,8	280	0,88
12	0,0300	15,8	302	0,80
13	0,0620	14,6	295	0,84
14	0,0503	14,3	335	0,85
15	0,0300	16,0	282	0,81

Задача 5

Определить минимально допустимые давления на приеме установки винтового насоса.

Определить минимально допустимые давления на приеме установки винтового насоса в зависимости от обводненности продукции залежи Усинского месторождения.

Q_0 – газовый фактор, м³/м³.

$P_{\text{нас}}$ – забойное давление, МПа.

Y_a – содержание азота в нефтяном газе, %.

Таблица 5.4

№	G_0	$P_{\text{нас}}$	Y_a
1	22	7,0	3,0
2	20	7,5	3,5
3	24	8,0	4,2
4	26	8,5	3,8
5	28	9,0	4,0
6	30	9,5	3,6
7	20	6,0	4,2
8	26	6,5	3,4
9	22	7,0	3,8
10	28	7,5	4,4
11	30	8,0	4,0
12	24	8,5	3,2
13	20	9,0	3,5
14	26	9,5	3,6
15	22	6,5	4,2

Перечень вопросов для оценки уровня сформированности компетенции ПК-4 по индикатору 4.2:

Задача 6

Расчет гидроструйной насосной установки для эксплуатации скважины.

1. На основе расчета режимных параметров струйного насоса определить необходимое давление нагнетания рабочей жидкости (воды) на устье P_a .

2. По формуле (6.12) рассчитать зависимость давления нагнетания насосного оборудования на устье P_a , МПа от величины коэффициента эжекции U путем варьирования расхода рабочей жидкости от 28 до 280 м³/сут с шагом 28 м³/сут и построить график.

3. С учетом угла наклона ствола скважины к вертикали по формуле (6.11) рассчитать зависимость давления нагнетания рабочей жидкости насосом на устье P_a , МПа от величины расстояния между струйным насосом и забоем скважины (50, 100, 200, 300, 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1100, 1200, 1300 м). В расчетах принять глубину спуска СН от устья постоянной и равной 2559 м. По полученным данным построить график.

$D_{\text{ЭК}}$ – диаметр внутренний, м.
 $d_{\text{ВН}}$ – диаметр НКТ внутренний, м.
 $d_{\text{Н}}$ – диаметр НКТ наружный, м.
 H – глубина спуска СН, м.
 $\rho_{\text{В}}$ – плотность воды, кг/м³.
 β – угол наклона ствола скважины, град.
 U – коэффициент эжекции.
 $Q_{\text{Р}}$ – расход рабочей жидкости, м³/сут.
 $d_{\text{КС}}$ – диаметр камеры смешения, м.
 $d_{\text{С}}$ – диаметр сопла, м.
 $\mu_{\text{В}}$ – вязкость воды, Па · с.
 P – затрубное давление, МПа.
 $h_{\text{С}}$ – расстояние до забоя, м.
 $\rho_{\text{Н}}$ – плотность нефти, кг/м³.
 n_0 – обводненность, доли.
 $Q_{\text{СКВ}}$ – дебит скважины, м³/сут.
 $P_{\text{ПЛ}}$ – пластовое давление, МПа.
 $\mu_{\text{Н}}$ – вязкость нефти, Па · с.
 ΔP – депрессия, МПа.

Таблица 6.2

№	P	$h_{\text{С}}$	$\rho_{\text{Н}}$	n_0	$Q_{\text{СКВ}}$	$P_{\text{ПЛ}}$	$\mu_{\text{Н}}$	ΔP
1	0,80	200	820	0,58	30	22	0,0006	8,2
2	1,15	250	837	0,26	28	24	0,0007	8,8
3	1,25	235	845	0,35	55	26	0,0003	10,8
4	1,50	460	828	0,52	37	23	0,0005	11,5
5	0,90	350	852	0,60	26	25	0,0004	9,5
6	1,40	380	846	0,44	40	22	0,0006	12,6
7	1,30	580	860	0,20	60	26	0,0007	12,8
8	1,10	420	835	0,55	58	24	0,0005	14,6
9	0,85	340	842	0,45	52	23	0,0004	15,0
10	1,20	660	826	0,54	35	22	0,0007	11,8
11	1,46	780	838	0,37	44	25	0,0003	12,4
12	1,35	800	844	0,30	48	26	0,0005	13,8
13	1,20	560	858	0,48	29	23	0,0006	14,2
14	0,85	640	836	0,50	38	22	0,0007	9,8
15	1,45	480	840	0,48	42	24	0,0004	10,5

Задача 7

Рассчитать давление закачки пены в скважине.

L_c – глубина скважины, м.

$D_{вн}$ – обсадная колонна с внутренним диаметром, м.

$d_{нар}$ – диаметр НКТ наружный, м.

$d_{вн}$ – диаметр НКТ внутренний, м.

H – глубина спуска НКТ до забоя, м.

ρ_v – плотность технической воды, кг/м³.

α – степень аэрации пены.

$\rho_{г ст}$ – плотность двухфазной пены, кг/м³.

p – максимальное давление сжатия газа, МПа (УКП-80).

t – средняя температура в скважине, °С.

z – коэффициент сверхсжимаемости газа.

Q_v – расход воды, м³/с (4АН-700).

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений при движении пены.

Пенообразователь – водный раствор сульфанола 0,1 % концентрации (1кг сульфанола + 100 кг воды).

Таблица 7.1

№	L_c	$D_{вн}$	ρ_v	α	H	$d_{нар}$	$d_{вн}$	$\rho_{г ст}$	p	t°	z	Q_v	λ
1	1700	0,1503	1000	50	1700	0,073	0,062	1,205	8	35	1	0,012	0,03
2	1900	0,1503	1000	50	1900	0,089	0,076	1,205	8	40	1	0,018	0,03
3	1850	0,1503	1000	50	1850	0,060	0,050	1,205	8	32	1	0,020	0,03
4	2000	0,1503	1000	50	2000	0,073	0,062	1,205	8	38	1	0,016	0,03
5	2350	0,1503	1000	50	2350	0,089	0,076	1,205	8	42	1	0,010	0,03
6	2250	0,1503	1000	50	2250	0,060	0,050	1,205	8	34	1	0,014	0,03
7	1750	0,1503	1000	50	1750	0,073	0,062	1,205	8	39	1	0,012	0,03
8	2050	0,1503	1000	50	2050	0,089	0,076	1,205	8	30	1	0,018	0,03
9	1950	0,1503	1000	50	1950	0,060	0,050	1,205	8	44	1	0,020	0,03
10	2500	0,1503	1000	50	2500	0,073	0,062	1,205	8	36	1	0,016	0,03
11	1800	0,1503	1000	50	1800	0,089	0,076	1,205	8	40	1	0,010	0,03
12	2400	0,1503	1000	50	2400	0,060	0,050	1,205	8	32	1	0,014	0,03
13	2200	0,1503	1000	50	2200	0,073	0,062	1,205	8	38	1	0,012	0,03
14	2150	0,1503	1000	50	2150	0,089	0,076	1,205	8	42	1	0,018	0,03
15	2450	0,1503	1000	50	2450	0,060	0,050	1,205	8	35	1	0,015	0,03

Задача 8

Рассчитать процесс гидropескоструйной обработки.

H – глубина проведения процесса гидropескоструйной обработки, м.

$D_{вн}$ – обсадная колонна с внутренним диаметром, м.

d – условный диаметр НКТ, мм.

$K_{тс}$ – коэффициент технического состояния агрегата.

P_p – рабочее давление агрегата, МПа.

Q – темп закачки, м³/с.

Q_p – подача агрегата при данном P_p , м³/с.

№	H	$D_{\text{вн}}$	d	$K_{\text{тс}}$	$P_{\text{р}}$	$d_{\text{нар}}$	Q	$Q_{\text{р}}$
1	1300	0,1505	60,3	0,5	29	0,073	0,010	0,0146
2	1380	0,1300	89,0	0,6	29	0,089	0,010	0,0146
3	1350	0,1505	60,3	0,7	29	0,060	0,010	0,0146
4	1320	0,1300	89,0	0,8	29	0,073	0,010	0,0146
5	1360	0,1505	60,3	0,5	29	0,089	0,010	0,0146
6	1310	0,1300	89,0	0,6	29	0,060	0,010	0,0146
7	1370	0,1505	60,3	0,7	29	0,073	0,010	0,0146
8	1330	0,1300	89,0	0,8	29	0,089	0,010	0,0146
9	1390	0,1505	60,3	0,5	29	0,060	0,010	0,0146
10	1400	0,1300	89,0	0,6	29	0,073	0,010	0,0146
11	1320	0,1505	60,3	0,7	29	0,089	0,010	0,0146
12	1340	0,1300	89,0	0,8	29	0,060	0,010	0,0146
13	1380	0,1505	60,3	0,5	29	0,073	0,010	0,0146
14	1360	0,1300	89,0	0,6	29	0,089	0,010	0,0146
15	1330	0,1505	60,3	0,8	29	0,060	0,010	0,0146

Задача 9

Рассчитать и сопоставить пусковые давления для однорядного подъемника при кольцевой и центральной системах.

$D_{\text{вн}}$ – диаметр эксплуатационной колонны, м.

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр подъемника, м.

$d_{\text{нар}}$ – наружный диаметр подъемника, м.

$K_{\text{п}}$ – коэффициент учитывающий поглощение пластом: 0; 0,3; 0,7; 1.

h – погружение под статический уровень жидкости, м.

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м³.

Задание

1. Рассчитать и сопоставить пусковые давления для однорядного подъемника при кольцевой и центральной системах.

2. Рассчитать пусковые давления, если подъемник двухрядный, а диаметры воздушной колонны $d_{\text{вн}} = 0,0759$ м и $d_{\text{нар}} = 0,0889$ м.

3. Проанализировать пусковые давления для однорядного и двухрядного подъемников.

Таблица 9.1

№	$D_{\text{вн}}$	$d_{\text{вн}}$	$d_{\text{нар}}$	h	$\rho_{\text{ж}}$
1	0,1321	0,0403	0,0483	460	854
2	0,1300	0,0620	0,0730	430	832

№	$D_{вн}$	$d_{вн}$	$d_{нар}$	h	$\rho_{ж}$
3	0,1321	0,0403	0,0483	470	805
4	0,1300	0,0620	0,0730	440	820
5	0,1321	0,0403	0,0483	480	814
6	0,1321	0,0403	0,0483	420	909
7	0,1300	0,0620	0,0730	450	904
8	0,1321	0,0403	0,0483	500	859
9	0,1300	0,0620	0,0730	410	825
10	0,1321	0,0403	0,0483	350	878
11	0,1300	0,0620	0,0730	490	884
12	0,1321	0,0403	0,0483	320	862
13	0,1300	0,0620	0,0730	380	869
14	0,1321	0,0403	0,0483	330	844
15	0,1300	0,0620	0,0730	300	838

Задача 10

Построить индикаторную линию скважины, эксплуатируемой установкой ЭЦН5-130-600 при заданных условиях.

L_c – глубина скважины, м.

$p_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

$D_{эк}$ – диаметр эксплуатационной колонны, м.

H_n – глубина спуска установки, м.

$\rho_{нп}$ – плотность пластовой нефти, кг/м³.

ρ_v – плотность воды, кг/м³.

b_n – объемный коэффициент нефти ($b_n = 1,1$).

ν_n – вязкость нефти, м³/с.

B – обводненность продукции ($B = 0,5$).

Q – дебит, м³/сут.

$H_0 = 800$ м – напор насоса на режиме нулевой подачи.

Результаты исследования скважины на трех режимах представлены ниже.

Таблица 10.2

Режим	1	2	3
Q , м ³ /сут	134	75	36
$p'_{вн}$, МПа	10,53	12,73	13,88
p'_y , МПа	1,53	3,05	3,96

Построить индикаторную линию скважины, эксплуатируемой установкой ЭЦН5-130-600.

Таблица 10.3

№	L_c	$P_{пл}$	H_n	$\rho_{пл}$	ρ_v	B
1	1400	10,7	1250	840	1020	0,5
2	1500	12,4	1350	856	1050	0,3
3	1700	15,8	1550	898	1030	0,4
4	1800	16,4	1650	848	1100	0,6
5	1300	9,9	1160	846	1080	0,9
6	1900	18,5	1750	864	1060	0,8
7	2000	20,0	1850	842	1010	0,7
8	1400	11,2	1270	896	1040	0,5
9	1500	14,1	1380	886	1070	0,4
10	1600	13,6	1450	875	1090	0,3
11	1800	17,2	1620	888	1020	0,8
12	1700	16,2	1570	866	1040	0,9
13	2000	19,8	1830	858	1050	0,7
14	1900	17,8	1710	877	1030	0,6
15	1600	14,5	1420	865	1100	0,5

Контрольная работа

Перечень вопросов для оценки уровня сформированности компетенции ОПК-9 по индикатору 9.3:

Контрольная работа №1

Задача 1.

Кровля нефтяного пласта находится на глубине 1000 м, водонефтяной контакт – на глубине 2500 м, нижняя граница водной области - на глубине 3000 м, удельный вес нефти 850 кг/м³. Определить коэффициент аномальности.

Задача 2

Сравнить истинный и расчетный дебиты, если при прочих равных условиях истинное значение $R_k = 1000$ м, а расчетное $R_k = 500$ м.

Задача 3

Определить количество воздуха, необходимое для обеспечения процесса горения на 1 м³ породы, содержащей 30 кг кокса. Коэффициент использования 90 %.

Перечень вопросов для оценки уровня сформированности компетенции ПК-4 по индикатору 4.3:

Контрольная работа №2

Задача 1.1. Пересчитать объемный состав нефтяного газа, выделенного при однократном разгазировании в условиях $t = 20$ °С и $p_0 = 0,1013$ МПа, в массовый и определить его характеристики.

Задача 1.2. Рассчитать коэффициент сжимаемости, плотность и объем нефтяного газа при абсолютном давлении $p = 3$ МПа и температуре $T = 308$ К. Объем газа, добываемого с каждым кубическим метром нефти при нормальных условиях составляет $V_0 = 60$ м³/м³. Компонентный молярный состав газа приведен в табл. 1.2. Относительная плотность газа $\bar{\rho}_g = 1,119$.

Задача 1.3. Определить основные физические свойства нефти в процессе ее однократного разгазирования при давлении $p = 5,5$ МПа и температуре $T = 300,5$ К. Исходные данные: $p_{пл} = 17,5$ МПа, $T_{пл} = 313$ К, $\rho_{нд} = 868$ кг/м³, $\Gamma = 55,6$ м³/т, $p_{нас} = 9,2$ МПа, $\bar{\rho}_{г0} = 1,119$, $y_a = 0,069$, $y_{c1} = 0,355$.

Перечень вопросов к зачету

1. Введение.
2. Источники пластовой энергии и ее использование при добыче нефти.
3. Технология и техника методов воздействия на залежь;
4. Подготовка скважин к эксплуатации.
5. Методы воздействия на призабойную зону скважин,
6. Исследование скважин.
7. Основы теории подъема жидкости в скважинах;
8. Эксплуатация фонтанных скважин.
9. Эксплуатация газлифтных скважин.
10. Эксплуатация скважин штанговыми глубинными насосами (ШГН).
11. Эксплуатация скважин погружными электроцентробежными насосами (ПЭЦН).
12. Эксплуатация скважин гидропоршневыми насосами (ГПН).
13. Одновременно-раздельная эксплуатация нефтяных и нагнетательных скважин.
14. Работы по подземному ремонту скважин.
15. Капитальный ремонт скважин,
16. Особенности эксплуатации скважин на морских промыслах и заболоченных территориях.

3. Методические материалы, определяющие процедуры оценивания результатов обучения по дисциплине (модулю), описание шкал оценивания

Виды учебной деятельности студентов	Балл за конкретное задание	Число заданий за семестр	Баллы	
			Минимальный	Максимальный
Модуль 1				
Текущий контроль				
1. Решение задач	5	3	0	15
2. Тестирование	10	1	0	10
Рубежный контроль				
3. Контрольная работа	25	1	0	25
Модуль 2				

Текущий контроль				
1. Решение задач	5	3	0	15
2. Тестирование	10	1	0	10
Рубежный контроль				
3. Контрольная работа	25	1	0	25
Поощрительные баллы			0	10
Итого			0	110
Итоговый контроль зачет с оценкой			0	0
ВСЕГО ЗА СЕМЕСТР			0	110
Посещаемость (баллы вычитаются из общей суммы набранных баллов)				
Посещение лекционных занятий			0	-6
Посещение практических (семинарских) занятий			0	-10

Результаты обучения по дисциплине (модулю) у обучающихся оцениваются по итогам текущего контроля количественной оценкой, выраженной в рейтинговых баллах. Оценке подлежит каждое контрольное мероприятие.

При оценивании сформированности компетенций применяется четырехуровневая шкала «неудовлетворительно», «удовлетворительно», «хорошо», «отлично».

Максимальный балл по каждому виду оценочного средства определяется в рейтинг-плане и выражает полное (100%) освоение компетенции.

Уровень сформированности компетенции «хорошо» устанавливается в случае, когда объем выполненных заданий соответствующего оценочного средства составляет 80-100%; «удовлетворительно» – выполнено 40-80%; «неудовлетворительно» – выполнено 0-40%

Рейтинговый балл за выполнение части или полного объема заданий соответствующего оценочного средства выставляется по формуле:

Рейтинговый балл = $k \times$ Максимальный балл,

где $k = 0,2$ при уровне освоения «неудовлетворительно», $k = 0,4$ при уровне освоения «удовлетворительно», $k = 0,8$ при уровне освоения «хорошо» и $k = 1$ при уровне освоения «отлично».

Оценка на этапе промежуточной аттестации выставляется согласно Положению о модульно-рейтинговой системе обучения и оценки успеваемости студентов УУНиТ:

На зачете выставляется оценка:

- зачтено - при накоплении от 60 до 110 рейтинговых баллов (включая 10 поощрительных баллов),
- не зачтено - при накоплении от 0 до 59 рейтинговых баллов.

При получении на экзамене оценок «отлично», «хорошо», «удовлетворительно», на зачёте оценки «зачтено» считается, что результаты обучения по дисциплине (модулю) достигнуты и компетенции на этапе изучения дисциплины (модуля) сформированы.