

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
НОЯБРЬСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Филиал ТИУ в г. Ноябрьске)**

ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ

дисциплины:

направление подготовки:

направленность:

форма обучения:

Разработка нефтяных месторождений

21.03.01 Нефтегазовое дело

**Эксплуатация и обслуживание объектов
добычи нефти**

очно-заочная

Фонд оценочных средств разработан в соответствии с утвержденным учебным планом от 09.02.2018 г. и требованиями ОПОП ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти к результатам освоения дисциплины «Разработка нефтяных месторождений».

Фонд оценочных средств рассмотрен на заседании кафедры Транспорта и технологий нефтегазового комплекса

Протокол № 9 от «15» мая 2019 г.

Заведующий кафедрой



А.В. Козлов

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий выпускающей кафедрой



А.В. Козлов

«15» мая 2019 г.

Фонд оценочных средств разработал:

Е.С. Торопов, доцент кафедры ТТНК



1. Результаты обучения по дисциплине

Таблица 1.1

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)
<p>ПКС-6 Способность применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПКС-6.1 Анализирует и классифицирует основные производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий и функций производственных подразделений</p>	<p>Знать (З1): производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий и функций производственных подразделений</p>
		<p>Уметь (У1): классифицировать и анализировать основные производственные процессы</p>
		<p>Владеть (В1): навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов</p>
	<p>ПКС-6.2 Анализирует правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы</p>	<p>Знать (З2): правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы</p>
		<p>Уметь (У2): верно выбирать режимы технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса</p>
<p>ПКС-9 Способность осуществлять организацию работ по оперативному сопровождению технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПКС-9.1 Определяет методы организации работ по оперативному сопровождению технологических процессов нефтегазового комплекса</p>	<p>Знать (З3): методики организации работ технологических процессов нефтегазового комплекса</p>
		<p>Уметь (У3): верно выбирать технологические процессы в области разработки нефтяных месторождений исходя из конкретных геологических условий</p>
		<p>Владеть (В3): методами организации работ по оперативному сопровождению технологических процессов нефтегазового комплекса</p>

	ПКС-9.3 Осуществляет мониторинг работ на нефтегазовых объектах и координирует работу по сбору промысловых данных	Знать (З4): основные технологические процессы нефтегазовых промыслов Уметь (У4): осуществляет мониторинг основных технологических параметров работы нефтегазовых объектов Владеть (В4): навыками координации работ по сбору промысловых данных
ПКС-13 Способность выполнять работы по составлению проектной, служебной документации в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-13.2 Разрабатывает типовые проектные документы с использованием специализированного программного обеспечения	Знать (З5): структуру и содержание проектных документов на разработку нефтяного месторождения Уметь (У5): верно интерпретировать результаты промышленных испытаний различных геолого-технических мероприятий Владеть (В5): навыками разработки типовых проектных документов по разработке нефтяных месторождений
	ПКС-13.3 Представляет и защищает результаты работ по элементам проекта	Знать (З6): методики проведения основных видов работ по элементам проекта на разработку нефтяного месторождения Уметь (У6): планировать геолого-технические мероприятия с целью увеличения коэффициента извлечения нефти Владеть (В6): навыками проектной деятельности

2. Формы аттестации по дисциплине

2.1. Форма промежуточной аттестации: **экзамен.**

Способ проведения промежуточной аттестации: **тестирование, решение задач**

2.2. Формы текущей аттестации:

Таблица 2.1

№ п/п	Форма обучения
	ОФО, ОЗФО, ЗФО
1	Тестирование
2	Задачи
3	Вопросы для промежуточной аттестации (зачет, экзамен) по дисциплине

3. Результаты обучения по дисциплине, подлежащие проверке при проведении текущей и промежуточной аттестации

Таблица 3.1

№ п/п	Структурные элементы дисциплины/модуля		Код результата обучения по дисциплине/модулю	Оценочные средства	
	Номер раздела	Дидактические единицы (предметные темы)		Текущая аттестация	Промежуточная аттестация
1	1	Основные понятия и определения разработки нефтяных залежей	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Задачи, тестирование	Задачи, тестирование
2	2	Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Задачи, тестирование	Задачи, тестирование
3	3	Уравнения разработки залежи	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Задачи, тестирование	Задачи, тестирование
4	4	Вопросы теории разработки залежи при упругом и упруговодонапорном режимах	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Задачи, тестирование	Задачи, тестирование
5	5	Вопросы теории вытеснения нефти из пласта оторочкой двуокиси углерода	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Задачи, тестирование	Задачи, тестирование
6	6	Вопросы теории вытеснения нефти из пласта водными растворами поверхностно-активных веществ	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Задачи, тестирование	Задачи, тестирование
7	7	Полимерное и мицеллярно-полимерное заводнение неоптяных пластов	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Задачи, тестирование	Задачи, тестирование
8	8	Вопросы теории движения в пласте температурного	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1	Задачи, тестирование	Задачи, тестирование

		фронта при вытеснения нефти горячей водой, паром	ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3		
9	9	Вопросы теории вытеснения нефти из пласта при пластовом горении	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Задачи, тестирование	Задачи, тестирование

4. Фонд оценочных средств

4.1. Фонд оценочных средств, позволяющие оценить результаты обучения по дисциплине, включает в себя оценочные средства для текущей аттестации и промежуточной аттестации.

4.2. Фонд оценочных средств для текущей аттестации включает:

- перечень тестовых вопросов к первой текущей аттестации – 10 шт. (Приложение 1);
- перечень тестовых вопросов ко второй текущей аттестации – 20 шт.. (Приложение 2);
- перечень тестовых вопросов к третьей текущей аттестации– 10 шт (Приложение 3);
- комплект типовых задач для третьей текущей аттестации (Приложение 4);

4.3. Фонд оценочных средств для итоговой аттестации включает:

Вопросы для промежуточной аттестации (зачет, экзамен) по дисциплине – 15 и 37 шт. соответственно, размещены в Приложении 5.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

СУРГУТСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Филиал ТИУ в г. Сургуте)

Кафедра нефтегазовое дело

Перечень тестовых вопросов к первой текущей аттестации

5/6/5 семестры

Тест №1 по темам: «Основные понятия и определения разработки нефтяных залежей»; «Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения».

1. Как отличаются плотности нефти в пластовых условиях (рпл.) и дегазированной в поверхностных условиях (рпов.)?
 - 1.1. рпл. = рпов.
 - 1.2. рпл. < рпов
 - 1.3. рпл. > рпов
2. Какой режим разработки пласта обеспечивает конечный коэффициент нефтеотдачи до 0,3?
 - 2.1. Газонапорный.
 - 2.2. Водонапорный.
 - 2.3. Растворенного газа.
3. Как изменяется вязкость нефти со снижением температуры?
 - 3.1. Повышается.
 - 3.2. Снижается.
 - 3.3. Не изменяется.
4. Как изменится дебит скважины со снижением депрессии на пласт?
 - 4.1. Снижается.
 - 4.2. Растет.
 - 4.3. Не изменяется.
5. Как изменяется величина забойного давления с повышением плотности жидкости, заполняющей скважину?
 - 5.1. Увеличивается.
 - 5.2. Уменьшается.
 - 5.3. Не изменяется.
6. Какие параметры пласта определяют исследованием методом неустановившихся отборов из скважины?
 - 6.1. Коэффициент продуктивности, пластовое давление.
 - 6.2. Коэффициент гидропроводности, пьезопроводность.
 - 6.3. Коэффициент продуктивности, коэффициент гидропроводности, пластовое давление, пьезопроводность.
7. Какой уровень в скважине отбивается в работающей скважине?
 - 7.1. Статический и динамический.
 - 7.2. Статический.
 - 7.3. Динамический.

8. Какими составляющими определяется величина забойного давления в скважине, эксплуатирующейся штанговым глубинным насосом?

8.1. Давление, создаваемое столбом газожидкостной смеси от насоса до забоя, + давление, создаваемое столбом жидкости от динамического уровня до насоса + давление столба газа от устья до динамического уровня + давление на выкиде скважины.

8.2. Давление, создаваемое столбом газожидкостной смеси от насоса до забоя, + давление, создаваемое столбом газожидкостной смеси в НКТ от насоса до устья + давление на выкиде скважины.

8.3. Давление, создаваемое столбом газожидкостной смеси от насоса до забоя + давление, создаваемое столбом жидкости от динамического уровня до насоса + давление столба газа от устья до динамического уровня + давление на устье в затрубном пространстве.

9. Какой из указанных параметров влияет на коэффициент подачи установки ШГН:

9.1. Длина хода полированного штока.

9.2. Глубина спуска насоса.

9.3. Диаметр насоса.

10. Каково минимальное допустимое расстояние между траверсой подвески полированного штока и устьевым сальником при нахождении головки станка-качалки в крайнем нижнем положении?

10.1. 20 см.

10.2. 30 см.

10.3. 40 см.

Критерии оценки:

за каждый правильный ответ – 1 балл;

за неправильный ответ – 0 баллов.

6/7/6 семестры

Тест №4 по темам: «Вопросы теории вытеснения нефти из пласта оторочкой двуокиси углерода»

1. Ширина пласта $b=400$ м, мощность $h=15$ м, скорость закачки полимерного раствора $q = 800$ м³/сут, определите линейную скорость фильтрации

a) 0,233 м/сут.

b) 0,133 м/сут.

c) 0,33 м/сут.

d) 0,40 м/сут.

2. Ширина пласта $b=400$ м, мощность $h=15$ м, скорость закачки полимерного раствор $q = 800$ м³/сут, пористость пласта $m=0,16$; ПАА сорбируется скелетом породы по закону Генри, формула которого имеет вид $a(c) = \alpha$, где α - коэффициент сорбции; $\alpha=1,2$ определите скорость продвижения фронта сорбции полимерного раствора:

a) 0,693 м/сут.

b) 1,693 м/сут.

c) 2,233 м/сут.

d) 0,069 м/сут.

3. Ширина пласта $b=200\text{м}$, мощность $h=12\text{м}$, скорость закачки полимерного раствора $q = 500 \text{ м}^3/\text{сут}$, пористость пласта $m=0,23$; концентрация полимера в водном растворе $c=0,05$, ПАА сорбируется скелетом породы по закону Генри, формула которого имеет вид $a(c) = \alpha c$, где α - коэффициент сорбции; $\alpha=1,2$ определите скорость

продвижения полимерной оторочки

- a) 1,11 м/сут.
- b) 4,11 м/сут.
- c) 2,31 м/сут.
- d) нет правильного ответа

4. Для ГРП выбирают скважины:

- a) с низкой продуктивностью, обусловленной естественной малой проницаемостью пород, или скважины, фильтрационная способность ПЗП которых ухудшилась в процессе эксплуатации или при вскрытии пласта
- b) скважины которые находятся в эксплуатации более одного года
- c) любые скважины дренирующие терригенный коллектор
- d) скважины с низким дебитом

5. Полимерные растворы закачиваемые в нефтяной пласт служат для:

- a) предотвращения фонтанирования скважин
- b) сокращения различий в вязкости нефти и вытесняющего агента (полимерного раствора)
- c) борьбы с гидратообразованием
- d) нет правильного ответа

6. режим работы месторождения при котором вытеснение пластовых флюидов происходит за счет выделения из нефти содержащегося в ней газа

- a) режим газовой шапки
- b) режим растворенного газа
- c) гравитационный режим
- d) упругий режим

7. При кумулятивной перфорации проделывание отверстий в обсаженном стволе осуществляется:

- a) стреляющими перфораторами имеющими пули
- b) стреляющими перфораторами имеющими снаряды
- c) за счет сфокусированного взрыва без применения пуль и снарядов
- d) нет правильного ответа

8. Общим обязательным условием для работы любой фонтанирующей скважины будет следующее основное равенство:

- a) $P_c = P_r + P_{тр} + P_y$
- b) $P_c = P_r + P_{тр} - P_y$

c) $P_c = P_\Gamma - P_{TR} - P_y$

d) $P_c = P_\Gamma - P_{TR} + P_y$

Где P_c - давление на забое скважины; P_Γ , P_{TR} , P_y - гидростатическое давление столба жидкости в скважине, рассчитанное по вертикали, потери давления на трение в НКТ и противодействие на устье

9. При сухом внутрислоевом горении скорость перемещения фронта конвекции:

- a) в 5–7 раз больше скорости движения фронта горения
- b) в 5–7 раз меньше скорости движения фронта горения
- c) равна скорости движения фронта горения
- d) периодически то опережает то отстает от фронта горения

10. Для напорных труб круглого сечения число Рейнольдса записывается в виде

a) $Re = \frac{v}{u \cdot d}$

b) $Re = \frac{v}{\nu \cdot d}$

c) $Re = \frac{v \cdot d}{\nu}$

d) $Re = \frac{v \cdot d \cdot \nu}{64}$

Критерии оценки:

за каждый правильный ответ – 1 балл;

за неправильный ответ – 0 баллов.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

СУРГУТСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Филиал ТИУ в г. Сургуте)

Кафедра нефтегазовое дело

Перечень тестовых вопросов ко второй текущей аттестации

5/6/5 семестры

Тест №2 по темам: «Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения»;
«Уравнения разработки залежи»

1. Скоростью фильтрации называют :

- a) количество воды добываемой из нефтяного пласта за единицу времени
- b) количество нефти добываемой из нефтяного пласта за единицу времени
- c) предел отношения объёма жидкости, протекающей через выделенную площадь, за единицу времени
- d) время которое потребуется для извлечения запасов нефтяной залежи

2. какое отношение иногда называют «подвижностью»

- a) проницаемости к вязкости
- b) давления к массе
- c) скорости к массе
- d) массы к расстоянию

3. чему равен 1 Дарси:

- a) $1D = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$
- b) мПа·с
- c) Н·м
- d) 10^{-6} м^2

4. Отрицательное влияние капиллярных сил на вытеснение нефти водой:

- a) уменьшается с увеличением микронеоднородности пористой среды
- b) возрастает с увеличением микронеоднородности пористой среды
- c) не зависит от микронеоднородности пористой среды
- d) не проявляется при вытеснении нефти водой

5. Породы-коллекторы терригенного типа состоят из:

- a) слагаются в основном известняками

- b) зерен минералов и обломков пород разных размеров, сцементированных цементами различного типа
- c) слагаются в основном доломитами
- d) глины

6. Вязкость нефти в разрезе одного месторождения:

- a) может существенно (в десятки раз) различаться
- b) может различаться но не существенно (в 2-3 рза)
- c) не может различаться
- d) может различаться только при больших размерах месторождения

7. Основные параметры от которых зависит капиллярное давление:

- a) межфазное натяжение на границах раздела нефти и воды, смачиваемость коллектора и размеров пор
- b) размер нефтяной залежи
- c) размеров пор
- d) глубины залегания нефти

8. В случае вытеснения нефти раствором ПАВ:

- a) разность капиллярных давлений стремится к нулю и становится меньше гидродинамического перепада давления
- b) разность капиллярных давлений возрастает
- c) увеличивается вязкость нефти
- d) увеличивается температура в залежи

9. Усредненное значение геотермического градиента:

- a) 9°C на 100м
- b) 3°C на 100м
- c) 0,3°C на 100м
- d) 0,03°C на 100м

10. Чем больше упругость и объем среды (воды, нефти, газа, породы), давление и возможное снижение давления, тем:

- a) меньше потенциальная энергия упругой деформации
- b) больше потенциальная энергия упругой деформации
- c) от указанных параметров энергия упругой деформации не зависит
- d) нет правильного ответа

11. Критическая температура газа:

- a) температура, выше которой газ не может конденсироваться, каково бы ни было давление
- b) 109°C
- c) 150°C
- d) температура, ниже которой газ конденсируется

12. Критическое давление это:

- a) давление, выше которого жидкость и газ не могут сосуществовать, какова бы ни была температура
- b) давление насыщения
- c) 10 МПа
- d) 109 МПа

13. Сухой газ это:

- a) газ в пластовых условиях объединяет газ в поверхностных условиях и конденсат, но часть конденсата (ретроградный конденсат) остается в пласте
- b) пластовый газ представляет собой комбинацию конденсата и газа в поверхностных условиях
- c) одинаковый газ при пластовых и поверхностных условиях
- d) нет правильного ответа

14. Объемный коэффициент газа

- a) отношение объема газа в пластовых условиях к объему газа в поверхностных условиях
- b) отношение массы газа в пластовых условиях к массе газа в поверхностных условиях
- c) отношение плотности газа в пластовых условиях к плотности газа в поверхностных условиях
- d) Z коэффициент сверхсжимаемости газа

15. Абсолютная проницаемость это:

- a) проницаемость породы, заполненной одним флюидом (водой или нефтью). Не зависит от насыщающего флюида.
- b) проницаемость породы для отдельно взятого флюида ($K_{ц}$, $K_{в}$), которая зависит от флюидонасыщения (степени насыщенности флюидов и их физико-химических свойств).
- c) отношение эффективной проницаемости ($K_{ц}$, $K_{в}$) к эффективной проницаемости по нефти, замеренной в породе, насыщенной только связанной водой
- d) проницаемость по закону Дарси

16. Гидростатическим давлением называют:

- a) нормальное сжимающее напряжение в неподвижной жидкости, т.е. силу, действующую на единицу площади поверхности
- b) давление которое создается силой тяжести воздуха атмосферы
- c) давление на забое работающей скважины
- d) давление на забое остановленной скважины

17. Нормальное пластовое давление равно:

- a) давлению насыщения нефти
- b) давлению столба воды высотой, равной глубине залегания данной залежи
- c) 30МПа на каждые 1000м глубины залегания залежи
- d) устьевому давлению остановленной скважины

18. Выберите верное утверждение:

- a) чем больше давление, развиваемое компрессором, тем на большей глубине может быть предусмотрено пусковое отверстие или башмак НКТ
- b) чем меньше давление, развиваемое компрессором, тем на большей глубине может быть предусмотрено пусковое отверстие или башмак НКТ
- c) чем больше давление, развиваемое компрессором, тем на меньшей глубине может быть предусмотрено пусковое отверстие или башмак НКТ
- d) глубина пускового отверстия или башмака НКТ не определяется давлением которое развивает компрессор

19. Ингибиторы это:

- a) вещества, снижающие коррозионное воздействие на оборудование
- b) вещества, предназначенные для загущения воды
- c) вещества, снижающие поверхностное натяжение воды
- d) кислоты, которые оказывают коррозионное воздействие на оборудование

20. При проведении ГРП фонтанная арматура должна быть отпрессована:

- a) на двукратное давление от ожидаемого минимального
- b) на полтора кратное давление от ожидаемого максимального
- c) на давление гидроразрыва + 30%
- d) на пятикратное давление от ожидаемого максимального

Критерии оценки:

за каждый правильный ответ – 1 балл;

за неправильный ответ – 0 баллов.

6/7/6 семестры

Тест №5 по темам: «Вопросы теории вытеснения нефти из пласта водными растворами поверхностно-активных веществ»; «Полимерное и мицеллярно-полимерное заводнение нефтяных пластов»; «Вопросы теории движения в пласте температурного фронта при вытеснении нефти паром»

1. Пористость пластов может изменяться:

- a) в вертикальном и в горизонтальном направлениях
- b) только в вертикальном направлении (по всей толщине пласта)
- c) только в горизонтальном направлении (по всей длине пласта)
- d) не может изменяться

2. Сухим газом называют:

- a) газ, содержащий тяжелые углеводороды в таких количествах, когда из него целесообразно получать сжиженные газы или газовые бензины.
- b) природный газ, который не содержит тяжелых углеводородов или содержит их в незначительных количествах
- c) газ в котором не содержится паров воды
- d) газ температура которого выше 120°C

3. За единицу динамической вязкости принимается:

- a) вязкость такой жидкости, при движении которой возникает сила внутреннего трения в 1Н (Ньютон) на площади 1 м^2 между слоями, движущимися на расстоянии 1 м с относительной скоростью 1м/сек.
- b) отношение $\text{Па}\cdot\text{с}$ к плотности
- c) вязкость покоящейся жидкости
- d) вязкость измеренная в пластовых условиях

4. Удельный извлекаемый запас нефти это:

- a) отношение извлекаемых запасов нефти к геологическим
- b) отношение извлекаемых запасов нефти по объекту к общему числу скважин
- c) отношение годовой добычи жидкости в пластовых условиях к извлекаемым запасам нефти
- d) отношение текущих значений добычи воды к нефти на данный момент разработки месторождения

5. Выражение для взаимосвязи пористости, проницаемости и радиуса порового канала:

- a) $K_{\text{пр}} = \frac{m \cdot r^2}{8}$
- b) $K_{\text{пр}} = \frac{m \cdot r}{8}$
- c) $K_{\text{пр}} = \frac{m \cdot r^2}{16}$
- d) $K_{\text{пр}} = \frac{m \cdot r^2}{4}$

6. Водонасыщенность S_B это:

- a) отношение объёма открытых пор, заполненных водой к общему объёму пор горной породы
- b) отношение массы извлекаемой нефти к массе извлекаемой воды
- c) отношение объёма извлекаемой нефти к объёму извлекаемой воды
- d) отношение плотности воды к плотности нефти в пластовых условиях

7. Текучесть нефти определяется выражением:

- a) $\varphi = 1/\rho$
- b) $\varphi = 1/\mu$
- c) $\varphi = \rho/\mu$
- d) $\varphi = \ln \frac{r_k}{r_c} / \mu$

8. Определите внутреннее фильтрационное сопротивление нагнетательного ряда (ω). Если $\mu_b = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$; $k = 0,1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; $h = 30 \text{ м}$; $n = 10$; половина расстояния между нагнетательными скважинами $\sigma = 150 \text{ м}$; приведенный радиус нагнетательной скважины $r_{\text{пр}} = 0,1 \text{ м}$.

- a) $32,7 \text{ МПа}\cdot\text{с}/\text{м}^3$
- b) $46,8 \text{ МПа}\cdot\text{с}/\text{м}^3$
- c) $97,3 \text{ МПа}\cdot\text{с}/\text{м}^3$
- d) $12,6 \text{ МПа}\cdot\text{с}/\text{м}^3$

9. Определите коэффициент пьезо проводности χ , если известно: $\mu = 10^{-3} \text{Па}\cdot\text{с}$;
 $k = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{м}^2$, $m = 20\%$, коэффициент сжимаемости жидкости $\beta_{\text{ж}} = 10 \cdot 10^{-4} \text{Мпа}^{-1}$, коэффициент сжи-
маемости пористой среды $\beta_{\text{п}} = 1 \cdot 10^{-4} \text{Мпа}^{-1}$

- a) $15 \cdot 10^{-14} \text{м}^2/\text{с}$
- b) $1 \cdot 10^{-10} \text{м}^2/\text{с}$
- c) $7 \cdot 10^{-6} \text{м}^2/\text{с}$
- d) Нет правильного ответа

10. Определите объем добытой за счет упругого расширения пласта жидкости если: длина залежи 5 км, ширина 2,5 км, $h = 10 \text{м}$, $m = 20\%$, коэффициент сжимаемости жидкости $\beta_{\text{ж}} = 10 \cdot 10^{-12} \text{па}^{-1}$, коэффициент сжимаемости пористой среды $\beta_{\text{п}} = 1 \cdot 10^{-12} \text{па}^{-1}$, $\Delta P = 5 \text{МПа}$.

- a) $187,5 \cdot 10^3 \text{м}^3$
- b) $131 \cdot 10^6 \text{м}^3$
- c) $211 \cdot 10^3 \text{м}^3$
- d) $238 \cdot 10^5 \text{м}^3$

11. Теплопроводность характеризуется:

- a) коэффициентом теплопроводности, равным количеству тепла, передаваемого через единицу площади (нормальной направлению потока тепла) в единицу времени при градиенте температуры в 1°C на 1 м.
- b) удельной теплоемкостью, равной количеству тепла, необходимого для повышения температуры единицы массы тела на 1 град
- c) определяется как отношение коэффициента теплопроводности к удельной теплоемкости и плотности
- d) нет правильного ответа

12. Интенсивность теплоинжекции для горячей воды (т. е. количество тепла, вводимого в пласт в единицу времени) определяется простым выражением:

a) $Q_{\text{ж}} = q_{\text{ж}} \cdot c_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot (T_{\text{в}} - T_0)$

b) $q = \frac{2\pi\varepsilon \cdot (P_{\text{к}} - P_{\text{с}})}{\ln(R_{\text{к}}/r_{\text{с}})}$

c) $q = 2\pi r h v = -2\pi r h \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}$

- d) Нет правильного ответа

13. Коэффициент температуропроводности определяется как:

- a) количество тепла, подводимого (или отводимого) к телу в единицу времени
- b) отношение удельной теплоемкости, равной количеству тепла, необходимого для повышения температуры единицы массы тела на 1 град к объему нефтяной залежи
- c) отношение коэффициента теплопроводности к удельной теплоемкости и плотности

т.е. $a = \lambda / c\rho$

- d) нет правильного ответа

14. Качество насыщенного пара характеризуется:

- a) температурой парообразования
- b) расходом пара при его закачивании в нефтяной пласт, кг/час
- c) КПД парогенератора
- d) степенью его сухости

15. Производя промывку скважины (прямую или обратную) водой или дегазированной нефтью, можно получить уменьшение забойного давления на величину:

- a) $\Delta P_c = L \cdot \rho_1 \cdot g \cdot \cos\beta - P_1$
- b) $P_k = P_y + L \cdot g [(\rho_{ж} - \rho_{см}) \cdot \cos\beta + (a_T \cdot \rho_{ж} + a_K \cdot \rho_{см})]$
- c) $\Delta P = (\rho_1 - \rho_2) \cdot Lg \cdot \cos\beta$
- d) Нет правильного ответа

16. Необходимое число насосных агрегатов при проведении ГРП:

- a) 12
- b) $N = \frac{P_y Q}{P_a Q_a k_{TC}}$
- c) Не регламентируется
- d) $N = \frac{P_y Q}{P_a Q_a k_{TC} + 1}$

17. Минимальный темп закачки для вертикальной трещины:

- a) $Q_{min} \geq \frac{h\omega}{5\mu}$
- b) $q = \frac{2\pi\varepsilon \cdot (P_k - P_c)}{\ln(R_k/r_c)}$
- c) $K_{np} = \frac{m \cdot r^2}{16}$
- d) $Q_{min} \leq \frac{h\omega}{5\mu}$

18. Коэффициент гидравлического сопротивления определяется:

- a) $\lambda = \frac{32}{Re}$
- b) $\lambda = \frac{16}{Re}$
- c) $\lambda = \frac{8}{Re}$
- d) $\lambda = \frac{64}{Re}$

19. величина горного давления, определяется по формуле:

- a) $P_z = H \cdot p \cdot 10(\exp - 5)$
- b) $P_y = P_z + B_p + P_{mp} - P_{nl}$

c) $P_3 = P_2 + B_p$

d) Нет правильного ответа

20. Молекулы ПАВ имеют:

a) растворимую в воде (гидрофильную) часть и растворимую в углеводородных жидкостях (гидрофобную) часть

b) только растворимую в воде (гидрофильную) часть

c) только растворимую в углеводородных жидкостях (гидрофобную) часть

d) нет правильного ответа

Критерии оценки:

за каждый правильный ответ – 1 балл;

за неправильный ответ – 0 баллов.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

СУРГУТСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Филиал ТИУ в г. Сургуте)

Кафедра нефтегазовое дело

Перечень тестовых вопросов к третьей текущей аттестации

5/6/5 семестры

Тест №3 по теме: «Вопросы теории разработки залежи при упругом и упруговодонапорном режимах»

1. К нефтяным залежам относятся месторождения с газоконденсатным фактором

- a) $G_k > 630-650 \text{ м}^3/\text{м}^3$
- b) $G_k < 630-650 \text{ м}^3/\text{м}^3$
- c) $900-1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$

2. Критическое значение числа Рейнольдса в трубе равно

- a) 100
- b) 10
- c) 1
- d) 2300
- e) 5300

3. Динамическая вязкость измеряется в

- a) проценты
- a) стоксах
- b) пуазах
- c) Па·с
- d) Дарси

4. Геотермический коэффициент - это

- a) изменение температуры на единицу изменения давления
- b) изменение температуры на единицу длины скважины
- c) изменение температуры на единицу толщины горных пород

5. Определите режим течения жидкости для следующих условий: $\rho=863 \text{ кг/м}^3$; $\nu=0,2 \text{ м/с}$; $d=0,08 \text{ м}$; $\mu=4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$

6. Определите приемистость нагнетательной скважины для следующих условий: $k=80 \text{ Мд}$; нефтенасыщенная толщина пласта 12м; радиус контура питания скважины 500м; радиус скважины 0,1 м; пластовое давление 16МПа; давление на забое 20 МПа; коэффициент гидродинамического совершенства скважины 0,85; $\mu=4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$

7. Определите скорость фронта сорбции ПАВ если: скорость закачки ПАВ ($q=500 \text{ м}^3/\text{сут}$), ширина пласта ($b=30 \text{ м}$); нефтенасыщенная толщина пласта ($h=9 \text{ м}$); пористость ($m=18\%$); коэффициент изотермы сорбции Генри $\alpha=0,4$.

8. Определите скорость движения в области смешивания нефти и CO₂ для следующих условий: скорость фильтрации в пласте $1,6 \cdot 10^{-6}$ м/с; пористость ($m=22\%$); начальная нефтенасыщенность ($S_{\text{ност}}=0,1$); насыщенность пласта связной водой ($SCB=0,05$)

9. Определите раскрытость трещины после ГРП если: длина трещины $L_{\text{тр}}=27$ м; Давление гидроразрыва 32 МПа; горизонтальная составляющая горного давления 29 МПа; коэффициент Пауссона 0,3

10. Определите коэффициент гидравлического сопротивления: если $\rho=920$ кг/м³; $\nu=0,24$ м/с; $d=0,08$ м; $\mu=3$ мПа·с

Критерии оценки:

за каждый правильный ответ –1балл;

за неправильный ответ – 0 баллов.

6/7/6 семестры

Тест №6 по теме: «Вопросы теории вытеснения нефти из пласта при пластовом горении»

1. Перечислите геологические и термо-барические условия благоприятствующие заводнению нефтяных залежей

2. Запишите формулу для определения проницаемости (с указанием размерностей всех величин)

3. Рассчитайте потери давления на трение в процессе ГРП если: коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda=0,128$; темп закачки $Q = 0,012$ м³/с; длина лифтовой колонны $L_c=1100$ м; плотность жидкости $\rho_{\text{жн}}=1900$ кг/м³; внутренний диаметр лифтовой колонны $d_{\text{лн}}=0,081$

4. За счет упругой энергии пласта можно извлечь:

- от 30 до 40% от начальных запасов месторождения
- несколько процентов от начальных запасов месторождения (не более 3 - 5%)
- более 50% от начальных запасов месторождения
- все геологические запасы месторождения

5. Существенным недостатком водонапорного режима является:

- неконтролируемое вторжение воды в нефтяную залежь
- низкие коэффициенты нефтеизвлечения
- резкое падение пластового давления

возникновение чрезмерно высокого газового фактора

6. Приведенным радиусом скважины называется:

- фактический радиус гидродинамически совершенной скважины
- фактический радиус гидродинамически несовершенной скважины
- радиус скважины с двойным гидродинамическим несовершенством
- радиус такой фиктивной совершенной скважины, дебит которой, при прочих равных условиях, равен дебиту реальной гидродинамически несовершенной скважины

7. Способы перфорации забоя скважины:

- пулевая, торпедная, кумулятивная, пескоструйная
- торпедная, кумулятивная, пескоструйная
- автоматическая, механическая, ручная
- равномерная, неравномерная, слоистая, пескоструйная.

8. Полезная работа, которая совершается при подъеме 1 м³ жидкости, равна:

- произведению веса жидкости на высоту подъема

- b) удельному гидродинамическому сопротивлению жидкости
- c) произведению плотности жидкости на высоту подъема
- d) нет правильного ответа

9. Общее количество газа, приходящееся на 1 м³ товарной нефти и приведенное к стандартным условиям, называется:

- a) газонефтяным контактом
- b) насыщенностью нефти
- c) полным газовым фактором
- d) коэффициентом растворимости

10. Перечислите все зоны влажного внутрипластового горения.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
СУРГУТСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Филиал ТИУ в г. Сургуте)**

Кафедра нефтегазовое дело

Комплект задач для третьей текущей аттестации

Задача 1

Нефтяная залежь разрабатывается с применением заводнения по однорядной схеме расположения скважин. Рассчитать количество воды и нефти которое будет добыто из данной залежи. Построить графики обводненности и добычи нефти.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета по вариантам (номер варианта определяется по последней цифре порядкового номера студента по списку)

Вариант:	1	2	3	4
Средняя абсолютная проницаемость породы – коллектора, k_m, m^2	$0.2 \cdot 10^{-12}$	$0.7 \cdot 10^{-12}$	$0.5 \cdot 10^{-12}$	$0.6 \cdot 10^{-12}$
Расстояние между линиями нагнетания и отбора, L, m	400	500	300	200
Расстояние между скважинами (ширина элемента), b, m	400	500	300	200
Толщина пласта, h, m	27	31	18	12
Пористость всех пропластков слоистого пласта m	0.17	0.17	0.22	0.26
Начальная насыщенность пласта связанной водой $S_{св}$	0.16	0.13	0.11	0.09
Вязкость нефти в пластовых условиях, $\mu_n, mPa \cdot c$	12	8	5	2
Вязкость воды в пластовых условиях, $\mu_v, mPa \cdot c$	1	1	1	1
Вытеснение нефти водой из отдельных пропластков происходит по модели поршневого вытеснения, причем во всех пропластках остаточная нефтенасыщенность постоянная, $S_{ност}$	0.44	0.32	0.54	0.48
Относительная проницаемость для нефти впереди фронта вытеснения (постоянна и одинакова для всех пропластков), k_n	1	1	1	1

Относительная проницаемость для воды позади фронта вытеснения (постоянна и одинакова для всех пропластков), k_v	0.58	0.62	0.47	0.55
Разработка осуществляется при постоянном перепаде давления между линиями нагнетания и отбора (перепад давления в элементе) ΔP , МПа	0.415	0.575	0.875	0.675

Критерии оценки:

за верно решенную задачу – 10 баллов;

за неправильно решенную задачу – 0 баллов.

Задача 2

Известно, что отбор нефти из залежи составил $Q_n = 3,18 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ (в стандартных условиях), объем добытой воды из залежи $Q_v = 0,167 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, среднее пластовое давление снизилось до $P=13,6$ МПа, газосодержание уменьшилось до $\Gamma = 75 \text{ м}^3/\text{м}^3$. При давлении $P=13,6$ МПа объемный коэффициент нефти $b_n = 1,28 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а объемный коэффициент газа $b_g = 0,00849 \text{ м}^3/\text{м}^3$, объемный коэффициент воды $b_v = 1,028$. За время разработки средний газовый фактор оказался равным $\bar{\Gamma} = 125 \text{ м}^3/\text{м}^3$, в залежь вторглось воды из законтурной области W_v . Начальный газовый фактор составил величину Γ_0 , начальный объемный коэффициент газа b_{g0} , начальный объемный коэффициент нефти b_{n0} . Объемы нефтяной (V_n) и газовой оторочки (V_g) представлены в таблице 3.1.

Используя уравнение материального баланса необходимо определить: начальные геологические запасы флюидов; коэффициенты нефтеотдачи залежи за счет действия различных режимов разработки.

Недостающие исходные данные представлены в таблице 4.2

Таблица 4.2

Варианты для решения задачи

№ Варианта	V_n (10^7 м^3)	V_g (10^7 м^3)	$P_{пл}=P_{нас}$	b_{n0}	b_{g0}	Γ_0	$W_v(10^6 \text{ м}^3)$
1.	13,8	2,42	18,4	1,34	0,00627	100,3	1,84
2.	13,7	2,41	18,1	1,28	0,00629	100,1	1,83
3.	13,5	2,43	18,0	1,30	0,00625	100,2	1,81
4.	13,6	2,44	17,9	1,27	0,00626	100,4	1,82
5.	13,65	2,45	18,3	1,32	0,00621	100,7	1,86
6.	13,71	2,44	18,4	1,35	0,00622	100,9	1,87
7.	13,8	2,43	18,2	1,31	0,00628	100,4	1,85
8.	13,65	2,41	18,0	1,34	0,00625	100,8	1,87
9.	13,8	2,39	18,2	1,28	0,00624	100,2	1,88
10.	13,7	2,45	18,1	1,30	0,00629	100,6	1,89

11.	13,5	2,44	18,7	1,27	0,00623	100,5	1,81
12.	13,6	2,43	18,4	1,32	0,00626	100,1	1,83
13.	13,65	2,41	18,1	1,35	0,00621	100,2	1,82
14.	13,71	2,39	18,0	1,31	0,00622	100,3	1,83
15.	13,8	2,42	17,9	1,27	0,00628	100,4	1,84
16.	13,65	2,41	18,3	1,32	0,00625	100,5	1,84
17.	13,5	2,43	18,4	1,35	0,00625	100,6	1,83
18.	13,6	2,44	18,2	1,31	0,00624	100,7	1,81
19.	13,65	2,45	18,0	1,34	0,00629	100,8	1,82
20.	13,71	2,4	18,2	1,28	0,00622	100,9	1,86

Критерии оценки:

за верно решенную задачу – 10 баллов;

за неправильно решенную задачу – 0 баллов.

Задача 3

Нефтяной пласт эксплуатируется на истощение двумя скважинами с одинаковыми дебитами (Q). Скважины запущены в эксплуатацию одновременно. Нефтяной пласт считать неограниченным, принять допущение о том, что толщина пласта (h), проницаемость (k) и упругоёмкость (β) в нефтяной и законтурных областях одинаковы. Необходимо определить как изменится давление на контуре питания скважин через 30, 180 и 365 суток после запуска скважин в эксплуатацию. Расстояние между забоями скважин принять равным l .

Исходные данные представлены в таблице 4.3

Таблица 4.3

Варианты для с решения задачи

№ Варианта	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$h, \text{ м}$;	$k, \text{ мД}$;	$\mu, \text{ Па}\cdot\text{с}$;	$l, \text{ м}$	$\beta, \text{ Па}^{-1}$
1.	10^{-3}	12,0	200	2,1	500	$5 \cdot 10^{-10}$
2.	$10,5^{-3}$	12,1	14	2,4	500	$4,4 \cdot 10^{-10}$
3.	11^{-3}	12,4	33	4,2	500	$5,2 \cdot 10^{-10}$
4.	$11,2^{-3}$	12,4	750	1,8	500	$5,5 \cdot 10^{-10}$
5.	$10,8^{-3}$	11,4	725	2,2	500	$4,35 \cdot 10^{-10}$
6.	$12,4^{-3}$	11,4	700	2,8	500	$4 \cdot 10^{-10}$
7.	$13,1^{-3}$	14,4	675	3,1	500	$4,2 \cdot 10^{-10}$
8.	$14,1^{-3}$	11,4	650	3,3	500	$3,8 \cdot 10^{-10}$
9.	$10,3^{-3}$	12,4	67	2,5	500	$5,1 \cdot 10^{-10}$
10.	$10,6^{-3}$	11,4	600	3,4	500	$5,21 \cdot 10^{-10}$
11.	$13,7^{-3}$	10,4	33	2,8	700	$5,12 \cdot 10^{-10}$
12.	$11,34^{-3}$	9,4	120	1,5	700	$5,67 \cdot 10^{-10}$

13.	$10,88^{-3}$	7,8	88	1,6	700	$4,88 \cdot 10^{-10}$
14.	$14,12^{-3}$	6,7	76	2,3	700	$3,97 \cdot 10^{-10}$
15.	9^{-3}	18,1	69	3,1	700	$3,56 \cdot 10^{-10}$
16.	$8,16^{-3}$	11,4	700	4,2	700	$5,38 \cdot 10^{-10}$
17.	$23,4^{-3}$	14,4	675	5,0	700	$6,12 \cdot 10^{-10}$
18.	$16,8^{-3}$	11,4	650	4,5	700	$5,32 \cdot 10^{-10}$
19.	$14,56^{-3}$	12,4	67	4,4	700	$5 \cdot 10^{-10}$
20.	$17,18^{-3}$	11,4	600	2,4	700	$4,1 \cdot 10^{-10}$

Критерии оценки:

за верно решенную задачу – 10 баллов;

за неправильно решенную задачу – 0 баллов.

Задача 4

Прямолинейный пласт длиной l м, шириной $b = 250$ м, общей толщиной $h = 15$ разрабатывают закачкой оторочкой CO_2 . Коэффициент охвата пласта вытеснением $\eta_2 = 0,8$. Пористость m , вязкость нефти μ_H , вязкость CO_2 в пласте $\mu_v = 0,05 \cdot 10^{-3}$ Па·с, насыщенность связанной водой $s_{CB} = 0,05$. Осфальнетов в нефти 20%. При вытеснении нефти оторочкой углекислоты смолы и асфальтены вытесняются частично. Будем считать, что насыщенность смолами и асфальтенами $s_H = 0,1$ и, водонасыщенность $s = 0,9$. Закачка углекислоты и воды в пласт: Q . $K_\mu = 2.45 \cdot 10^5$ м/(Па·с).

Требуется определить объем оторочки углекислоты V_{OT} исходя из того условия, что к моменту подхода к концу пласта $x = l$ середины области смешения CO_2 и нефти в пласте не остается чистой двуокиси углерода.

Таблица 4.4

Варианты для решения задачи

№ Варианта	$Q, \text{ м}^3/\text{сут}$	$h, \text{ м}$;	$k, \text{ мД}$;	$\mu_H, \text{ Па} \cdot \text{с}$	$l, \text{ м}$	$b, \text{ м}$	$m, \text{ доли ед.}$
1.	400	12,0	200	2,1	500	250	0,20
2.	380	12,1	14	2,4	500	300	0,23
3.	477	12,4	33	4,2	500	230	0,18
4.	549	12,4	750	1,8	500	320	0,19
5.	861	11,4	725	2,2	500	250	0,21
6.	124	11,4	700	2,8	500	250	0,24
7.	466	14,4	675	3,1	500	200	0,18
8.	357	11,4	650	3,3	500	180	0,17
9.	579	12,4	67	2,5	500	300	0,20
10.	235	11,4	600	3,4	500	320	0,23
11.	865	10,4	33	2,8	700	300	0,18
12.	632	9,4	120	1,5	700	250	0,19
13.	254	7,8	88	1,6	700	350	0,21
14.	235	6,7	76	2,3	700	400	0,24

15.	123	18,1	69	3,1	700	300	0,18
16.	460	11,4	700	4,2	700	320	0,17
17.	550	14,4	675	5,0	700	300	0,20
18.	600	11,4	650	4,5	700	250	0,18
19.	440	12,4	67	4,4	700	350	0,17
20.	550	11,4	600	2,4	700	400	0,20

Критерии оценки:

за верно решенную задачу – 10 баллов;

за неправильно решенную задачу – 0 баллов.

Задача 5

Из прямолинейного пласт длиной $l = 400$ м, шириной $b = 400$ м и толщиной, $h = 10$ м вытесняют нефть водным раствором ПАВ. Вязкость воды $\mu_{\text{в}} = 10^{-3}$ Па·с, вязкость нефти $\mu_{\text{н}}$, пористость пласта m , $s_{\text{св}} = 0,05$. Параметр изотермы Генри α [$\text{м}^3/\text{м}^3$].

Принимаем, что относительные проницаемости для нефти и воды как при вытеснении нефти водным раствором ПАВ, так и чистой водой линейно зависят от водонасыщенности, по данным лабораторных экспериментов $s_* = 0,65$; $s_{**} = 0,7$.

Расход закачиваемой в пласт воды q . Определить время t_* подхода к отrockи вытесняющего агента (ПАВ) к забою добывающей скважины, считая, что модель вытеснения поршневая.

Таблица 4.5

Варианты для решения задачи

№ Варианта	Q , $\text{м}^3/\text{сут}$	h , м;	α	$\mu_{\text{н}}$, Па·с	l , м	b , м	m , доли ед.
1.	400	12,0	0,25	2,1	500	250	0,20
2.	380	12,1	0,23	2,4	500	300	0,23
3.	477	12,4	0,22	4,2	500	230	0,18
4.	549	12,4	0,24	1,8	500	320	0,19
5.	861	11,4	0,25	2,2	500	250	0,21
6.	124	11,4	0,22	2,8	500	250	0,24
7.	466	14,4	0,21	3,1	500	200	0,18
8.	357	11,4	0,26	3,3	500	180	0,17
9.	579	12,4	0,25	2,5	500	300	0,20
10.	235	11,4	0,25	3,4	500	320	0,23
11.	865	10,4	0,23	2,8	700	300	0,18
12.	632	9,4	0,22	1,5	700	250	0,19
13.	254	7,8	0,24	1,6	700	350	0,21
14.	235	6,7	0,25	2,3	700	400	0,24
15.	123	18,1	0,22	3,1	700	300	0,18
16.	460	11,4	0,21	4,2	700	320	0,17

17.	550	14,4	0,26	5,0	700	300	0,20
18.	600	11,4	0,25	4,5	700	250	0,18
19.	440	12,4	0,27	4,4	700	350	0,17
20.	550	11,4	0,24	2,4	700	400	0,20

Критерии оценки:

за верно решенную задачу – 10 баллов;

за неправильно решенную задачу – 0 баллов.

Задача 6

Определить время закачивания полимерного раствора в пласт для создания в нем необходимого размера оторочки и время прохождения фронта вытеснения через пласт.

Ширина пласта b , мощность h , расстоянием между нагнетательной и добывающей галереями l , концентрация ПАА $c=0,05$; скорость закачки полимерного раствора равна Q , пористость пласта равна m ; ПАА сорбируется скелетом породы по закону Генри, коэффициент сорбции принять равным α .

Таблица 4.6

Варианты для решения задачи

№ Варианта	$Q, \text{ м}^3/\text{сут}$	$h, \text{ м}$;	α	$\mu_{\text{п}}, \text{ Па}\cdot\text{с}$	$l, \text{ м}$	$b, \text{ м}$	$m, \text{ доли ед.}$
1.	400	12,0	1,25	2,1	500	250	0,20
2.	380	12,1	0,44	2,4	500	300	0,23
3.	477	12,4	0,67	4,2	500	230	0,18
4.	549	12,4	1,24	1,8	500	320	0,19
5.	861	11,4	0,87	2,2	500	250	0,21
6.	124	11,4	0,66	2,8	500	250	0,24
7.	466	14,4	0,98	3,1	500	200	0,18
8.	357	11,4	1,26	3,3	500	180	0,17
9.	579	12,4	1,25	2,5	500	300	0,20
10.	235	11,4	0,87	3,4	500	320	0,23
11.	865	10,4	0,67	2,8	700	300	0,18
12.	632	9,4	1,24	1,5	700	250	0,19
13.	254	7,8	0,87	1,6	700	350	0,21
14.	235	6,7	0,66	2,3	700	400	0,24
15.	123	18,1	0,98	3,1	700	300	0,18
16.	460	11,4	1,26	4,2	700	320	0,17
17.	550	14,4	1,25	5,0	700	300	0,20
18.	600	11,4	0,87	4,5	700	250	0,18
19.	440	12,4	1,2	4,4	700	350	0,17
20.	550	11,4	1,4	2,4	700	400	0,20

Критерии оценки:

за верно решенную задачу – 10 баллов;

за неправильно решенную задачу – 0 баллов.

Задача 7

Рассчитать радиус зоны теплового воздействия и коэффициент теплоиспользования.

Известно что: массовый расход нагнетаемого пара $q_n = 8000$ кг/час $\approx 2,22$ кг/с ; мощность пласта $h=20$ м, температура нагнетаемой парогазовой смеси в пласт $T_n=250^{\circ}\text{C}$; начальная температура пласта $T_0=20^{\circ}\text{C}$; теплопроводность пород $\lambda_n = 10^{-3}$ кДж/м·с· $^{\circ}\text{C}$; весовая теплоемкость пород $1,1$ кДж/кг $^{\circ}\text{C}$; степень сухости пара $x_r = 0,7$; пористость (средняя по пласту) $m= 0,2$; удельная теплоемкость скелета пласта $c_{ск} = 0,85$ кДж/ кг $^{\circ}\text{C}$; плотность скелета пласта $\rho_{ск}=2500$ кг/м 3 ; время закачки пара примем равным 100 суток, удельная теплоемкость воды $4,18$ кДж/ кг $^{\circ}\text{C}$; теплота парообразования воды $c_r = 1705$ кДж/кг $^{\circ}\text{C}$, теплосодержание воды при температуре на вход в пласт $i_{ж} = 1087$ кДж/кг.

Таблица 4.7

Варианты для решения задачи

Вариант	1	2	3	4	5
проницаемость пласта (м^2)	$k=10^{-12}$	$k=9^{-12}$	$k=11^{-12}$	$k=8^{-12}$	$k=12^{-12}$
пластовое давление на контуре питания P_k (МПа)	12	11	14	8	9
забойное давление в скважине в период отбора продукции P_c (МПа)	10	14	16	12	11
радиус скважины R_c (м)	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
радиус контура питания R_k (м)	100	150	200	140	170
нефтенасыщенная толщина h (м)	14	15	19	27	34
температура нагнетаемой парогазовой смеси в пласт T_n ($^{\circ}\text{C}$)	250	260	280	254	245
начальная температура пласта T_0 ($^{\circ}\text{C}$)	20	30	40	50	60
вязкость нефти в прогретой зоне $\mu(T_n)$ мПа·с;	10	9	8	12	7
вязкость нефти при начальной пластовой температуре $\mu(T_0)$ мПа·с	70	60	54	68	45
массовый расход нагнетаемого пара q_n кг/час	6000	7500	7400	8600	9200

Критерии оценки:

за верно решенную задачу – 10 баллов;

за неправильно решенную задачу – 0 баллов.

Задача 8

Рассчитать основные показатели разработки пятиточечного элемента участка пласта методом создания внутрислоевого движущегося очага горения (ВДОГ)

Варианты для решения задачи

Варианты	1	2	3	4	5	
Толщина пласта, h (м)	37	27	19	31	10	
Коэффициент открытой пористости породы пласта, m	0.27	0.17	0.19	0.21	0.22	
Пластовая температура, t ($^{\circ}\text{C}$)	49	37	32	51	44	
Плотность нефти в пластовых условиях, ρ ,	980	966	948	961	950	
Плотность воды, ρ , ($\text{кг}/\text{м}^3$)	1000	1000	1000	1000	1000	
Нефтенасыщенность пород пласта, S_H	0.56	0.49	0.59	0.50	0.62	
Водонасыщенность, S_B	0.23	0.28	0.21	0.19	0.33	
Расстояние между нагнетательной и эксплуатационной скважинами, l (м)	150	170	200	250	100	
Абсолютное давление на забое эксплуатационных скважин P_3 , (МПа)	12	10	8	14	11	
Радиусы нагнетательных и эксплуатационных скважин, r_c , (м)	0.084	0.084	0.084	0.084	0.084	
Эффективная проницаемость породы для окислителя (воздух), k (мД)	166	179	182	188	196	
Объемный коэффициент охвата пласта очагом горения, A_v	0.731	0.643	0.573	0.823	0.775	
Безразмерный параметр формы фронта горения, i_d	6.1	6.2	6.3	6.0	6.4	
Коэффициент нефтеотдачи из участков, не охваченных фронтом горения, η_n	0.32	0.35	0.37	0.31	0.38	
Лабораторными экспериментами на модели пласта установлено						
Пористость					m'	0.25
Расход топлива (удельное количество коксового остатка)					$g'_{\text{ко}}, \text{кг}/\text{м}^3$	19
Удельный расход окислителя					$V'_{\text{ост}}, \text{м}^3/\text{кг}$	15
Количество образующейся реакционной воды					$g'_B, \text{кг}/\text{м}^3$	28
Теплота сгорания нефти					$Q_H, \text{ккал}/\text{кг}$	1000
Теплота сгорания газообразных продуктов					$Q_G, \text{ккал}/\text{м}^3$	420
Вязкость окислителя при пластовой температуре					$\mu_{\text{OK}}, \text{мПа}\cdot\text{с}$	0.022
Минимальная скорость перемещения фронта горения					$w_{\text{ф}}, \text{м}/\text{сут}$	0.041
Максимальная скорость перемещения фронта горения					$w'_{\text{ф}}, \text{м}/\text{сут}$	0.18

Критерии оценки:

за верно решенную задачу – 10 баллов;

за неправильно решенную задачу – 0 баллов.

Задача 9

Рассчитать процесс внутрипластового горения на пятиточечном элементе при следующих условиях: пористость терригенного пласта $m = 0,31$; толщина пласта $h = 5,55$ м; пластовая температура $T_{пл} = 303$ К; плотность пластовой нефти $\rho_{нл} = 960$ кг/м³; плотность воды $\rho_{в} = 1100$ кг/м³; нефтенасыщенность пласта $S_n = 0,76$; водонасыщенность пласта

$S_v = 0,24$; расстояние от нагнетательной до добывающих скважин $a = 300$ м; забойное давление в добывающих скважинах $p_{зэб.д} = 10$ МПа; забойное давление в нагнетательной скважине $p_{забн} = 21$ МПа; радиус нагнетательной и добывающих скважин $r_c = 0,075$ м; проницаемость пласта для воздуха

$\kappa = 0,35 \cdot 10^{-12}$ м²; вязкость воздуха в пластовых условиях

$\mu_r = 1,8 \cdot 10^{-6}$ Па·с; расход топлива $g = 27,4$ кг/м³; удельный расход окислителя $v'_{окс} = 14,7$ м³/кг.

Принять радиус фронта горения в конце первого периода $r_{ф} = 50$ м; коэффициент охвата пласта по толщине $a_n = 0,9$; коэффициент нефтеотдачи на участках, не охваченных горением, $\lambda = 0,3$.

Таблица 4.9

Варианты для решения задачи

Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8
h, м	5,6	5,8	5,9	5,7	5,65	5,75	6,0	6,1
T _{пл} , К	300	305	310	308	307	309	304	301
a, м	310	320	350	330	340	290	345	300
P _{заб.д} , МПа	10	10,5	10,1	10,2	10,3	10,4	9,5	9,6

Критерии оценки:

за верно решенную задачу – 10 баллов;

за неправильно решенную задачу – 0 баллов.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
СУРГУТСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Филиал ТИУ в г. Сургуте)**

Кафедра нефтегазовое дело

Вопросы для промежуточной аттестации (зачет)

1. Понятие, цели и задачи разработки нефтяных месторождений;
2. Теория разработки нефтяных месторождений;
3. Залежь как единая гидродинамическая система с законтурной зоной;
4. Изменение давления в залежи при ее разработке
5. Особенности вытеснения нефти водой из трещиновато-пористых коллекторов;
6. Скорость капиллярной пропитки трещиновато-пористых коллекторов;
7. Расчет показателей разработки трещиновато пористого пласта
8. Основные уравнения разработки залежи (уравнения материального баланса, технологического режима эксплуатации скважин, притока флюидов к скважине, движения в подъемных трубах);
9. Анализ разработки нефтегазовой залежи на основе промысловых данных с помощью метода материального баланса
10. Задачи разработки нефтяных залежей с применением теории упругого режима;
11. Упруговодонапорный режим;
12. Прогнозирование показателей разработки месторождений при упруговодонапорном режиме;
13. Аппроксимация Ван Эвердингена и Херста для круговой залежи;
14. Определение показателей разработки залежи при упруго водонапорном режиме
15. Физико-химические свойства двуокиси углерода обуславливающие её применение при разработке нефтяных месторождений;

Вопросы для промежуточной аттестации (экзамен)

1. Понятие, цели и задачи разработки нефтяных месторождений;
2. Теория разработки нефтяных месторождений;
3. Залежь как единая гидродинамическая система с законтурной зоной;
4. Изменение давления в залежи при ее разработке
5. Особенности вытеснения нефти водой из трещиновато-пористых коллекторов;
6. Скорость капиллярной пропитки трещиновато-пористых коллекторов;
7. Расчет показателей разработки трещиновато пористого пласта
8. Основные уравнения разработки залежи (уравнения материального баланса, технологического режима эксплуатации скважин, притока флюидов к скважине, движения в подъемных трубах);
9. Анализ разработки нефтегазовой залежи на основе промысловых данных с помощью метода материального баланса
10. Задачи разработки нефтяных залежей с применением теории упругого режима;

11. Упруговодонапорный режим;
12. Прогнозирование показателей разработки месторождений при упруговодонапорном режиме;
13. Аппроксимация Ван Эвердингена и Херста для круговой залежи;
14. Определение показателей разработки залежи при упруго водонапорном режиме
15. Физико-химические свойства двуокиси углерода обуславливающие её применение при разработке нефтяных месторождений;
16. Схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта оторочкой двуокиси углерода;
17. Определение основных параметров разработки месторождений при вытеснении нефти оторочкой двуокиси углерода
18. Сорбция поверхностно-активных веществ (ПАВ), изотермы сорбции Генри;
19. Основные преимущества при вытеснении нефти растворами ПАВ;
20. Схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта водным раствором ПАВ;
21. Кривые относительных проницаемостей при вытеснении нефти водным раствором ПАВ;
22. Распределение водонасыщенности и концентрации ПАВ в пласте при непоршневом вытеснении нефти водным раствором ПАВ
23. Зависимость скоростей фильтрации воды и дилатантной жидкости от градиента давления;
24. Механизмы вытеснения нефти полимерными растворами;
25. Схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта полимерным раствором;
26. Начальная пластовая температура и ее распределение на месторождении;
27. Перенос тепла в пласте за счет конвекции и теплопроводности;
28. Скорость распространения тепла в однородном прямолинейном пласте за счет теплопроводности;
29. Схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта горячей водой;
30. Уравнение теплопереноса Ловерье;
31. Закономерности премещения области насыщенного пара с постоянной температурой в пласте (уравнение Маркса–Лангенгейма);
32. тепловая эффективность процесса вытеснения нефти паром;
33. Технология создания движущегося внутрипластового очага горения (ВДОГ);
34. Скорость продвижения фронта горения в пласте;
35. Сухое внутрипластовое горение;
36. Схема распределения температуры и насыщенности пористой среды пласта при влажном внутрипластовом горении;
37. Расчет основных параметров при внутрипластовом горении (коэффициента нефтеотдачи; дебитов скважин, продолжительности основного периода ВДОГ и др.)

Критерии оценки:

При оценке знаний обучающиеся получают билет с 2 вопросами из выше представленного списка, за каждый правильный ответ – 50 баллов.

Максимальное количество баллов – 100.

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ КУРСОВЫХ ПРОЕКТОВ

ОЦЕНОЧНЫЙ ЛИСТ защиты исследовательской работы

(проекта)

ФИО _____

Группа _____ ФИО Преподавателя _____

Дата _____ Дисциплина _____

Наименование показателя	Выявленные недостатки и замечания (комментарии)	Баллы
I. КАЧЕСТВО КУРСОВОЙ РАБОТЫ (ПРОЕКТА)		
1. Соответствие содержания работы заданию		5
2. Грамотность изложения и качество оформления работы		30
3. Самостоятельность выполнения работы, глубина проработки материала, использование рекомендованной и справочной литературы		15
4. Обоснованность и доказательность выводов		10
Общая оценка за выполнение КР		60
II. КАЧЕСТВО ДОКЛАДА		
1. Соответствие содержания доклада содержанию работы		5
2. Выделение основной мысли работы		5
3. Качество изложения материала		5
Общая оценка за доклад		15
III. ОТВЕТЫ НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПО СОДЕРЖАНИЮ РАБОТЫ		
Вопрос 1		5
Вопрос 2		5
Вопрос 3		5
Общая оценка за ответы на вопросы		15
ИТОГОВАЯ ОЦЕНКА ЗА ЗАЩИТУ		100