

**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:

**Особенности разработки месторождений нефти горизонтальными скважинами**

направление подготовки:

**21.03.01 Нефтегазовое дело**

направленность:

**Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

форма обучения:

**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 Особенности разработки месторождений нефти горизонтальными скважинами.

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><b>ПКС-6</b> Способность применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p><b>ПКС-6.2</b> Анализирует правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы</p>	Знать (З1): правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса
		Уметь (У1): пользоваться технической документацией
		Владеть (В1): методами управления режимами работы технологических объектов нефтегазового комплекса
	<p><b>ПКС-6.3</b> Планирование и разработка производственных процессов с учетом новых технологий, материалов и оборудования</p>	Знать (З2): новые технологии, материалы и оборудование применяемые при эксплуатации горизонтальных скважин
		Уметь (У2): Планировать и разрабатывать производственные процессы связанные с добычей нефти из горизонтальных скважин
		Владеть (В2): навыками работы с научно-технической литературой
<p><b>ПКС-9</b> Способность осуществлять организацию работ по оперативному сопровождению технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p><b>ПКС-9.2</b> Учитывает особенности технологических процессов нефтегазового комплекса для организации работы коллектива исполнителей</p>	Знать (З3): особенности (условия) применения скважин с горизонтальным окончанием
		Уметь (У3): учитывать особенности технологических процессов нефтегазового комплекса при организации работы коллектива исполнителей
		Владеть (В3): навыками организации работы коллектива исполнителей

## 2. Формы аттестации по дисциплине

2.1. Форма промежуточной аттестации: экзамен.

Способ проведения промежуточной аттестации: **тестирование, выполнение лабораторных работ**

2.2. Формы текущей аттестации:

Таблица 2.1

№ п/п	Форма обучения
	ОФО, ОЗФО, ЗФО
1	Тестирование
2	Тестирование
3	Выполнение лабораторных работ

4	Вопросы для промежуточной аттестации (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	Расчет дебитов скважин с горизонтальным окончанием и сопоставление результатов	ПКС-6.2 ПКС-6.3 ПКС-9.2	Тестирование, выполнение лабораторных работ	Тестирование, выполнение лабораторных работ
2	2	Расчет дебита горизонтальной скважины и наклонно - направленной с трещиной ГРП по приведенным формулам, сопоставление результатов	ПКС-6.2 ПКС-6.3 ПКС-9.2	Тестирование, выполнение лабораторных работ	Тестирование, выполнение лабораторных работ
3	3	Расчет дебита многоствольной скважины.	ПКС-6.2 ПКС-6.3 ПКС-9.2	Тестирование, выполнение лабораторных работ	Тестирование, выполнение лабораторных работ
4	4	Расчет оптимальной сетки горизонтальных скважин и сравнительная эффективность их работы с вертикальными	ПКС-6.2 ПКС-6.3 ПКС-9.2	Тестирование, выполнение лабораторных работ	Тестирование, выполнение лабораторных работ
5	5	Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин с горизонтальным окончанием на установившихся режимах (по методике Евченко В.С.).	ПКС-6.2 ПКС-6.3 ПКС-9.2	Тестирование, выполнение лабораторных работ	Тестирование, выполнение лабораторных работ
6	6	Дебит горизонтальной скважины с трещинами ГРП,	ПКС-6.2 ПКС-6.3 ПКС-9.2	Выполнение лабораторных работ	Выполнение лабораторных работ

		расположенной в анизотропном, поло-сообразном пласте.			
7	7	Расчёт предельной безводной депрессии скважины с горизонтальным окончанием	ПКС-6.2 ПКС-6.3 ПКС-9.2	Выполнение лабораторных работ	Выполнение лабораторных работ
8	8	Моделирование неустановившегося движения жидкости к горизонтальной скважине по двухзонной схеме	ПКС-6.2 ПКС-6.3 ПКС-9.2	Выполнение лабораторных работ	Выполнение лабораторных работ

#### 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 – 10 шт. – 15 шт. (Приложение 2);

4.3. Фонд оценочных средств для итоговой аттестации включает:

Вопросы для промежуточной аттестации (экзамен) по дисциплине – 45 шт., размещены в Приложении 3.

**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**

1. Газлифтная скважина – это:
  - a) по существу та же фонтанная скважина, в которой недостающий для необходимого разгазирования жидкости газ подводится с поверхности по специальному каналу
  - b) скважина которая эксплуатируется исключительно станком-качалкой
  - c) скважина которая эксплуатируется ЭЦН
  - d) по существу та же фонтанная скважина, в которой газ для разгазирования жидкости не подводится с поверхности
  
2. Достоинством эрлифта является:
  - a) он позволяет улучшать использование газа и эксплуатировать месторождение более рационально
  - b) неограниченность источника воздуха как рабочего агента
  - c) неограниченность источника воздуха для газожидкостного подъемника
  - d) неограниченность источника воздуха как рабочего агента для газожидкостного подъемника
  
3. В газлифтной скважине, оборудованной двухрядным подъемником, реальный динамический уровень устанавливается:
  - a) во внутреннем межтрубном пространстве
  - b) во внешнем межтрубном пространстве - между обсадной колонной и первым рядом труб
  - c) между первым и вторым рядами труб газлифтного подъёмника
  - d) нет правильного ответа
  
4. каких газлифтных подъемников не существует:
  - a) двухрядный подъемник
  - b) полоторрядный подъемник
  - c) однорядный подъемник
  - d) без рядный подъемник
  
5. Недостатком однорядного подъемника является:
  - a) высокая металлоёмкость
  - b) низкая скорость восходящего потока между забоем и башмаком
  - c) сложность эксплуатации по сравнению с двухрядным подъемником
  - d) ничего из вышеперечисленного

6. Пусковое давление газлифтной скважины зависит от:
- погружения башмака под статический уровень жидкости, от соотношения диаметров труб подъемника и обсадной колонны, а также от системы работы лифта (кольцевая или центральная)
  - только от погружения башмака под статический уровень жидкости
  - только от соотношения диаметров труб подъемника и обсадной колонны
  - исключительно от пластового давления
7. Глубина подвески погружного электро-центробежного насоса (ПЭЦН) определяется:
- глубиной динамического уровня жидкости в скважине при отборе заданного количества жидкости;
  - глубиной погружения ПЭЦН под динамический уровень, минимально необходимой для обеспечения нормальной работы насоса;
  - противодавлением на устье скважины которое необходимо преодолеть;
  - всем вышеперечисленным

8. Рассчитайте дебит горизонтальной скважины по формуле Джоши.

Исходные данные:

$L = 500$  м;  $h = 10$  м;  $K = 10^{-15}$  м<sup>2</sup>;  $\mu_n = 10^{-3}$  Па·с;  $R_{пл} = 21$  МПа;  $R_{заб} = 8,0$  МПа;  $r_c = 0,1$  м;  $R_k = 1000$  м,  $\beta = 1$ .

- 2640 м<sup>3</sup>/сут
- 2040 м<sup>3</sup>/сут
- 1640 м<sup>3</sup>/сут
- 3000 м<sup>3</sup>/сут

9. Определить коэффициент продуктивности для следующих условий ( $R_{пл}=7$  МПа,  $R_{заб}=5$  МПа,  $Q_n=80$  м<sup>3</sup>/сут).

- 25 м<sup>3</sup>/сут МПа
- 16 м<sup>3</sup>/сут МПа
- 10 м<sup>3</sup>/сут МПа
- 40 м<sup>3</sup>/сут МПа

10. Определить дебит нефтяной скважины для следующих условий:  $R_{пл}=10$  МПа,  $R_{заб}=6$  МПа,  $K=0,1 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>,  $\mu=2 \cdot 10^{-3}$  Па/с,  $R_k=200$  м,  $r_c=0,1$  м,  $h=3$  м:

- 42,84 м<sup>3</sup>/сут;
- 61 м<sup>3</sup>/сут;
- 70 м<sup>3</sup>/сут;
- 50 м<sup>3</sup>/сут

#### 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**

1. какое отношение иногда называют «подвижностью»
  - a) проницаемости к вязкости
  - b) давления к массе
  - c) скорости к массе
  - d) массы к расстоянию
  
2. 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
  
3. 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
  
4. Абсолютная проницаемость это:
  - a) проницаемость породы, заполненной одним флюидом (водой или нефтью). Не зависит от насыщающего флюида.
  - b) проницаемость породы для отдельно взятого флюида ( $K_n, K_v$ ), которая зависит от флюидонасыщения (степени насыщенности флюидов и их физико-химических свойств).
  - c) отношение эффективной проницаемости ( $K_n, K_v$ ) к эффективной проницаемости по нефти, замеренной в породе, насыщенной только связанной водой
  - d) проницаемость по закону Дарси
  
5. 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

6. 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

7. 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

8. Определите внутреннее фильтрационное сопротивление нагнетательного ряда ( $\omega$ ). 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  $r_{пр} = 0,1 \text{ м}$ .

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 проводимости  $\chi$ , если известно:  $\mu = 10^{-3} \text{Па}\cdot\text{с}$ ;  $k = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ,  $m = 20\%$ , коэффициент сжимаемости жидкости  $\beta_{ж} = 10 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ , коэффициент сжимаемости пористой среды  $\beta_{п} = 1 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$

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

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)  $238 \cdot 10^5 \text{ м}^3$

### 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

**Вопросы для промежуточной аттестации (экзамен)**

1. История возникновения горизонтального бурения
2. Проблемы строительства горизонтальных скважин
3. Сравнительная оценка эффективности строительства горизонтальных скважин
4. Перспективы строительства горизонтальных скважин
5. Понятие о горизонтальных скважинах
6. Определение притока к совершенной и несовершенной ГС
7. Требования к конструкции и внутрискважинному оборудованию горизонтальных скважин
8. Первичное и вторичное вскрытие, освоение горизонтальных скважин
9. Назначение и разновидность исследований горизонтальных скважин
10. Области фильтрации флюидов к горизонтальному стволу скважины
11. Цель проведения ГРП в горизонтальной скважине
12. Ориентация трещин ГРП в пределах продуктивного пласта
13. Технологии проведения ГРП в горизонтальных скважинах; многостадийный ГРП проводимый по шаровой технологии; бесшаровые технологии многостадийного ГРП
14. Критерии выбора горизонтальных скважин-кандидатов для проведения ГРП
15. Расчет дебита горизонтальной скважины после ГРП
16. Методики Борисова Ю.П., Пилатовского В.П., Табакова В.П., Григулецкого В.Г., Никитина Б.А. для определения дебитов многозабойных скважин
17. Типовые профили многоствольных горизонтальных скважин
18. Основные объекты применения многоствольных горизонтальных скважин
19. Преимущества и недостатки многоствольных горизонтальных скважин
20. Математические методики расчета моделирования МГС
21. Основные объекты применения многоствольных горизонтальных скважин. Схемы размещения горизонтальных скважин
22. Фильтрационное сопротивление ряда горизонтальных скважин ; формула общего дебита нефтяной площади с чередованием параллельных линейных нагнетательных и добывающих рядов вертикальных скважин; формула общего дебита нефтяной площади с чередованием параллельных линейных рядов нагнетательных вертикальных скважин и добывающих горизонтальных скважин
23. Основные факторы определяющие успешность проведения ПГИ в скважинах с горизонтальным окончанием (профиль скважины, оборудование заканчивания горизонтального участка, приток, состояние призабойной зоны скважины)
24. Оборудование, используемое при проведении ПГИ в ГС
25. Параметры, определяемые по результатам ПГИ нефтяных горизонтальных скважинах
26. Задачи гидродинамических методов исследования горизонтальных скважин.
27. Развитие трещины гидроразрыва вдоль ствола ГС
28. Развитие трещины гидроразрыва перпендикулярно стволу ГС
29. Дебит горизонтальной скважины с поперечными и продольными трещинами ГРП

30. Ориентация трещин ГРП в пределах продуктивного пласта;
31. Технологии проведения ГРП в горизонтальных скважинах
32. Виды притока к продольным и поперечным трещинам ГРП.
33. Задачи определения предельных безводных, безгазовых дебитов и депрессии для скважин с горизонтальным окончанием
34. Способы снижения скорости конусообразования воды, газа;
35. Причины конусообразования воды, газа при разработке нефтегазовых залежей, залежей с подошвенной водой
36. Формирование зоны отбора в окрестности горизонтального ствола
37. Снижение среднего пластового давления вследствие роста накопленного отбора жидкости
38. Виды притока жидкости к горизонтальным скважинам
39. Отличия стационарного и нестационарного притоков жидкости к ГС
40. Область дренирования горизонтальных скважин
41. Влияние расположения горизонтальных скважин на их дебиты
42. Зависимость дебита скважины от ее геометрических свойств
43. Зависимости дебита горизонтальной скважины от: времени, фильтрационно-ёмкостных параметров пласт,
44. Зависимости дебита горизонтальной скважины от: длины и радиуса контура питания, кривизны горизонтального ствола
45. Безразмерная функция изменения дебита от «второстепенных» ФЕС и условий вскрытия пласта.

**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.