

**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:	<b>Методы и технологии повышения продуктивности скважин</b>
направление подготовки:	<b>21.03.01 Нефтегазовое дело</b>
профиль:	<b>Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ</b>
форма обучения:	<b>очно-заочная</b>

Фонд оценочных средств разработан в соответствии с утвержденным учебным планом от 22.04.2019 г. требованиями ОПОП ВО по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело», направленность Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ к результатам освоения дисциплины Методы и технологии повышения продуктивности скважин.

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:

Занкиев М.М.. к.т.н., 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)
<b>ПКС-5</b> Способность оформлять технологическую, техническую, промышленную документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-5.2</b> Анализирует и формирует заявки на промышленные исследования и работы, потребность в материалах	Знать (З1): методику проведения основных промышленных исследований
		Уметь (У1): определять потребность в материалах необходимых для проведения промышленных исследований
		Владеть (В1): навыками анализа промышленных исследований
	<b>ПКС-5.3</b> Использует промышленные базы данных, геологические и технические отчеты	Знать (З2): структуру и содержание геологических и технических отчетов
		Уметь (У2): использовать промышленные базы данных
		Владеть (В2): навыками работы с геологическими и техническими отчетами
<b>ПКС-8</b> Способность осуществлять организацию рабочих мест в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-8.1</b> Учитывает расположение технологического и вспомогательного оборудования на производственной площадке, квалификационные требования и функции трудового коллектива	Знать (З3): квалификационные требования и функции трудового коллектива
		Уметь (У3) учитывать расположение технологического и вспомогательного оборудования на производственной площадке
		Владеть (В3): навыками подбора необходимого оборудования для проведения методов воздействия на продуктивные пласты
	<b>ПКС-8.2</b> Координирует и управляет работой коллектива и подрядных организаций на производственной площадке	Знать (З4): методы управления работой подрядных организаций
		Уметь (У5): управлять работой коллектива и подрядных организаций на производственной площадке
		Владеть (В6): навыками координации и управления работой коллектива

	<b>ПКС-8.3</b> Осуществляет разработку плана мероприятий по соблюдению требований охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды	Знать (З7): структуру и содержание типового плана мероприятий по соблюдению требований охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды Уметь (У8): применять на практике основные положения инструкций по промышленной безопасности и охране окружающей среды Владеть (В9): навыками составления планов мероприятий по соблюдению требований охраны труда
<b>ПКС-9</b> Способность осуществлять организацию работ по оперативному сопровождению технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-9.2</b> Учитывает особенности технологических процессов нефтегазового комплекса для организации работы коллектива исполнителей	Знать (З8): особенности технологических процессов нефтегазового комплекса для организации работы коллектива исполнителей Уметь (У9) управлять технологическими процессами нефтегазового комплекса Владеть (В10): навыками организации работы коллектива исполнителей

## 2. Формы аттестации по дисциплине

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

Способ проведения промежуточной аттестации: **тестирование, теоретический коллоквиум**

2.2. Формы текущей аттестации:

Таблица 2.1

№ п/п	Форма обучения
	ОФО, ОЗФО
1	Тестирование
2	Теоретический коллоквиум
3	Практические задания
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	Управление продуктивностью скважин	ПКС-5.2 ПКС-8.2 ПКС-8.3 ПКС-9.2	Экзамен	Тестирование
2	2	Гидравлический разрыв пласта	ПКС-5.3 ПКС-8.1 ПКС-8.3 ПКС-9.2	Экзамен	Решение задач
3	3	Технологические основы ГРП. Виды ГРП	ПКС-5.2 ПКС-8.1 ПКС-8.2	Экзамен	Тестирование. Решение задач
4	4	Кислотные обработки ПЗС	ПКС-5.2 ПКС-5.3 ПКС-8.3 ПКС-9.2	Экзамен	Тестирование, Теоретический коллоквиум
5	5	Технологическая эффективность методов воздействия на ПЗС	ПКС-5.2 ПКС-5.3 ПКС-8.1 ПКС-8.2	Экзамен	Решение задач

### 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 – 30 шт. (Приложение 1);
- перечень тестовых вопросов ко второй текущей аттестации – 30 шт. (Приложение 2);
- комплект задач для третьей текущей аттестации – 4 шт (Приложение 3);

4.3. Фонд оценочных средств для итоговой аттестации включает:

Вопросы для промежуточной аттестации (экзамен) по дисциплине – 42 шт., размещены в Приложении 4.

**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)**

Кафедра Транспорта и технологий нефтегазового комплекса

**Перечень тестовых вопросов к первой текущей аттестации**

1. Жидкость из пласта в скважину поступает под действием:
  - a) перепада давления между пластом и забоем скважины.
  - b) перепада давления между пластом и устьем скважины.
  - c) перепада давления между устьем и забоем скважины.
  - d) без перепада давления.
  
2. За счет упругой энергии пласта можно извлечь:
  - a) от 30 до 40% от начальных запасов месторождения
  - b) несколько процентов от начальных запасов месторождения (не более 3 - 5%)
  - c) более 50% от начальных запасов месторождения
  - d) все геологические запасы месторождения
  
3. Существенным недостатком водонапорного режима является:
  - a) неконтролируемое вторжение воды в нефтяную залежь
  - b) низкие коэффициенты нефтеизвлечения
  - c) резкое падение пластового давления
  - d) возникновение чрезмерно высокого газового фактора
  
4. Нефтеотдача при режиме растворенного газа:
  - a) не превышает 20 - 30% от начальных запасов.
  - b) несколько процентов от начальных запасов месторождения (не более 3 - 5%)
  - c) более 50% от начальных запасов месторождения
  - d) все геологические запасы месторождения
  
5. Динамическое давление на забое это:
  - a) уровень столба жидкости, установившийся в скважине после ее остановки при условии, что на него действует атмосферное давление
  - b) давление устанавливается на забое во время отбора жидкости или газа из скважины или во время закачки жидкости или газа в скважину
  - c) уровень жидкости, который устанавливается в работающей скважине при условии, что на него действует атмосферное
  - d) статические давления в скважинах, расположенных в различных частях залежи и характеризующие локальные пластовые давления
  
6. Капиллярно-поверхностные силы в пористых средах:
  - a) ускоряют фильтрацию пластовой жидкости

- b) тормозят фильтрацию пластовой жидкости
- c) могут как тормозить так и ускорять фильтрацию пластовой жидкости
- d) не влияют на фильтрацию пластовой жидкости

7. Совокупность всех естественных и искусственных факторов, определяющих процессы, проявляющиеся в пористом пласте при его дренировании системой эксплуатационных и нагнетательных скважин, принято называть:

- a) режимом работы пласта
- b) типом залежи
- c) проектом освоения нефтяного месторождения
- d) сеткой размещения скважин

8. Условие существования водонапорного режима:

- a) пластовое давление больше давления насыщения
- b) пластовое давление меньше давления насыщения
- c) необходимо обязательное наличие газовой шапки занимающей значительную часть пласта
- d) пластовое давление равно давлению насыщения

9. Объемный коэффициент упругости среды определяется:

- a) действием капиллярно-поверхностных сил
- b) как доля первоначального объема этой среды, на которую изменяется этот объем при изменении давления на единицу
- c) увеличением дебита добывающих скважин при перепаде пластового давления на единицу
- d) соотношением объема газовой шапки к нефтенасыщенной части залежи.

10. При разработке залежи в условиях упругого режима:

- a) происходит резкое падение давления в законтурной области пласта
- b) быстрое понижение давления происходит в пределах самой залежи, а во всей системе, питающей залежь упругой энергией давления (в законтурной области), снижается медленно
- c) резко возрастает давление в пределах самой залежи
- d) происходит разрушение скелета пласта без существенного изменения давления

11. При режиме газовой шапки:

- a) продукция скважин, как правило, безводная.
- b) скважины резко обводняются
- c) по мере разработки месторождения резко снижается газовый фактор
- d) происходит дренирование залежи нефти с непрерывным выделением из нефти газа и переходом его в свободное состояние

12. Одно из условий существования режима растворенного газа:

- a) пластовое давление больше давления насыщения
- b) пластовое давление меньше давления насыщения
- c) необходимо обязательное наличие газовой шапки занимающей значительную часть пласта
- d) пластовое давление равно давлению насыщения

13. Законтурное заводнение целесообразно:

- a) при хорошей гидродинамической связи нефтеносного пласта с областью размещения нагнетательных скважин
- b) при отсутствии гидродинамической связи нефтеносного пласта с областью размещения нагнетательных скважин
- c) при слабой гидродинамической связи нефтеносного пласта с областью размещения нагнетательных скважин
- d) только при очень больших размерах залежи

14. Очаговое заводнение используют:

- a) исключительно как самостоятельную систему заводнения, без возможности сочетания с любой другой системой заводнения
- b) только на очень малых нефтяных залежах
- c) в сочетании с любой другой системой заводнения для улучшения охвата пласта вытеснением
- d) на нефтяных залежах очаговое заводнение не применяется

15. С энергетической точки зрения ППД закачкой газа:

- a) процесс более энергоемкий по сравнению с закачкой воды
- b) процесс менее энергоемкий по сравнению с закачкой воды
- c) эти процессы имеют одинаковую энергоемкость
- d) закачка газа для поддержания пластового давления не применяется

16. коэффициент теплоиспользования это:

- a) отношение теплотерь в кровлю и подошву пласта
- b) отношение теплотери при движении теплоносителя по стволу скважины
- c) отношение накопленной в объеме пласта теплоты к общему количеству введенной теплоты
- d) отношение прогретой и холодной частей пласта

17. При уменьшении толщины пласта доля потерь в кровлю и подошву:

- a) возрастает
- b) снижается
- c) остается неизменной
- d) возможно как снижение так и увеличение доли теплотерь

18. Теплопередача в пласте осуществляется:

- a) только конвективным способом
- b) только диффузионным способом
- c) конвективным и диффузионным способами.
- d) теплопередача в нефтяном пласте невозможна.

19. Вследствие расхода теплоты, содержащейся в теплоносителе, на прогрев пласта и окружающих пород:

- a) тепловой фронт отстает от фронта вытеснения
- b) тепловой фронт опережает фронт вытеснения



- c) тепловой фронт двигается одновременно с фронтом вытеснения
- d) нет правильного ответа

20. При прямоточном процессе пластового горения очаг горения перемещается по пласту в направлении:

- a) подошвы пласта
- b) кровли пласта
- c) от эксплуатационных скважин к нагнетательной
- d) нагнетаемого воздуха

21. Приток жидкости к перфорированной скважине:

- a) будет отличаться уменьшением фильтрационного сопротивления по сравнению с необсаженным забоем
- b) будет отличаться тем, что вследствие сгущения линий тока у перфорационных отверстий возникнет дополнительное фильтрационное сопротивление
- c) не отличатся от скважины с открытым (необсаженным) забоем
- d) может отличаться как дополнительным фильтрационным сопротивлением, так и его снижением в сравнении со скважинами имеющими открытый забой

22. С увеличением числа перфорационных отверстий, их диаметра, а также глубины перфорационных каналов в породе пласта дополнительное фильтрационное сопротивление должно:

- 1. увеличиться
- 2. уменьшаться
- 3. может как увеличиться так и уменьшиться
- 4. останется неизменным

23. коэффициент гидродинамического совершенства скважины это:

- a) Отношение дебита перфорированной скважины к дебиту скважины с открытым забоем, принятой за эталон, при прочих равных условиях
- b) Отношение дебита перфорированной скважины к дебиту скважины с открытым забоем
- c) Совокупность гидродинамических характеристик нефтяного пласта и пластовых флюидов, определяющих приток к скважине
- d) Представляет с собой наиболее оптимальный вариант конструкции направления, кондуктора и технической колонны НКТ.

24. Приведенным радиусом скважины называется:

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

25. Способы перфорации забоя скважины:

- a) пулевая, торпедная, кумулятивная, пескоструйная
- b) торпедная, кумулятивная, пескоструйная
- c) автоматическая, механическая, ручная
- d) равномерная, неравномерная, слоистая, пескоструйная.

26. Какой тип перфорации скважин обычно осуществляется техническими средствами и службами нефтяных промыслов.

- a) пулевая
- b) пескоструйная
- c) кумулятивная
- d) все виды перфорации скважин могут осуществляться исключительно геологическими партиями

27. При гидropескоструйной перфорации (ГПП) создание отверстий в колонне, цементном камне и канала в породе достигается:

- a) аппаратами, спускаемыми на кабеле и стреляющими разрывными снарядами
- b) приданием песчано-жидкостной струе очень большой скорости
- c) приданием песчано-жидкостной струе очень большой температуры
- d) нет правильного ответа

28. Освоение скважин это:

- a) комплекс геоло-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи малодебитных месторождений
- b) комплекс технологических операций по обеспечению ее продуктивности
- c) комплекс технологических операций по вызову притока к скважине
- d) комплекс технологических операций по вызову притока и обеспечению ее продуктивности

29 К основным способам вызова притока флюидов к скважине относятся:

- a) тартание, поршневание, замена скважинной жидкости на более легкую, компрессорный метод, прокачка газожидкостной смеси, откачка глубинными насосами
- b) тартание, поршневание
- c) компрессорный метод и прокачка газожидкостной смеси
- d) дополнительное перфорирование обсаженного забоя, откачка глубинными насосами

30. Для выноса с забоя тяжелых обычно применяется:

- a) прямая промывка
- b) обратная промывка
- c) ГРП
- d) откачка глубинными насосами

**Критерии оценки:**

за каждый правильный ответ – 1 балл;

за неправильный ответ – 0 баллов.

Максимальное количество баллов – 30.

**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)**

Кафедра Транспорта и технологий нефтегазового комплекса

**Перечень тестовых вопросов ко второй текущей аттестации**

1. Коэффициент приемистости нагнетательных скважин это:

- a) отношение изменения количества нагнетаемой воды к соответствующему изменению давления нагнетания
- b) максимальный объем жидкости который можно закачать в нагнетательную скважину за сутки
- c) максимальный объем жидкости который можно закачать в нагнетательную скважину за год
- d) приращения дебита добывающей скважины в зависимости от объемов нагнетания

2. Удельный коэффициент продуктивности это:

- a) коэффициент продуктивности отнесенным к единице толщины пласта
- b) коэффициент продуктивности отнесенным к единице времени
- c) коэффициент продуктивности отнесенным к единице перепада давления
- d) нет правильного ответа

3. В фонтанирующей скважине при условии  $P_c < P_{нас}$  уровень жидкости в межтрубном пространстве:

- a) может быть установлен в любой точке скважины после выхода работы скважины на установившийся режим
- b) обязательно должен устанавливаться у башмака НКТ после выхода работы скважины на установившийся режим
- c) должен находиться немного выше забоя скважины
- d) находится на устье скважины

4. Фонтанирование возможно лишь в том случае, если:

- a) энергия, приносимая на забой жидкостью, больше энергии, необходимой для подъема этой жидкости
- b) энергия, приносимая на забой жидкостью, равна энергии, необходимой для подъема этой жидкости
- c) энергия, приносимая на забой жидкостью, равна или больше энергии, необходимой для подъема этой жидкости на поверхность при условии, что фонтанный подъемник не работает
- d) энергия, приносимая на забой жидкостью, равна или больше энергии, необходимой для подъема этой жидкости на поверхность при условии, что фонтанный подъемник работает на режиме наибольшего к. п. д.

5. Полезная работа, которая совершается при подъеме  $1 \text{ м}^3$  жидкости, равна:

- a) произведению веса жидкости на высоту подъема
- b) удельному гидродинамическому сопротивлению жидкости
- c) произведению плотности жидкости на высоту подъема

d) нет правильного ответа

6. Общее количество газа, приходящееся на  $1 \text{ м}^3$  товарной нефти и приведенное к стандартным условиям, называется:

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

7. Выбор диаметра фонтанных труб определяется:

- a) только не дебитом скважины,
- b) удобством и техническими условиями нормальной эксплуатации таких фонтанных скважин
- c) только газовым фактором
- d) только физико-химическими свойствами нефтей и газовым фактором

8. Штуцер предназначен для:

- a) регулирования режима работы фонтанной скважины и ее дебита
- b) только для регулирования дебита скважины
- c) замеров разности забойного и устьевого давлений
- d) прямой и обратной промывки скважин

19. Определите приток жидкости к скважине если  $k=0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ,  $h=23 \text{ м}$ ,  $\Delta P=2 \text{ МПа}$ ,  $\mu = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$ , радиус контура питания скважины  $50 \text{ м}$ , радиус скважины  $0,12 \text{ м}$

- a)  $5,91 \text{ м}^3/\text{сут}$
- b)  $6,93 \text{ м}^3/\text{сут}$
- c)  $2,07 \text{ м}^3/\text{сут}$
- d)  $1,31 \text{ м}^3/\text{сут}$

20. Рассчитайте давление из башмака подъемной трубы если: длина подъемной трубы  $L=100 \text{ м}$ , расстояние от устья скважины до динамического уровня  $h_0 = 62 \text{ м}$ , плотность жидкости  $800 \text{ кг/м}^3$

- a)  $0,8 \text{ МПа}$
- b)  $0,03 \text{ МПа}$
- c)  $0,68 \text{ МПа}$
- d)  $1,3 \text{ МПа}$

21. Рассчитайте дебит горизонтальной скважины по формуле Джоши.

Исходные данные:

$L = 500 \text{ м}$ ;  $h = 10 \text{ м}$ ;  $K = 10^{-15} \text{ м}^2$ ;  $\mu_n = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$ ;  $P_{пл} = 21 \text{ МПа}$ ;  $P_{заб} = 8,0 \text{ МПа}$ ;  
 $r_c = 0,1 \text{ м}$ ;  $R_k = 1000 \text{ м}$ ,  $\beta = 1$ .

- a)  $2640 \text{ м}^3/\text{сут}$
- b)  $2040 \text{ м}^3/\text{сут}$
- c)  $1640 \text{ м}^3/\text{сут}$
- d)  $3000 \text{ м}^3/\text{сут}$

22. Определить коэффициент продуктивности для следующих условий ( $P_{пл}=7 \text{ МПа}$ ,  $P_{заб}=5 \text{ МПа}$ ,  $Q_n=80 \text{ м}^3/\text{сут}$ ).

- a)  $25\text{ м}^3/\text{сут}$  МПа
- b)  $16\text{ м}^3/\text{сут}$  МПа
- c)  $10\text{ м}^3/\text{сут}$  МПа
- d)  $40\text{ м}^3/\text{сут}$  МПа

23. Определить дебит нефтяной скважины для следующих условий:  $R_{пл}=10$  МПа,  $R_{зab}=6$  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:

- a)  $42,84\text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- б)  $61\text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- в)  $70\text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- г)  $50\text{ м}^3/\text{сут}$

24. 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

25. Усредненное значение геотермического градиента:

- a)  $9^\circ\text{C}$  на 100 м
- b)  $3^\circ\text{C}$  на 100 м
- c)  $0,3^\circ\text{C}$  на 100 м
- d)  $0,03^\circ\text{C}$  на 100 м

26. 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

27. 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

28. При проведении ГРП фонтанная арматура должна быть отпрессована:

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

29. 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

30 . Водонасыщенность  $S_V$  это:

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

**Критерии оценки:**

за каждый правильный ответ – 0,6 балла;

за неправильный ответ – 0 баллов.

Максимальное количество баллов – 30.

**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)**

Кафедра Транспорта и технологий нефтегазового комплекса

**Комплект задач для третьей текущей аттестации**

Задача 1

Задача 1 – по данным таблицы 3.1 определите длину, раскрытость трещины ГРП, а также необходимое количество насосных агрегатов для выполнения гидроразрыва

Таблица 3.1 – Исходные данные для расчета (варианты 1-2)

Параметры	Вариант 1	Вариант 2
1. Глубина скважины	3 000 м	2 800 м
2. Начальное пластовое давление, $P_{пл}$	29 МПа	26 МПа
3. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, (h)	6,4 м	8,4 м
4. средняя плотность вышележащих пород ( $\rho$ )	2600 кг/м <sup>3</sup> ;	2400 кг/м <sup>3</sup> ;
5. темп закачки (Q)	17 л/с	16 л/с
6. Объем жидкости разрыва; ( $V_{ж}$ )	142 м <sup>3</sup>	100 м <sup>3</sup>
7. вязкость жидкости-песконосителя ( $\mu$ )	200 мПа·с	220 мПа·с
8. коэффициент Пуассона ( $\nu$ )	0,3	0,28
9. плотность проппанта $\rho_{пес}$ ;	1400 кг/м <sup>3</sup>	1350 кг/м <sup>3</sup>
10. Плотность пластовой нефти;	788 кг/м <sup>3</sup>	810 кг/м <sup>3</sup>
11. Диаметр НКТ (внешний/внутренний); d	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12. Количество закачиваемого проппанта;	60 т	30 т

Таблица 2 – Исходные данные для расчета (варианты 3-7)

Параметры	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
1.	3 200 м	2 500 м	3 000 м	2 600 м	3 200 м
2.	31 МПа	24 МПа	29 МПа	26 МПа	32 МПа
3.	7,45 м	8,8 м	6,4 м	9,7 м	8,75 м
4.	2350 кг/м <sup>3</sup> ;	2400 кг/м <sup>3</sup> ;	2600 кг/м <sup>3</sup> ;	2420 кг/м <sup>3</sup> ;	2280 кг/м <sup>3</sup> ;
5.	17 л/с	16 л/с	16 л/с	16 л/с	17 л/с
6.	110 м <sup>3</sup>	170 м <sup>3</sup>	120 м <sup>3</sup>	100 м <sup>3</sup>	180 м <sup>3</sup>
7.	225 мПа·с	210 мПа·с	200 мПа·с	200 мПа·с	230 мПа·с
8.	0,25	0,28	0,27	0,26	0,29
9.	1400 кг/м <sup>3</sup>	1350 кг/м <sup>3</sup>	1450 кг/м <sup>3</sup>	1290 кг/м <sup>3</sup>	1450 кг/м <sup>3</sup>
10.	820 кг/м <sup>3</sup>	840 кг/м <sup>3</sup>	790 кг/м <sup>3</sup>	830 кг/м <sup>3</sup>	860 кг/м <sup>3</sup>
11.	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм

12.	60 т	90 т	60 т	30 т	90 т
-----	------	------	------	------	------

Таблица 3 – Исходные данные для расчета (варианты 8-12)

Параметры	Вариант 8	Вариант 9	Вариант 10	Вариант 11	Вариант 12
1.	2 800 м	2 700 м	3 100 м	2 400 м	3 300 м
2.	31 МПа	28 МПа	29 МПа	23 МПа	31 МПа
3.	7,35м	6,8м	6,9м	9,1м	5,95м
4.	2390 кг/м <sup>3</sup> ;	2530 кг/м <sup>3</sup> ;	2630 кг/м <sup>3</sup> ;	2480 кг/м <sup>3</sup> ;	2270 кг/м <sup>3</sup> ;
5.	17 л/с	16 л/с	17 л/с	16 л/с	17 л/с
6.	110 м <sup>3</sup>	160 м <sup>3</sup>	120 м <sup>3</sup>	110 м <sup>3</sup>	150 м <sup>3</sup>
7.	215 мПа·с	230 мПа·с	235 мПа·с	200 мПа·с	210 мПа·с
8.	0,24	0,28	0,26	0,3	0,29
9.	1430 кг/м <sup>3</sup>	1350 кг/м <sup>3</sup>	1150 кг/м <sup>3</sup>	1190 кг/м <sup>3</sup>	1250 кг/м <sup>3</sup>
10.	820 кг/м <sup>3</sup>	810 кг/м <sup>3</sup>	770 кг/м <sup>3</sup>	800 кг/м <sup>3</sup>	769 кг/м <sup>3</sup>
11.	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12.	60 т	90 т	60 т	30 т	90 т

Таблица 4 – Исходные данные для расчета (варианты 13-15)

Параметры	Вариант 13	Вариант 14	Вариант 15
1.	2 200 м	2 700 м	3 350 м
2.	21 МПа	28 МПа	29 МПа
3.	10,35м	10,8м	11,9м
4.	2090 кг/м <sup>3</sup> ;	2230 кг/м <sup>3</sup> ;	2630 кг/м <sup>3</sup> ;
5.	17 л/с	16 л/с	17 л/с
6.	110 м <sup>3</sup>	180 м <sup>3</sup>	120 м <sup>3</sup>
7.	200 мПа·с	220 мПа·с	230 мПа·с
8.	0,29	0,28	0,26
9.	1130 кг/м <sup>3</sup>	1380 кг/м <sup>3</sup>	1190 кг/м <sup>3</sup>
10.	870 кг/м <sup>3</sup>	820 кг/м <sup>3</sup>	790 кг/м <sup>3</sup>
11.	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12.	60 т	90 т	60 т

## Задача 2

Выберите концентрацию и количество реагентов, необходимое оборудование для проведения соляно кислотной обработки призабойной зоны скважины, составьте план обработки. Данные приведены в таблице №3.2 (нормы добавок веществ в рабочий кислотный раствор задает преподаватель)



Таблица 3.2 – Исходные данные к задаче 2

Наименование исходных данных	Варианты							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Глубина скважины Н, м	1500	1540	1580	1620	1660	1700	1740	1780
Эффективная мощность пласта h, м	10	12	14	16	18	20	10	12
Тип и состав породы продуктивного пласта	Плотные Трещиноватые известняки					Трещиновато-кавернозные известняки		
Проницаемость пород k, мм <sup>2</sup>	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45
Пластовое давление Р <sub>пл</sub> , МПа	14,0	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	14,0
Внутренний диаметр скважины D <sub>д</sub> , м	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
Диаметр НКТ d, мм	60	73	60	73	60	73	60	73
Температура пласта Т <sub>пл</sub> , °С	30	40	30	40	30	40	30	40
Диаметр водовода d <sub>об</sub> , мм	60	60	60	60	60	60	60	60
Длина водовода ℓ <sub>об</sub> , м	30	30	30	30	30	30	30	30

Наименование исходных данных	Варианты							
	9	10	11	12	13	14	15	
Глубина скважины Н, м	1820	1860	1900	1940	1980	2000	2040	
Эффективная мощность пласта h, м	14	16	18	20	10	12	14	
Тип и состав породы продуктивного пласта	Трещиновато-кавернозные известняки		Доломитизированные песчаники					
Проницаемость пород k, мм <sup>2</sup>	0,5	0,1	0,2	0,3	0,4	0,45	0,5	
Пластовое давление Р <sub>пл</sub> , МПа	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	17,5	
Внутренний диаметр скважины D <sub>д</sub> , м	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	
Диаметр НКТ d, мм	60	73	60	73	60	73	60	
Температура пласта Т <sub>пл</sub> , °С	30	40	30	40	30	40	30	
Диаметр водовода d <sub>об</sub> , мм	60	60	60	60	60	60	60	
Длина водовода ℓ <sub>об</sub> , м	30	30	30	30	30	30	30	

### Задача 3

Определите дебит горизонтальной скважины по методике Джоши. Исходные данные для всех вариантов  $k=250$  мД;  $b_n=1,100r_c=0,1$ м.

Таблица 3.3 – Исходные данные к задаче 3

L, м;	h, м;	k, мД;	$\mu_n$ , Па·с;	$\Delta P$ , МПа	Rk, м;
311	12,8	250	5,66	2,3	400
350	10,6	350	4	2,7	430
400	11,3	150	2,66	2,9	480
450	4,9	55	6,12	2,1	530
500	14	121	1,8	2,4	580
550	12,1	80	2,4	2,5	630
600	10,5	37	3,1	3,3	680
650	7,8	86	3,8	3,4	730
700	8,4	12	2,2	1,7	780
750	5	35	1,8	1,3	830
800	6	86	1,5	2,7	880
850	7,3	53	3,0	1,9	930
900	17,1	87	4,5	3,1	980
950	22,6	38	5,1	3,3	1030
1000	17	41	8,24	2,5	1080

### Задача 4

Определите: скорость движения жидкости в колонне гибких труб; Скорость движения жидкости в затрубном пространстве; установившаяся скорость оседания  $v_y$  сферических твердых частиц малого размера; определите достаточна ли скорость восходящего потока жидкости для обеспечения подъема песка при условии что скважина вертикальная.

Таблица 3.4 – Исходные данные самостоятельного решения к задаче 4

Параметр	Индекс	варианты		
		1	2	3
Внутренний диаметр гибкой трубы	$d_e$	0,0321	0,0321	0,0321
Наружный диаметр гибкой трубы	$D_e$	0,0381	0,0381	0,0381
Внутренний диаметр НКТ 73×5,5	$d_{НКТ}$	0,062	0,062	0,062
Подача жидкости	$Q$	0,005	0,006	0,0043
Число Рейнольдса	$Re$	-	-	-

Вязкость жидкости	$\mu \cdot 10^{-3}$	15	17	12
Диаметр частиц	$D_{\text{ч}}$	0,0015	0,0012	0,0019
Плотность твердых частиц	$\rho_{\text{ч}}$	2350	2100	1950

Параметр	Индекс	варианты		
		4	5	6
Внутренний диаметр гибкой трубы	$d_2$	0,0321	0,0321	0,0321
Наружный диаметр гибкой трубы	$D_2$	0,0381	0,0381	0,0381
Внутренний диаметр НКТ 73×5,5	$d_{\text{НКТ}}$	0,062	0,062	0,062
Подача жидкости	$Q$	0,0053	0,0062	0,0048
Число Рейнольдса	$Re$	-	-	-
Вязкость жидкости	$\mu \cdot 10^{-3}$	11	10	13
Диаметр частиц	$D_{\text{ч}}$	0,001	0,0022	0,0013
Плотность твердых частиц	$\rho_{\text{ч}}$	1750	1800	1950

Параметр	Индекс	варианты			
		7	8	9	10
Внутренний диаметр гибкой трубы	$d_2$	0,0321	0,0321	0,0321	0,0321
Наружный диаметр гибкой трубы	$D_2$	0,0381	0,0381	0,0381	0,0381
Внутренний диаметр НКТ 73×5,5	$d_{\text{НКТ}}$	0,062	0,062	0,062	0,062
Подача жидкости	$Q$	0,0053	0,0062	0,0048	0,0036
Число Рейнольдса	$Re$	-	-	-	-
Вязкость жидкости	$\mu \cdot 10^{-3}$	11	10	13	16
Диаметр частиц	$D_{\text{ч}}$	0,001	0,0022	0,0013	0,0016
Плотность твердых частиц	$\rho_{\text{ч}}$	1940	1870	1850	2230

**Критерии оценки:**

за каждую верно решенную задачу – 10 баллов;

за неправильно решенную задачу – 0 баллов.

Максимальное количество баллов – 40.

**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)**

Кафедра Транспорта и технологий нефтегазового комплекса

**Вопросы для итоговой аттестации (экзамен)**

1. Интенсификация притока жидкости к забою скважины.
2. Механизм снижения проницаемости ПЗП.
3. Классификация методов увеличения продуктивности
4. Способы определения продуктивности скважин
5. Оценка состояния ПЗП и выбор метода воздействия.
6. Классификация методов воздействия на ПЗП.
7. Химические методы воздействия на ПЗП - простые СКО.
8. Химические методы воздействия на ПЗП - СКО под давлением.
9. Химические методы воздействия на ПЗП - глинокислотные обработки (ГКО).
10. Химические методы воздействия на ПЗП - пенокислотные обработки.
11. Химические методы воздействия на ПЗП - термокислотные и термохимические. обработки.
12. Химические методы воздействия на ПЗП - обработки нефтекислотными эмульсиями.
13. Химические методы воздействия на ПЗП - ацетоно- кислотные обработки.
14. Химические методы воздействия на ПЗП - обработки уксусной кислотой.
15. Химические методы воздействия на ПЗП - обработки серной кислотой.
16. Химические методы воздействия на ПЗП - обработки кремнийфтористооводородной кислотой.
17. Химические методы воздействия на ПЗП - обработки сульфатной кислотой.
18. Гидравлический разрыв пласта - сущность метода ГРП.
19. Гидравлический разрыв пласта - оборудование применяемое при ГРП.
20. Гидравлический разрыв пласта - жидкости и материалы для ГРП.
21. Гидравлический разрыв пласта - технология ГРП.
22. Гидравлический разрыв пласта - подбор скважин для ГРП.
23. Гидровибровоздействие на ПЗП - применяемое оборудование.
24. Гидровибровоздействие на ПЗП - технология воздействия.
25. Гидровибровоздействие на ПЗП - область применения гидровибровоздействия.
26. Физические методы воздействия на ПЗП - акустическое воздействие на ПЗП.
27. Физические методы воздействия на ПЗП - применяемая технология.
28. Физико- химические методы воздействия на ПЗП - типы применяемых ПАВ.
29. Физико- химические методы воздействия на ПЗП - технология обработки растворами ПАВ.
30. Тепловые методы воздействия ПЭП - паротепловые обработки.
31. Тепловые методы воздействия ПЭП - обработки горячей нефтью, горячей водой.

32. Тепловые методы воздействия ПЭП – электропрогрев.
33. Тепловые методы воздействия ПЭП - область применения тепловых методов.
34. Комбинированные методы воздействия на ПЗП.
35. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи (классификация методов).
36. Физико- химические методы повышения нефтеотдачи.
37. Критерии выбора скважин-кандидатов для зарезки бокового ствола
38. Расчет дебита одиночной горизонтальной скважины
39. Расчет дебитов группы скважин с боковым стволом
40. Определение эффективности методов увеличения продуктивности
41. Состав рабочего кислотного раствора для обработки призабойных зон скважин
42. Охрана труда и техника безопасности на кустовых площадках при реализации методов направленных на увеличение продуктивности скважин.

**Критерии оценки:**

При оценке знаний обучающиеся устно отвечают на 2 вопроса из выше представленного списка, за каждый правильный ответ – 50 баллов.

Максимальное количество баллов – 100.