

**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>Оборудование для капитального ремонта газовых скважин</b>
направление подготовки: направленность:	<b>21.03.01 Нефтегазовое дело 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. и требованиями ОПОП ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ к результатам освоения дисциплины Оборудование для капитального ремонта газовых скважин.

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:

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-2</b> Способность проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.	<b>ПКС-2.2</b> Выполняет анализ принципов организации и технологии ремонтных работ, методов монтажа, регулировки и наладки оборудования.	Знать (З1): принципы организации и технологии ремонтных работ, методы монтажа, регулировки и наладки оборудования. Уметь (У1): анализировать и систематизировать информацию по организации и технологиям ремонтных работ, методов монтажа, регулировки и наладки оборудования. Владеть (В1): навыками эксплуатации, обслуживания и ремонта технологического оборудования, машин и механизмов, используемых при сооружении, ремонте и реконструкции объектов добычи, транспорта, хранения и распределения нефти, нефтепродуктов и газа на суше и море.	
	<b>ПКС-2.3</b> Анализирует параметры работы технологического оборудования.	Знать (З2): назначение, правила эксплуатации и ремонта нефтегазового оборудования. Уметь (У2): анализировать параметры работы технологического оборудования при выполнении работ по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования. Владеть (В2): навыками обработки данных параметров работы технологического оборудования.	
	<b>ПКС-3</b> Способность выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.	<b>ПКС-3.1</b> Использует правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нестандартных и аварийных ситуаций.	Знать (З3): основные требования техники безопасности при проведении гидродинамических исследований; основные нормативно – технические документы регламентирующие экологические, производственные и другие ограничения при исследовании скважин и пластов.
			Уметь (У3): подготавливать устьевое и глубинное оборудование для проведения исследований. Владеть (В3): современными технологиями исследования скважин и пластов в различных геолого-технологических условиях.
	<b>ПКС-3.3</b> Осуществляет технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования.	Знать (З4): особенности применения отечественных и импортных глубинных приборов. Уметь (У4): использовать полученные результаты проведенных исследований для контроля за процессом разработки газовых месторождений. Владеть (В4): навыками работы в программных комплексах по интерпретации исследований скважин и пластов.	

## 2. Формы аттестации по дисциплине

2.1. Форма аттестации: экзамен.

2.2. Формы текущей аттестации:

Таблица 2.1

№ п/п	Форма обучения
	ОЗФО
1	Устный или письменный опрос.
2	Тестирование.
3	Коллоквиум.
4	Практические занятия.

### 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	Итоговая аттестация
1	1	Классификация работ при ТРС и КРС. Показатели, характеризующие эффективность ремонтных работ.	ПКС-2.2 ПКС-2.3 ПКС-3.1 ПКС-3.3	устный или письменный опрос, тестирование, коллоквиум.	Устный экзамен.
2	2	Оборудование, применяемое при ремонтных работах в скважинах (наземные сооружения, агрегаты, оборудование и инструмент).	ПКС-2.2 ПКС-2.3 ПКС-3.1 ПКС-3.3	устный или письменный опрос, тестирование, коллоквиум.	Устный экзамен.
3	3	Подготовка скважин к капитальному ремонту. Исследование и обследование скважин (оценка технического состояния скважины, испытание колонны на герметичность, гидродинамические и геофизические исследования).	ПКС-2.2 ПКС-2.3 ПКС-3.1 ПКС-3.3	устный или письменный опрос, тестирование, коллоквиум.	Устный экзамен.
4	4	Ремонтно-исправительные работы. Устранение не герметичности эксплуатационной колонны (тампонированием, установкой пластыря, спуском дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра, частичной сменой эксплуатационной колонны).	ПКС-2.2 ПКС-2.3 ПКС-3.1 ПКС-3.3	устный или письменный опрос, тестирование, коллоквиум.	Устный экзамен..
5	5	Особенности ремонтных работ в горизонтальных скважинах.	ПКС-2.2 ПКС-2.3 ПКС-3.1 ПКС-3.3	устный или письменный опрос, тестирование, коллоквиум.	Устный экзамен.
6	6	Технологии капитального ремонта скважин с использованием колонны гибких труб и оборудование для их реализации.	ПКС-2.2 ПКС-2.3 ПКС-3.1 ПКС-3.3	устный или письменный опрос, тестирование, коллоквиум.	Устный экзамен.
7	7	Особенности эксплуатации и ремонта скважин при добыче газа на шельфе (техника и технология подземного и капитального ремонта морских скважин).	ПКС-2.2 ПКС-2.3 ПКС-3.1 ПКС-3.3	устный или письменный опрос, тестирование, коллоквиум.	Устный экзамен.
8	8	Борьба с осложнениями при эксплуатации морских скважин.	ПКС-2.2 ПКС-2.3 ПКС-3.1 ПКС-3.3	устный или письменный опрос, тестирование, коллоквиум.	Устный экзамен.

#### **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:

- комплект тем коллоквиума к текущей аттестации – 23шт. (Приложение 1);
- комплект тестов к аттестации – 39 шт. (Приложение 2);
- темы самостоятельных занятий - 5 вариантов (Приложение 3);

4.3. Фонд оценочных средств для промежуточной аттестации включает:

- комплект вопросов к экзамену для промежуточной аттестации по дисциплине – 69 шт., размещены в Приложении 5.

**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  
Темы коллоквиума**

1. Современные технологии перфорации нефтяных и газовых скважин.
2. Освоение и ремонт скважин с помощью колонны гибких насосно-компрессорных труб.
3. Технологии безгидратной эксплуатации газоконденсатных скважин.
4. Анализ промыслового опыта освоения и эксплуатации нефтяных скважин с помощью насосно-эжекторных установок «Тандем».
5. Особенности эксплуатации механизированных скважин в условиях повышенного газового фактора. Мероприятия по борьбе с вредным влиянием газа на работу насосов.
6. Технологии ремонтно-изоляционных работ по ограничению водопритока в нефтяных скважинах.
7. Особенности применения механизированных способов добычи нефти для горизонтальных скважин.
8. Современные технологии соляно-кислотных обработок призабойных зон добывающих скважин.
9. Приборы и аппараты, применяемые при исследовании скважин, эксплуатируемых фонтанным и механизированным способами. Глубинные манометры, термометры и расходомеры.
10. Периодическая эксплуатация газлифтных скважин. Плунжерный и внутрискважинный газлифт.
11. Специальные конструкции штанговых глубинных насосов для эксплуатации пескопроявляющих скважин и откачки высоковязкой нефти.
12. Эксплуатация наклонно-направленных скважин с помощью УЭЦН. Влияние кривизны ствола скважины на показатели работы УЭЦН.
13. Обслуживание скважин, оборудованных УЭЦН. Правила безопасной эксплуатации УЭЦН.
14. Пути повышения межремонтного периода работы скважин, эксплуатируемых установками электровинтовых насосов.
15. Конструкция, характеристики и использование установок электродиафрагменных насосов для эксплуатации малodeбитных скважин, склонных к пескопроявлению.
16. Скважинные струйные насосные установки для добычи нефти. Технологические схемы размещения подземного и наземного оборудования.
17. Динамометрирование и эхометрия скважин, оборудованных УШГН. Расшифровка динамограмм штанговых насосов.
18. Поверхностное оборудование гидропоршневых насосных установок. Требования к подготовке рабочей жидкости. Контроль и регулирование режима работы УГПН.

19. Технические средства и технологии, применяемые при борьбе с отложениями парафина и солей в скважинах и выкидных линиях.
20. Современные технологии добычи нефти с помощью ЭЦН при спуске его ниже интервала перфорации.
21. Сравнительный анализ различных отечественных и зарубежных программных комплексов, используемых на нефтяных предприятиях для расчета и подбора УЭЦН к скважине.
22. Техника и технология тепловых обработок забоев скважин.
23. Основные способы борьбы с заколонными перетоками жидкости и газа в эксплуатационных скважинах.
24. Оценка влияния режимных и технологических параметров на эффективность работы фонда механизированных скважин методами множественного корреляционного и регрессионного анализа на примере М-го месторождения.
25. Выбор технологии и параметров гидравлического разрыва пласта в зависимости от геолого-физических характеристик объекта воздействия.
26. Использование установок плунжерного лифта для подъема жидкости их малодебитных скважин.
27. Анализ эффективности эксплуатации фонда скважин, оборудованных установками погружных электроцентробежных насосов, на примере N-ого нефтяного месторождения с использованием технологических режимов цеха добычи нефти и газа.

**Критерии оценки:**

	ответ полный	ответ неполный	ответ отсутствует
Работа на коллоквиуме			
	10	1-3	0
Итого:	10	1-6	0

**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

**Тестовые задания**

- 1. Наиболее распространенный метод физико-химического воздействия на ПЗС?**
  - 1) Кислотная обработка.
  - 2) Щелочная обработка.
  - 3) Обработка нефтью.
  - 4) Обработка ПАВ.
- 2. Наиболее распространенный метод механического (гидрогазодинамического) воздействия на ПЗС с целью интенсификации притока или приемистости скважин?**
  - 1) гидropескоструйная перфорация.
  - 2) кумулятивная перфорация.
  - 3) гидравлический разрыв пласта.
  - 4) торпедная перфорация.
- 3. Целесообразность проведения тепловой обработки ПЗС.**
  - 1) при отложении солей в ПЗС.
  - 2) при отложении твердых или очень вязких углеводородов.
  - 3) при отложении парафинов, смол, асфальтенов.
  - 4) при образовании песчаной пробки.
- 4. Гидродинамические методы исследования предназначены для получения информации об объекте разработки, об условиях и интенсивности притока нефти, воды и газа в скважину.**

Гидродинамические методы исследования подразделяются на:

  - 1) термобарические, термохимические;
  - 2) гидравлические, газодинамические;
  - 3) исследования при установившихся и не установившихся режимах фильтрации;
  - 4) исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации.
- 5. Цель гидродинамического исследования скважин при установившихся режимах фильтрации?**
  - 1) определение забойного давления;
  - 2) определение зависимости дебита скважины от перепада давления;
  - 3) оценка фильтрационных показателей пласта;
  - 4) построение индикаторной кривой, т.е. зависимости дебита скважины от депрессии.
- 6. Основная задача дебитометрических исследований заключается:**
  - 1) в определении дебита скважины;
  - 2) в определении расхода воды в нагнетательных скважинах;
  - 3) в получении информации о распределении по интервалам интенсивности притока и скважинного перетока;
  - 4) в определении приемистости отдельных пропластков.
- 7. Гидропрослушивание заключается в изучении особенностей распространения:**



- 1) пористости пласта;
- 2) проницаемости пласта;
- 3) упругого импульса (возмущения) в пласте между различными скважинами;
- 4) упругого водонапорного режима.

**8. Существуют три основных способа добычи нефти:**

- 1) шахтный способ добычи;
- 2) способ подземной выработки;
- 3) насосный, газлифтный и фонтанный;
- 4) фонтанный, газлифтный и насосный способ добычи нефти.

**9. Фонтанная эксплуатация скважин это явление подъема жидкости с забоя на поверхность за счет:**

- 1) кинетической энергии;
- 2) механической энергии;
- 3) пластовой энергии;
- 4) потенциальной энергии за счет напора краевых и подошвенных

**10. Оборудование любой скважины, в том числе фонтанной должно обеспечивать отбор продукции в заданном режиме и возможность проведения необходимых технологических операций с учетом охраны недр, окружающей среды и предотвращения аварийных ситуаций. Оно подразделяется на наземное (устьевое) и скважинное (подземное)**

**к наземным относится:**

- 1) трубы, насосы;
- 2) насосы, электрооборудование;
- 3) фонтанная арматура и манифольд;
- 4) трубная головка, колонная головка.

**к подземным относится:**

- 1) техническая колонна;
- 2) эксплуатационная колонна;
- 3) насосно-компрессорные трубы (НКТ);
- 4) компрессорные трубы.

**11. Существует несколько осложнений, которые проявляются на значительном количестве разрабатываемых месторождений. К числу таких осложнений относятся:**

- 1) образование гидратов, смол, грифонов;
- 2) отложения в подъемном оборудовании или выкидных линиях асфальтенов, смол, парафинов, образование песчаных пробок, отложения солей, пульсация в работе фонтанной скважины, открытое нерегулируемое фонтанирование;
- 3) уход глинистого раствора, обрыв штанг, полет насосов, отказ электрооборудования;
- 4) отложение АСП, образование песчаных пробок на забое и в стволе скважины.

**12. Конструкция газлифтных подъемников создается:**

- 1) однорядными лифтами;
- 2) двумя рядами концентрично расположенных труб;
- 3) тремя рядами концентрично расположенных труб;
- 4) четырьмя рядами концентрично расположенных труб.

**13. В настоящее время на практике используют следующие методы снижения пусковых давлений:**

- 1) гидроразрыв пласта;
- 2) кислотная обработка;
- 3) метод задавки жидкости в пласт, метод свабиования, метод пусковых отверстий, глубинные газлифтные клапаны;
- 4) тепловая обработка призабойной зоны.

**14. Оборудование устья газлифтных скважин аналогично оборудованию:**

- 1) штанговых насосных скважин;

- 2) погружной центробежной насосной установки;
- 3) фонтанных скважин;
- 4) устанавливается упрощенная фонтанная арматура.

**15. Штанговая насосная установка состоит из:**

- 1) наземного оборудования;
- 2) подземного оборудования;
- 3) наземного и подземного оборудования;
- 4) внутрискважинного оборудования.

**16. Оборудование штанговых насосных установок состоит из:**

- 1) штанговых скважинных насосов, штанг;
- 2) штанговых скважинных насосов, насосных труб;
- 3) штанговых скважинных насосов, штанг, насосных труб, штанговращателя, станка-качалки;
- 4) станка-качалки, штанговых скважинных насосов, штанг, насосных труб.

**17. Действительная подача насоса  $Q_d$  меньше теоретической  $Q_t$ . Отношение  $Q_d$  к  $Q_t$  называют коэффициентом подачи насоса. Коэффициент подачи глубинного штангового насоса. Считается, нормальным, если. Что влияет на коэффициент подачи ШСН?**

- 1) парафин, смолы;
- 2) солеотложения, асфальтены;
- 3) свободный ход, уменьшение полезного хода плунжера;
- 4) утечка жидкости в клапанах и между цилиндром и плунжером, свободный газ, усадка жидкости, механические примеси и т.д.

**18. Исследование штанговой насосной установки необходимо для изучения:**

- 1) работы насосной установки;
- 2) работы устьевого оборудования;
- 3) характера изменения коэффициента подачи насоса;
- 4) притока и построения индикаторной кривой, а также для изучения работы самого насоса и выявления причин низкого коэффициента подачи.

**19. Область применения ЭЦН - высокодебитные обводненные глубокие и наклонные скважины. УЭЦН состоит из погружного агрегата, оборудования устья, электрооборудования и НКТ. В зависимости от количества агрессивных компонентов, содержащихся в откачиваемой жидкости, насосы установок имеют исполнение:**

- 1) простые, сложные, многоступенчатые;
- 2) высоконапорные, низконапорные, средненапорные, гидрозашитенные;
- 3) высокого давления, среднего давления, низкого давления;
- 4) обычной и повышенной коррозионно-износостойкости.

**20. При добыче нефти часто приходится встречаться с проблемой эксплуатации нескольких нефтенасыщенных горизонтов, имеющих различные характеристики (пластовое давление, проницаемость, пористость, давление насыщения и т.д.). Раздельно эксплуатировать два пласта в зависимости от условий притока жидкости в скважину можно следующими способами:**

- 1) оба пласта фонтанным способом;
- 2) один пласт фонтанным, другой механическим способом;
- 3) шахтным способом;
- 4) открытой выработкой

**21. Основными видами осложнений при эксплуатации скважин являются:**

- 1) изменение дебита, падение давления, прекращение подачи нефти, отказ подземного и наземного оборудования, утечка в насосной установке;
- 2) появление воды, вынос песка, образование эмульсии, выход из строя клапанов насоса, утечка в насосной установке;

3) обводнение скважины, образование гидратов, песчаных пробок, отложение солей, парафинов, смол, асфальтенов;

4) аварийное фонтанирование, преждевременное обводнение, образование песчаных пробок, гидратов и АСПО.

**22. Относительная длительность работы скважины оценивается коэффициентом эксплуатации  $K_z$ , который представляет собой:**

1) отношение количества добытой нефти к определенной дате эксплуатации к первоначальным запасам;

2) отношение суммарного времени работы данной скважины  $T_i$  в сутках к общему календарному времени  $T_{k_i}$ .

3) отношение отработанных скважино-дней к календарному времени;

4) отношение суммарного времени работы всех скважин, имевших различную длитель-

ность работы к общему календарному времени.

**23. Важным показателем работы скважины также является межремонтный период (МРП). По отношению к отдельной скважине и группе скважин МРП определяется как:**

1) отношение суммарного времени работы данной скважины к общему календарному времени;

2) средняя продолжительность непрерывной работы скважины (в сутках) между двумя ремонтами;

3) отношение суммы продолжительностей работы скважин к сумме числа ремонтов по каждой  $i$  - скважине;

4) отношение отработанного времени к календарному.

**24. К текущему ремонту относятся следующие работы:**

1) термическая обработка, гидравлический разрыв, забуривание второго ствола, изоляция пластовых вод;

2) солянокислотная обработка, ликвидация сложных аварий, работы по вскрытию пласта, освоение скважины;

3) планово-предупредительный ремонт, ревизия подземного оборудования, замена скважинного насоса, штанг, смена способа эксплуатации;

4) изменение глубины подвески насоса, подъем скважинного оборудования, замена НКТ, смена способа эксплуатации, замена скважинного насоса.

**25. К капитальному ремонту относятся работы:**

1) очистка НКТ от парафина и солей, замена скважинного насоса, изменение глубины подвески;

2) исправление нарушений в обсадных колоннах, изоляция пластовых вод, забуривание второго ствола, установка временных колонн;

3) работы по вскрытию пласта и освоение скважины, гидравлический разрыв пласта, солянокислотные обработки скважин;

4) замена НКТ и штанг, смена способа эксплуатации, подъем скважинного оборудования.

**26. Скважины, дальнейшее использование которых признано нецелесообразным ликвидируются. Причиной ликвидации может быть:**

1) прекращение подачи насоса, появление воды, образование песчаных пробок;

2) сложная авария, полное отсутствие нефтенасыщенности вскрытых данной скважиной горизонтов;

3) полное обводнение скважины законтурной водой и отсутствие в ее разрезе объектов для возврата;

4) нахождение скважины в районе предполагаемой застройки жилых массивов, сооружения водохранилища или стихийное бедствие (землетрясение, оползни).

**27. Для борьбы с преждевременным обводнением пластов и скважин применяются:**

- 1) форсированный отбор жидкости;
- 2) оптимизация технологических режимов работы;
- 3) осуществление изоляционных работ;
- 4) регулирование процесса разработки.

**28. Борьба с образованием песчаных пробок - одна из старейших проблем нефтяной промышленности. Методы предотвращения поступления песка в скважину.**

- 1) уменьшение дебита скважины;
- 2) крепление пород призабойной зоны;
- 3) спуск в скважину гравийных фильтров;
- 4) оптимизация работы скважины, использование специальных "хвостовиков".

**29. Методы ликвидации песчаных пробок**

- 1) создание высоких депрессий;
- 2) чистка песчаной пробки желонкой;
- 3) применение гидробура;
- 4) прямая, обратная и комбинированная промывка скважины.

**30. Вдоль пути движения нефти уменьшаются температура и давление, выделяется газ, поток охлаждается, снижается растворяющая способность нефти, выделяются твердый парафин, асфальтены и смолы. Предотвращение выпадения парафина в НКТ.**

- 1) промывка горячей нефтью;
- 2) применение ингибиторов парафиноотложений;
- 3) применение гладкостеновых труб, обработанных специальными гидрофобными реагентами;
- 4) применение тепловых прогревов колонн НКТ;

**31. В настоящее время какие имеются методы и средства для ликвидации осложнений в работе скважин, связанные с отложениями асфальто-смолистых и парафиновых веществ?**

- 1) применение различных спиртов;
- 2) применение соляной кислоты;
- 3) использование различных скребков;
- 4) тепловые и химические методы.

**32. Основные причины отложения солей**

- 1) выпадение солей из закачиваемой воды (ППД)4
- 2) отложение солей из нефтепродуктов;
- 3) несовместимость пластовой воды с закачиваемой водой;
- 4) перенасыщенность вод неорганическими солями.

**33. Особенности эксплуатации газового месторождения обусловлены:**

- 1) отличием свойств газа от соответствующих свойств нефти;
- 2) неразрывной связью системы пласт-скважина-трубопровод;
- 3) числом и порядком ввода скважин в эксплуатацию;
- 4) системой проектирования газовых месторождений.

**34. Технологический режим эксплуатации газовых скважин - это:**

- 1) условия движения газа в пласте, характеризуемые значениями дебита и забойного давления;
- 2) определенные условия движения газа в призабойной зоне и по стволу скважины, характеризуемые значениями дебита и забойного давления, определяемые некоторыми естественными ограничениями;
- 3) условия движения газа в газопроводе характеризуемые значениями давления;
- 4) условия движения газа в стволе скважины, характеризуемые депрессией на пласт.

**35. Условия, влияющие на ограничения дебита газовых скважин можно подразделить на следующие группы:**

- 1) гидродинамические условия, термодинамические условия;
- 2) геологические, технологические, технические, экономические условия;
- 3) гидрогеологические, физико-химические, термобарические условия;
- 4) геологические, литологические, тектонические условия.

**36. Природный газ, насыщенный парами воды, при определенных условиях способен образовывать твердые соединения с водой - гидраты. Что такое гидраты?**

- 1) жидкое вещество;
- 2) твердое вещество;
- 3) газообразное вещество;
- 4) кристаллическое вещество, похожее на снег.

**На практике для борьбы с гидратообразованием широко применяются:**

- 1) горячая нефть;
- 2) сухой газ;
- 3) метанол с хлористым кальцием;
- 4) гликоль.

**37. Газоконденсатными являются залежи, при эксплуатации которых добывается:**

- 1) нефть и газ;
- 2) газолин;
- 3) сжиженный газ;
- 4) газ и конденсат.

**38. Исследование газоконденсатных систем проводится с целью:**

- 1) определение дебита газоконденсатной системы;
- 2) определение пластовых давлений и температур;
- 3) определение фазового состояния газоконденсатных систем, пластовых потерь конденсата;
- 4) определение содержания конденсата в пластовом газе, фазового состояния, коэффициента извлечения, пластовых потерь конденсата.

**39. Сепараторы предназначены для отделения жидкой и твердой фаз из смеси, поступающей из скважины. Сепараторы разделяют по принципу работы на:**

- 1) водостойкие, нефтестойкие, высоконапорные, низконапорные;
- 2) жидкостные, газовые, эмульсионные;
- 3) гравитационные, циклонные, инерционные;
- 4) вертикальные, горизонтальные, сферические, циклонные, пленочные.

**Критерии оценки:**

за каждый правильный ответ – 1 балл;

за неправильный ответ – 0 баллов.

**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  
**Самостоятельная работа**

**Самостоятельная работа №1.**

«Изучение теоретического материала тем и подготовка ответов на контрольные вопросы к практическим заданиям».

1. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин в геологически осложненных условиях.
2. Современные технологии перфорации нефтяных и газовых скважин.
3. Оборудование для добычи нефти с высоким содержанием свободного газа и опыт его эксплуатации.
4. Освоение и ремонт скважин с помощью колонны гибких насосно-компрессорных труб.
5. Удаление песчаных пробок. Борьба с песком при эксплуатации скважин УСШН.
6. Технологии безгидратной эксплуатации газоконденсатных скважин.
7. Анализ промыслового опыта освоения и эксплуатации нефтяных скважин с помощью насосно-эжекторных установок «Тандем».

**Самостоятельная работа №2.**

«Оформление практических работ и подготовка к защите по предложенным темам».

1. Общая характеристика способов добычи нефти. Перспективы развития способов добычи нефти.
2. Классификация и типизация условий эксплуатации скважин в ОАО «Татнефть». Классификация скважин и типизация условий эксплуатации скважин по промысловым данным.
3. Основные принципы и последовательность гидравлического расчёта движения газожидкостной смеси в скважине.
4. Предварительный выбор способа эксплуатации скважин на основе обобщённых параметров.
5. Общая схема ШСНУ. Состав и устройство.

**Самостоятельная работа №3.**

«Использование видеозаписей, компьютерной техники и интернета при подготовке презентаций по темам».

1. Основные типы насосов по стандарту АНИ. Выбор диаметра скважинного насоса. Выбор типа насоса. Выбор колонны НКТ.
2. Выбор конструкции штанговой колонны. Расчёт нагрузок, действующих на штанговую колонну.
3. Основные элементы подземного оборудования и их назначение при эксплуатации скважин штанговыми насосами.
4. Подача штангового насоса и коэффициент подачи. Характеристика факторов, снижающих подачу ШСН. Нагрузки, действующие на штанги и их влияние на ход плунжера.
5. Оборудование штанговых насосных скважин. Насосные штанги. Штанговые насосы.
6. Станки - качалки. Основные принципы проектирования ШСНУ.

7. Исследование скважин, оборудованных ШГН. Теоретическая динамограмма.

#### **Самостоятельная работа №4.**

«Оформление результатов практических занятий по заданным критериям и подготовка к защите по контрольным вопросам».

1. Основные принципы расшифровки практических динамограмм.
2. Определение максимальных и минимальных нагрузок, действующих на колонну штанг. Принципы уравнивания СК.
3. Теоретическая подача ШСНУ. Коэффициент подачи. Постоянные и переменные факторы, влияющие на коэффициент подачи.
4. Основные элементы ЦП. Область применения.
5. Эксплуатация скважин погружными центробежными электронасосами. Общая схема установки, ее элементы и их назначение.
6. Рабочие характеристики ПЭЦН.
7. Согласование напорной характеристики скважины с характеристикой ЭЦН. Подбор оборудования для эксплуатации конкретных скважин.
8. Влияние газа на рабочие характеристики ПЦЭН. Влияние вязкости жидкости на рабочие характеристики ПЦЭН.

#### **Самостоятельная работа №5.**

«Разработка и представление в электронном виде доклада – презентации по темам».

1. Причины и условия образования эмульсий. Типы эмульсий.
2. Артезианское фонтанирование. Фонтанирование за счет энергии газа. Условие фонтанирования.
3. Эксплуатация скважин в осложнённых условиях.
4. Газлифтная эксплуатация скважин. Общие принципы газлифтной эксплуатации. Преимущества. Недостатки.
5. Классификация газлифтных скважин. Круговой газлифтный цикл группы скважин.
6. Конструкция газлифтных подъемников. Одно-, двух- и полуторарядный подъёмник.
7. Пуск газлифтной скважины в эксплуатацию. Расчёт пускового давления. Методы снижения пускового давления газлифтной скважины.





**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 вопросов к итоговой аттестации (экзамен)**

1. Насосы и их классификация и рабочие параметры насосов.
2. Достоинства и недостатки поршневых и центробежных насосов.
3. Компрессоры и их классификация, рабочие параметры компрессоров.
4. Трубы для обсадных колонн и их обозначения.
5. Назначение и конструкция колонных головок.
6. Приводы УСШН и их классификация.
7. Колонны НКТ и колонны штанг.
8. Подъёмники и агрегаты для подземного ремонта скважин.
9. Инструменты и приспособления для подземного ремонта скважин.
10. Оборудование для промывок скважин теплоносителями и схема расположения у устья скважины.
11. Оборудование для солоно-кислотных обработок скважин и схема расположения у устья скважины.
12. Оборудование для гидроразрыва пласта и схема расположения у устья скважины.
13. Типовая система сбора скважинной продукции.
14. Нефтепромысловые трубопроводы и их классификация.
15. Запорно-регулирующая арматура и их классификация .
16. Классификация засорений нефтепромысловых трубопроводов и способы борьбы.
17. Назначение и типы автоматизированных групповых замерных установок.
18. Основное оборудование дожимных насосных станций.
19. 2. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин
20. Уравнение притока жидкости к скважине.
21. Поверхностные явления при движении нефти, воды и газа в пористой среде.
22. Вскрытие нефтяных и газовых пластов.
23. Оборудование забоев скважины.
24. Оборудования ствола и устья скважины.
25. Освоение скважин.
26. Теоретические основы подъема газожидкостной смеси в скважине.
27. Системы разработки нефтяных месторождений с поддержание пластового давления.
28. Тепловые методы повышения нефтеотдачи пластов.
29. Оборудование фонтанных скважин.
30. Регулирование работы фонтанной скважины.
31. Неполладки при работе фонтанных скважин
32. Исследование фонтанных скважин и установление режима их работы.

33. Общая характеристика газлифтного способа добычи нефти.
34. Схема штанговой скважинной установки и основное оборудование.
35. Подача штанговой скважинной насосной установки и влияющие на нее факторы.
36. Определение нагрузки на штанги и станок-качалку.
37. Станки-качалки, насосы, насосные штанги и оборудование устья насосных скважин.
38. Исследование насосных скважин и динамометрирование скважинных насосных установок.
39. Борьба с вредным влиянием газа на работу штангового насоса.
40. Эксплуатация пескопроявляющих насосных скважин.
41. Эксплуатация насосных скважин при добыче высоковязких нефтей при наклонных и искривленных скважин.
42. Борьба с отложением парафина при УШГН
43. Периодическая эксплуатация малодебитных скважин штанговыми скважинными насосными установками.
44. Автоматизированный контроль и управление скважинами, оборудованными скважинными штанговыми насосными установками.
45. Обслуживание скважин оборудованных, штанговыми скважинными насосными установками.
46. Схема установки центробежного электронасоса.
47. Основные узлы установки центробежного электронасоса.
48. Исследование скважин, оборудованных установками центробежных электронасосов.
49. Обслуживание скважин, оборудованных установками центробежных электронасосов.
50. Бесштанговые насосы других типов.
51. Особенности конструкции и оборудования газовых скважин.
52. Осложнения при эксплуатации газовых скважин и мероприятия по их устранению.
53. Целесообразность применения раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважины.
54. Принципиальные схемы и оборудование для одновременно раздельной эксплуатации.
55. Химические методы воздействия на призабойную зону пласта.
56. Механические методы воздействия на призабойную зону пласта.
57. Тепловые методы воздействия на призабойную зону пласта.
58. Комплексное воздействие на призабойную зону пласта.
59. Обработка призабойной зоны пласта поверхностно-активными веществами.
60. Виды ремонта в скважинах.
61. Причины, приводящие к необходимости ремонта скважин, и характеристика ремонтных работ.
62. Состав и организация работ по текущему ремонту скважин.
63. Наземные сооружения и оборудование, используемое при текущем ремонте скважин.
64. Организация работ при проведении спуско-подъемных операций.
65. Ликвидация песчаных пробок в скважине.
66. Ловильные работы.
67. Исправление повреждений в обсадной колонне.
68. Изоляционные работы в скважине.
69. Ликвидация скважин.

**Критерии оценки:**

При оценке знаний обучающиеся получают билет с 30 вопросами из выше представленного списка, за каждый правильный ответ – 1 балл.

Максимальное количество баллов – 30.



