

**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:

**Основы проектирования разработки  
месторождений нефти**

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 «Основы проектирования разработки месторождений нефти».

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 Сбор и подготовка скважинной продукции.

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-4</b> Способность осуществлять оперативное сопровождение технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p><b>ПКС-4.1</b> Выбор технологических процессов в области нефтегазового дела для организации работы коллектива исполнителей</p>	Знать (З1): технологии нефтегазового производства
		Уметь (У1): осуществлять технологические процессы строительства, ремонта оборудования при добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции
		Владеть (В1): методами корректировки технологических процессов при добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции
	<p><b>ПКС-4.3</b> Выбор порядка выполнения работ по сопровождению технологических процессов</p>	Знать (З2): требования к надёжности, технические условия эксплуатации, объём и содержание обслуживания
		Уметь (У2): эксплуатировать и разрабатывать мероприятия по обслуживанию в соответствии с технологическим регламентом
		Владеть (В2): методиками для предоставления обработки данных для составления отчетной документации
<p><b>ПКС-5</b> Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p><b>ПКС-5.1</b> Выбор видов промысловой документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности</p>	Знать (З3): данные необходимые для выполнения проектных работ
		Уметь (У3): осуществлять сбор, обработку, анализ и систематизацию информации по области выполнения работ
		Владеть (В3): навыками работы с нормативной технической документацией с целью определения необходимых мероприятий по эксплуатации и обслуживанию технологического оборудования

## 2. Формы аттестации по дисциплине

2.1. Форма промежуточной аттестации: **зачет**.

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

2.2. Формы текущей аттестации:

Таблица 2.1

№ п/п	Форма обучения
	ОФО, ОЗФО
1	Тестирование
2	Эссе
3	Задачи
4	Вопросы для промежуточной аттестации (зачет) 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	Правила проектирования разработки месторождений углеводородного сырья	ПКС-4.1 ПКС-4.3 ПКС-5.1	Тестирование	Тестирование
2	2	Подсчет геологических запасов нефти и газа в залежах объемным методом	ПКС-4.1 ПКС-4.3 ПКС-5.1	Тестирование	Тестирование
3	3	Системы разработки нефтяных залежей	ПКС-4.1 ПКС-4.3 ПКС-5.1	Тестирование, Эссе	Тестирование, Эссе
4	4	Проектирование показателей разработки при различных режимах работы нефтяных залежей	ПКС-4.1 ПКС-4.3 ПКС-5.1	Задачи, Эссе	Задачи, Эссе
5	5	Определение количества скважин и расстояния между ними	ПКС-4.1 ПКС-4.3 ПКС-5.1	Задачи, Эссе	Задачи, Эссе
6	6	Расчет основных технологических показателей разработки нефтяной залежи	ПКС-4.1 ПКС-4.3 ПКС-5.1	Задачи, Эссе	Задачи, Эссе
7	7	Экономическая оценка вариантов разработки.	ПКС-4.1 ПКС-4.3 ПКС-5.1	Эссе	Эссе

#### **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 – 60 шт. (Приложение 1);
- перечень тем для эссе – 25 шт. (Приложение 2);
- комплект задач для третьей текущей аттестации (Приложение 3);

4.3. Фонд оценочных средств для итоговой аттестации включает:

Вопросы для промежуточной аттестации (зачет) по дисциплине – 30 шт., размещены в Приложении 4.

**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.** Верно ли, что при нормировании отбора нефти и газа из скважин, необходимо учитывать прочность эксплуатационной колонны?

*Ответы:*

- а) верно
- б) неверно

**2.** Оптимальным дебитом скважины называют дебит, обеспечиваемый при

- а) максимальной депрессии
- б) выполнении требований рациональной эксплуатации залежи и рационального использования эксплуатационного оборудования
- в) минимальной депрессии
- г) максимальной репрессии

**3.** Уравнение баланса давлений в фонтанной скважине записывается:

- а)  $E_{пл} + E_{ис} = E_{см} + E_{тр} + E_{м} + E_{ин}$
- б)  $P_{заб} - P_2 = P_{ст.ф} + \Delta P_{тр}$
- в)  $V_{см}(P_1 - P_2) = \Delta P_{см} \cdot V_{см} + \Delta P_{тр} \cdot V_{см} + \Delta P_{ин} \cdot V_{см}$
- г)  $\Delta P = P_{заб} - P_2$

**4.** Если фонтанирование скважины происходит только под действием гидростатического напора, то справедливо неравенство:

- а)  $P_{заб} > P_{нас} > P_y$
- б)  $P_{заб} < P_{нас}$
- в)  $P_y > P_{нас}$
- г)  $G_{эф} \geq R_{опт}$

**5.** Верно ли, что при нормировании отбора нефти и газа из скважин, необходимо учитывать наличие подошвенной воды?

- а) верно
- б) неверно

**6.** Потенциальным дебитом скважины называют дебит, обеспечиваемый при

- а) максимальной депрессии
- б) выполнении требований рациональной эксплуатации залежи и рационального использования эксплуатационного оборудования
- в) минимальной депрессии
- г) максимальной репрессии

**7.** Уравнение баланса энергии в работающей скважине записывается:

- а)  $P_{заб} - P_2 = P_{ст.ф} + \Delta P_{тр}$
- б)  $E_{пл} + E_{ис} = E_{см} + E_{тр} + E_{м} + E_{ин}$
- в)  $V_{см}(P_1 - P_2) = \Delta P_{см} \cdot V_{см} + \Delta P_{тр} \cdot V_{см} + \Delta P_{ин} \cdot V_{см}$
- г)  $\Delta P = P_{заб} - P_2$

**8.** Для фонтанных скважин 3 типа справедливо следующее неравенство:

- а)  $P_{заб} > P_{нас} > P_y$
- б)  $P_{заб} < P_{нас}$
- в)  $P_y > P_{нас}$
- г)  $P_{заб} \geq H_p g + \Delta P_{тр} + P_2$

**9.** Приводом штангового насоса является

- а) электродвигатель
- б) станок-качалка
- в) колонна насосных штанг
- г) редуктор

**10.** Уравновешивание станков-качалок проводят с целью

- а) Выравнивания нагрузки на электродвигатель
- б) предотвращения выхода из строя насоса
- в) повышения подачи ШСН
- г) выравнивание нагрузки на колонну штанг

**11.** Станок-качалку выбирают в зависимости от

- а) типа и диаметра штангового насоса
- б) производительности насоса и состава продукции скважины
- в) дебита скважины и глубины подвески насоса
- г) группы посадки насоса и глубины скважины

**12.** Устьева арматура предназначена для

- а) герметизации устья, подвески НКТ, направления потока в выкидную линию
- б) соединения колонны НКТ с выкидной линией
- в) направления сальникового штока в скважину
- г) герметизации сальникового штока

**13.** Коэффициент подачи штангового насоса при его нормальной работе равен

- а) 0-1
- б) 1
- в) 0,6-0,8
- г) 0,1- 0,5

**14.** Работу ШСНУ регулируют

- а) заменой штуцера другого диаметра
- б) изменением расхода рабочего агента
- в) изменением длины хода полированного штока или числа качаний
- г) изменением глубины подвески насоса

**15.** На подачу штангового насоса влияют

- а) длина хода полированного штока, частота качаний
- б) длина цилиндра, группа посадки насоса
- в) диаметр насоса, глубина подвески насоса



г) утечки жидкости, усадка, деформация штанг и труб, свободный газ

**16.** Длину хода сальникового штока изменяют

- а) заменой шкива на валу электродвигателя
- б) изменением места соединения кривошипа с шатуном
- в) изменением длины сальникового штока
- г) заменой редуктора

**17.** К методам борьбы с АСПО **не** относятся

- а) применение защитных покрытий труб
- б) применение тихоходных режимов откачки
- в) применение скребков-центраторов
- г) применение ингибиторов

**18.** Область применения ШСНУ

- а) преимущественно высокодебитные скважины
- б) преимущественно малодебитные скважины
- в) пескопроявляющие скважины
- г) при температуре откачиваемой жидкости не более 70°

**19.** Группа посадки штангового насоса выбирается в зависимости от

- а) Вязкости откачиваемой жидкости, содержания песка в продукции, обводненности продукции, температуры, глубины спуска насоса
- б) Грузоподъемности станка-качалки, типа штангового насоса
- в) режима откачки, мощности электродвигателя
- г) объема вредного пространства штангового насоса

**20.** Устьевой сальник предназначен для

- а) герметизации устья, подвески НКТ, направления потока в выкидную линию
- б) соединения колонны НКТ с выкидной линией
- в) направления сальникового штока в скважину
- г) герметизации сальникового штока

**21.** Для всех типов приводов наиболее предпочтительным является исполнение станка-качалки

- а) обычное
- б) тумбовое
- в) одноплечий балансир
- г) коррозионно – стойкое

**22.** Число качаний головки балансира изменяют

- а) заменой шкива на валу электродвигателя
- б) изменением места соединения кривошипа с шатуном
- в) изменением длины сальникового штока
- г) заменой редуктора

**23.** Подачей ШСНУ называют

- а) Объем газа, добываемого попутно с 1т нефти
- б) Количество, добываемой жидкости за единицу времени
- в) Объем цилиндра насоса
- г) Количество жидкости, поступающей в насос

**24.** С помощью динамометрирования можно определить

- а) интервал формирования АСПО
- б) параметры пласта
- в) нагрузки на штанги и неполадки в работе ШСНУ
- г) дебит и пластовое давление

**25.** На коэффициент наполнения штангового насоса влияют

- а) глубина подвески насоса, газовый фактор
- б) объем вредного пространства насоса, наличие свободного газа
- в) группа посадки насоса, состав продукции
- г) тип штангового насоса, режим работы ШСНУ

**26.** Для борьбы с водонефтяной эмульсией **не** применяются

- а) делитель фаз
- б) тихоходный режим откачки
- в) насосы с увеличенным всасывающим клапаном
- г) ингибиторы

**27.** В состав установки ЭЦНМ **не** входит

- а) сливной клапан
- б) протектор
- в) обратный клапан
- г) плунжер

**28.** Подобрать УЭЦН к условиям эксплуатации конкретной скважины значит

- а) подобрать насос, работающий без остановок для ПРС
- б) подобрать типоразмер насоса, обеспечивающий получение на поверхности заданного дебита при минимальных затратах
- в) подобрать типоразмер насоса, обеспечивающий максимальный отбор жидкости для данной скважины
- г) выбрать глубину спуска насоса, определить группу насоса и его диаметр

**29.** Под гидравлической характеристикой ЭЦН понимают

- а) зависимость между дебитом скважины и напором
- б) зависимость КПД установки от подачи насоса
- в) зависимость напора, развиваемого насосом от его подачи
- г) зависимость потребляемой мощности от подачи

**30.** Обратный клапан ЭЦН предназначен для

- а) предотвращения попадания пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя
- б) защиты насоса от износа
- в) предотвращения слива жидкости из НКТ обратно в скважину при остановках ЭЦН
- г) предотвращения срыва подачи насоса при наличии свободного газа на приеме

**31.** Критерии оптимизации работы скважины это

- а) высокий КПД установки, минимальные затраты на ремонт
- б) прирост добычи нефти и высокий МРП работы скважины
- в) минимальные затраты на ремонт, минимальные эксплуатационные расходы
- г) высокий дебит скважины и высокий КПД установки

**32.** Что **не** относится к преимуществам погружного винтового электронасоса?

- а) обеспечивает плавную непрерывную подачу жидкости без пульсации, с постоянным высоким кпд при широком диапазоне изменения давления

- б) обеспечивает стабильные параметры при добыче нефти с высоким газовым фактором и даже попадание свободного газа на прием насосу не приводит к срыву подачи
- в) отсутствие влияния температур на эффективность работы насоса
- г) предотвращает образование водонефтяной эмульсии

**33.** Погружной электродиафрагменный насос применяется в скважинах с дебитом

- а) 5-100 м<sup>3</sup>/сут
- б) 0,1-5 м<sup>3</sup>/сут
- в) 60-2000 м<sup>3</sup>/сут
- г) 4-16 м<sup>3</sup>/сут

**34.** В состав подземного оборудования электродиафрагменного насоса не входит

- а) кабель
- б) гидрозащита
- в) предохранительный клапан
- г) электродвигатель

**35.** В зависимости от циркуляции рабочей жидкости различают следующие схемы гидропоршневых насосных установок (ГПНУ):

- а) прямая и обратная
- б) открытая и закрытая
- в) кольцевая и центральная
- г) самостоятельная, принудительная

**36.** По принципу действия скважинного насоса гидропоршневые насосные агрегаты (ГПНА) делятся на следующие группы:

- а) одинарного, двойного и дифференциального действия
- б) управляемые давлением газа в затрубном пространстве, управляемые давлением жидкости в трубах, дифференциальные
- в) однозаходные, двухзаходные
- г) управляемые вручную, управляемые автоматически

**37.** В состав подземного оборудования УЭЦН не входит

- а) сливной клапан
- б) электродвигатель
- в) компенсатор
- г) штанги

**38.** Под напорной характеристикой скважины понимают

- а) зависимость между дебитом скважины и напором
- б) зависимость КПД установки от подачи насоса
- в) зависимость напора, развиваемого насосом от его подачи
- г) зависимость потребляемой мощности от подачи

**39.** Трансформатор предназначен для

- а) повышения напряжения подачи электроэнергии от напряжения промышленной сети до напряжения питающего тока в ПЭД
- б) управления работой установки
- в) отключения и самозапуска установки после появления исчезнувшего напряжения
- г) передачи электроэнергии ПЭД

**40.** Протектор предназначен для

- а) предотвращения попадания пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя
- б) защиты насоса от износа
- в) предотвращения слива жидкости из НКТ обратно в скважину при остановках ЭЦН
- г) предотвращения утечек масла из ПЭД

**41.** Работу ЭЦН и скважины согласовывают, регулируют

- а) изменением глубины спуска погружного агрегата
- б) снятием лишних рабочих ступеней насоса
- в) заменой насоса на другой типоразмер
- г) применением защитных приспособлений

**42.** Для борьбы с вредным влиянием газа на работу УЭЦН **не** применяется

- а) увеличение погружения насоса под динамический уровень
- б) сепарация газа на приеме насоса
- в) газлифтные клапаны
- г) применение диспергаторов

**43.** В состав погружного винтового электронасоса не входит

- а) обратный клапан
- б) эксцентриковая муфта
- в) пусковая муфта
- г) обойма

**44.** Что **не** является преимуществом установки элетродиафрагменного насоса по сравнению с другими способами эксплуатации скважин?

- а) МРП их работы при откачке жидкостей содержанием мех. примесей до 1,8% , существенно больше по сравнению с другими способами эксплуатации скважин?
- б) возможность отбора большого количества жидкости независимо от глубины и диаметра скважины
- в) Возможность эксплуатации месторождений с небольшими устьевыми площадками(море, болото и др.)
- г) возможность откачки агрессивных ( содержащих сероводород) сред

**45.** В состав наземного оборудования гидропоршневой насосной установки не входит

- а) блок силовых насосов
- б) гидродвигатель
- в) устьевая арматура
- г) манифольд

**46.** В зависимости от способа их спуска в скважину гидропоршневые насосные агрегаты ( ГПНА) бывают

- а) вставные, трубные
- б) открытые, закрытые
- в) спускаемые на штангах, спускаемые на НКТ
- г) свободные, фиксированные

**47.** Ингибиторный клапана предназначен для

- а) обеспечения временного сообщения центрального канала с затрубным пространством с целью осуществления различных технологических операций
- б) временного сообщения затрубного пространства скважины с внутренним пространством колонны НКТ при подаче ингибитора коррозии или гидратообразования в колонну

- в) временного перекрытия скважины у нижнего конца колонны фонтанных труб при аварийных ситуациях или ремонте оборудования устья
- г) глушения (задавки) оборудованной пакером скважины в аварийной ситуации через затрубное пространство, когда нельзя открыть циркуляционный клапан

**48.** Фонтанная елка предназначена для

- а) герметизирует межтрубное пространство, служит опорой трубной головки
- б) для подвески фонтанных труб и герметизации межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и фонтанными трубами
- в) контроля и регулирования технологического режима работы скважины
- г) соединяет верхние концы кондуктора и эксплуатационной колонны

**49.** Гидраты - это

- а) неустойчивое физико-химическое соединение воды с углеводородами
- б) соединение газа с продуктами коррозии трубопроводов
- в) соединение пыли и окалина с внутренней поверхности оборудования
- г) соединение асфальтенов смол парафинов

**50.** Диаметр подъемника для газовой скважины определяется исходя из условия

- а) обеспечение максимального дебита
- б) обеспечение максимального МРП
- в) обеспечение выноса твердых и жидких частиц или максимального устьевого давления
- г) предотвращение образования гидратов

**51.** Циркуляционный клапан предназначен для

- а) обеспечения временного сообщения центрального канала с затрубным пространством с целью осуществления различных технологических операций
- б) временного сообщения затрубного пространства скважины с внутренним пространством колонны НКТ при подаче ингибитора коррозии или гидратообразования в колонну
- в) временного перекрытия скважины у нижнего конца колонны фонтанных труб при аварийных ситуациях или ремонте оборудования устья
- г) глушения (задавки) оборудованной пакером скважины в аварийной ситуации через затрубное пространство, когда нельзя открыть циркуляционный клапан

**52.** Режим работы газовой скважины регулируют

- а) дросселем
- б) обратным клапаном
- в) буферной задвижкой
- г) центральной задвижкой

**53.** Пакер предназначен для

- а) для установки, фиксирования и герметизации в нем забойного клапана-отсекателя
- б) для автоматического закрытия центрального канала скважины предназначено для временного перекрытия скважины у нижнего конца колонны фонтанных труб при аварийных ситуациях или ремонте оборудования устья
- в) предназначен для глушения (задавки) скважины в аварийной ситуации через затрубное пространство
- г) для постоянного разъединения пласта и трубного пространства скважины с целью защиты эксплуатационной колонны и НКТ от воздействия высокого давления, высокой температуры и агрессивных компонентов

**54.** Не является методом борьбы с гидратами

- а) применение скребков
- б) применение труб с гидрофобным покрытием
- в) применение ингибиторов
- г) осушка газа

55. Сущность одновременно раздельной эксплуатации заключается в том, что

- а) несколько нефтяных залежей разбурируется идентичной сеткой скважин и осуществляется одновременный отбор жидкости из этих скважин
- б) отбор жидкости или газа одновременно из нескольких скважин, вскрывших один и тот же продуктивный пласт
- в) основные продуктивные пласты разбурируются одной сеткой скважин, которые одновременно эксплуатируют, используя одинаковое оборудование
- г) нет правильного ответа

56. Не является преимуществом одновременно- раздельной эксплуатации скважин

- а) снижение металлоемкости нефтепромыслового оборудования
- б) снижение себестоимости добычи нефти и газа
- в) простота проведения ремонтных работ в скважине
- г) сокращение сроков разработки месторождения

57. Условиями применения однолифтовой установки для ОРЭ является

- а) одинаковые коллекторские свойства эксплуатируемых пластов
- б) равные мощности продуктивных пластов
- в) одинаковые физико-химические свойства пластовых флюидов
- г) одинаковое забойное давление

58. В состав подземного оборудования двухлифтовой установки для ОРЭ не входит

- а) штанговый насос
- б) пакер
- в) колонна НКТ
- г) забойный клапан-отсекатель

59. Особенностью организации нефтегазодобычи на морских акваториях с использованием эстакад состоит в том, что

- а) кустовое расположение скважин, расстояние между устьями которых достигает 1,5 м
- б) большинство скважин являются горизонтальными
- в) продолжительность разработки месторождения должна быть увязана со сроком службы морских сооружений
- г) применение компрессорного способа добычи нефти
- д) применение погружных ЭЦН для добычи нефти

60. Не является преимуществом одновременно раздельной эксплуатации скважин

- а) снижение металлоемкости нефтепромыслового оборудования
- б) снижение себестоимости добычи нефти и газа
- в) простота проведения глубинных исследований пласта
- г) сокращение сроков разработки месторождения

**Критерии оценки:**

за каждый правильный ответ – 0,5 балла;

за неправильный ответ – 0 баллов.

Максимальное количество баллов – 30.

**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

**Темы для эссе ко второй аттестации**

**Вопросы для Эссе по теме «системы разработки нефтяных залежей»**

1. Выделение и обоснование объектов разработки. Вари-анты разработки эксплуатационных объектов.
2. Обоснование плотности сеток скважин эксплуатацион-ных объектов.
3. Обоснование рабочих агентов. Обоснование методов повышения нефтеизвлечения на призабойную зону пласта.
4. Контроль и регулирование разработки.
5. Анализ построенной геолого-технологической модели. Прогнозирование вариантов систем разработки.

**Вопросы для Эссе по теме «проектирование показателей разработки при различных режимах работы нефтяных залежей»**

1. Расчет основных технологических показателей работы нефтяной залежи при упруговодонапорном режиме
2. Расчет основных технологических параметров при заводнении нефтяных залежей. Виды заводнения.
3. Прогнозирование дебитов и обводненности скважинной продукции
4. Проектирование показателей разработки при газонапорном режиме.
5. Проектирование показателей разработки при режиме растворенного газа.

**Вопросы для Эссе по теме «определение количества скважин и расстояния между ними»**

1. Требования к конструкции скважин и технологиям буровых работ. Принципиальная схема обустройства.
2. Технологический режим работы скважин.
3. Критерии определяющие плотность сетки скважин.
4. Размещение горизонтальных и вертикальных скважин в кусте
5. Отбор и анализ керна из скважин

**Вопросы для Эссе по теме «расчет основных технологических показателей разработки нефтяной залежи»**

1. Расчет падения давления во времени для круговой залежи.
2. Определение коэффициента компенсации отборов и коэффициента избытка.
3. Рациональные объемы отбора скважинной продукции.
4. Прогнозирование обводненности скважинной продукции
5. методы экстраполяции данных применяемые при проектировании разработки нефтяных месторождений

### **Вопросы для Эссе по теме «экономическая оценка вариантов разработки»**

1. Техничко-экономический анализ вариантов разработки. Выбор рекомендуемого к утверждению варианта. Анализ чувствительности.
2. Методики учета риска и неопределённости при проектировании нефтяных месторождений
3. Анализ чувствительности проекта к риску
4. Методики расчета экономических показателей разработки нефтяного месторождения
5. Расчеты чистой текущей стоимости разработки нефтяного месторождений

#### **Критерии оценки:**

Каждый обучающийся выполняет 2 эссе, готовит к каждому эссе презентацию в MS PowerPoint и защищает основные тезисы.

#### **Каждое эссе 0-15 баллов.**

Максимальное количество баллов – 30.



**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

Известно, что система расположения скважин пятиточечная, залежь находится на начальной стадии разработки; давления на забоях добывающих и нагнетательных скважин  $P_d$  и  $P_n$ ; динамическая вязкость воды и нефти  $\mu_v$  и  $\mu_n$ ; проницаемость коллектора  $k$ ; толщина пласта  $h$ ; кратчайшее расстояние от нагнетательной до добывающей скважины  $d$ ; радиусы добывающих и нагнетательных скважин  $r_{cd}$  и  $r_{cn}$ ; остаточная нефтенасыщенность  $S_{HO}$ ; доля связанной воды  $S_{cb}$  и пористость  $m$ . Вытеснение нефти водой непоршневое. Определить дебит одной добывающей скважины непосредственно перед ее обводнением и время подхода к ней фронта воды.

Таблица 3.1 – Исходные данные для расчета по вариантам (номер варианта определяется порядковым номером студента по списку)

Вариант	$P_n$ , МПа	$P_d$ , МПа	$\mu_v$ , мПа·с	$\mu_n$ , мПа·с	$k$ , мкм <sup>2</sup>	$h$ , м	$d$ , м	$r_{cd}$ , см	$r_{cn}$ , см	$S_{HO}$ , %	$S_{cb}$ , %	$m$ , %
1	24	15	1,9	5,1	21	11	960	10	12	9,5	3	23,5
2	25	16	1	6	5	2	600	10	12	0,5	0,11	10
3	25,5	15,5	1,05	5,95	7	2,5	620	10	12	1	0,15	11
4	26	15	1,1	5,9	9	3	640	10	12	1,5	0,19	12
5	26,5	14,5	1,15	5,85	11	3,5	660	10	12	2	0,23	13
6	27	14	1,2	5,8	13	4	680	10	12	2,5	0,27	14
7	27,5	13,5	1,25	5,75	15	4,5	700	10	12	3	2	15
8	28	13	1,3	5,7	17	5	720	10	12	3,5	2,04	16
9	28,5	12,5	1,35	5,65	19	5,5	740	10	12	4	2,08	17
10	29	12	1,4	5,6	21	6	760	10	12	4,5	2,12	18

11	29,5	11,5	1,45	5,55	23	6,5	780	10	12	5	2,16	19
12	30	11	1,5	5,5	25	7	800	10	12	5,5	2,2	20
13	30,5	10,5	1,55	5,45	27	7,5	820	10	12	6	2,24	21
14	31	10	1,6	5,4	29	8	840	10	12	6,5	2,28	22
15	31,5	9,5	1,65	5,35	31	8,5	860	10	12	7	2,32	23
16	32	9	1,7	5,3	33	9	880	10	12	7,5	2,36	24
18	25	16	1,8	5,2	27	10	920	10	12	8,5	2,44	24,5
19	24,5	15,5	1,85	5,15	24	10,5	940	10	12	9	2,48	24
17	32,5	8,5	1,75	5,25	30	9,5	900	10	12	8	2,4	25
20	60	11	5	1,6	5,4	62	10,8	760	10	12	6,5	2,28
21	23,5	14,5	1,95	5,05	22	11,5	980	10	12	10	3,04	23
22	23	14	2	5	23	12	1000	10	12	10,5	3,08	22,5
23	22,5	13,5	2,05	4,95	24	12,5	990	10	12	11	3,12	22
24	22	13	2,1	4,9	25	13	980	10	12	11,5	3,16	21,5
25	21,5	12,5	2,15	4,85	26	13,5	970	10	12	12	3,2	21
26	21	12	2,2	4,8	27	14	960	10	12	12,5	3,24	20,5
27	20,5	11,5	2,25	4,75	28	14,5	950	10	12	13	3,28	20
28	20	11	2,3	4,7	29	15	940	10	12	13,5	3,32	19,5
29	19,5	10,5	2,35	4,65	30	15,5	930	10	12	14	3,36	19
30	19	10	2,4	4,6	31	16	920	10	12	14,5	3,4	18,5

#### Задача 2

Определить разность забойных давлений нагнетательных добывающих скважин непосредственно перед началом обводнения добывающих скважин и время достижения фронтом вытеснения середины расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами при следующих исходных данных: система размещения скважин по залежи – рядная; дебит добывающей скважины  $q$ ; динамические вязкости воды и нефти  $\mu_v$  и  $\mu_n$ ; проницаемость коллектора  $k$ ; толщина пласта  $h$ ; расстояние между скважинами в ряду  $\sigma$ ; радиусы добывающих и нагнетательных скважин  $r_{сд}$  и  $r_{сн}$ ; остаточная нефтенасыщенность  $S_{НО}$ ; доля связанной воды  $S_{св}$ ; пористость  $m$ ; расстояние между рядами  $L$ . Вытеснение нефти водой непоршневое.

Таблица 3.2 – Исходные данные для расчета по вариантам (номер варианта определяется порядковым номером студента по списку)

Вариант	$Q$ , м <sup>3</sup> /сут	$\mu_B$ , МПа·с	$\mu_H$ , МПа·с	$S_{HO}$ , %	$S_{CB}$ , %	$k$ , МКМ <sup>2</sup>	$h$ , м	$\sigma$ , м	$r_{CD}$ , см	$r_{CH}$ , см	$m$ , %	$L$ , м
1	40	1,7	5,3	7,5	2,36	10	3	300	11	12	10	1000
2	41	1,75	5,25	8	2,4	12	3,5	320	11	12	11	1010
3	42	1,8	5,2	8,5	2,44	14	4	340	11	12	12	1020
4	43	1,85	5,15	9	2,48	16	4,5	360	11	12	13	1030
5	44	1,9	5,1	9,5	3	18	5	380	11	12	14	1040
6	45	1,95	5,05	10	3,04	20	5,5	400	11	12	15	1050
7	46	2	5	10,5	3,08	22	6	420	11	12	16	1060
8	47	2,05	4,95	11	3,12	24	6,5	440	11	12	17	1070
9	48	2,1	4,9	11,5	3,16	26	7	460	11	12	18	1080
10	49	2,15	4,85	12	3,2	28	7,5	480	11	12	19	1090
11	50	2,2	4,8	12,5	3,24	30	8	500	11	12	20	1100
12	51	2,25	4,75	13	3,28	32	8,5	520	11	12	21	1110
13	52	2,3	4,7	13,5	3,32	34	9	540	11	12	22	1120
14	53	2,35	4,65	14	3,36	33	9,5	560	11	12	23	1130
15	54	1	6	0,5	0,11	35	10	580	11	12	24	1140
16	55	1,05	5,95	1	0,15	32	10,5	600	11	12	25	1150
17	56	1,1	5,9	1,5	0,19	29	11	620	11	12	24,5	1160
18	57	1,15	5,85	2	0,23	26	11,5	640	11	12	24	1170
19	58	1,2	5,8	2,5	0,27	23	12	660	11	12	23,5	1180
20	59	1,25	5,75	3	2	24	12,5	680	11	12	23	1190
21	60	1,3	5,7	3,5	2,04	25	13	700	11	12	22,5	1200
22	61	1,35	5,65	4	2,08	26	13,5	690	11	12	22	1210
23	62	1,4	5,6	4,5	2,12	27	14	680	11	12	21,5	1220

24	61,5	1,45	5,55	5	2,16	28	14,5	670	11	12	21	1230
25	61	1,5	5,5	5,5	2,2	29	15	660	11	12	20,5	1240
26	60,5	1,55	5,45	6	2,24	28,5	15,5	650	11	12	20	1250
27	60	1,6	5,4	6,5	2,28	28	16	640	11	12	19,5	1260
28	59,5	1,65	5,35	7	2,32	27,5	16,5	630	11	12	19	1270
29	59	3,2	3,8	22,5	3,36	27	17	620	11	12	18,5	1280
30	58,5	3,25	3,75	23	3,4	26,5	17,5	610	11	12	18	1290

### Задача 3

Построить в программном комплексе Excel Microsoft Office график распределения давления вдоль экрана, ограничивающего изотропный пласт (рис. 3.1), в котором работают две скважины (А – добывающая, В – нагнетательная). Скважины работают с переменным расходом жидкости  $q(t)$ . Известны также пара-метры пласта и жидкости: толщина пласта  $h$ , проницаемость  $k$ , пористость  $m$ , коэффициенты объемного сжатия жидкости  $\beta_{ж}$  среды  $\beta_{ср}$ , вязкость жидкости  $\mu = 1$  мПа·с, начальное пластовое давление  $P_{пл0}$  (экран проходит вдоль внешней границы координатной сетки сверху и справа).

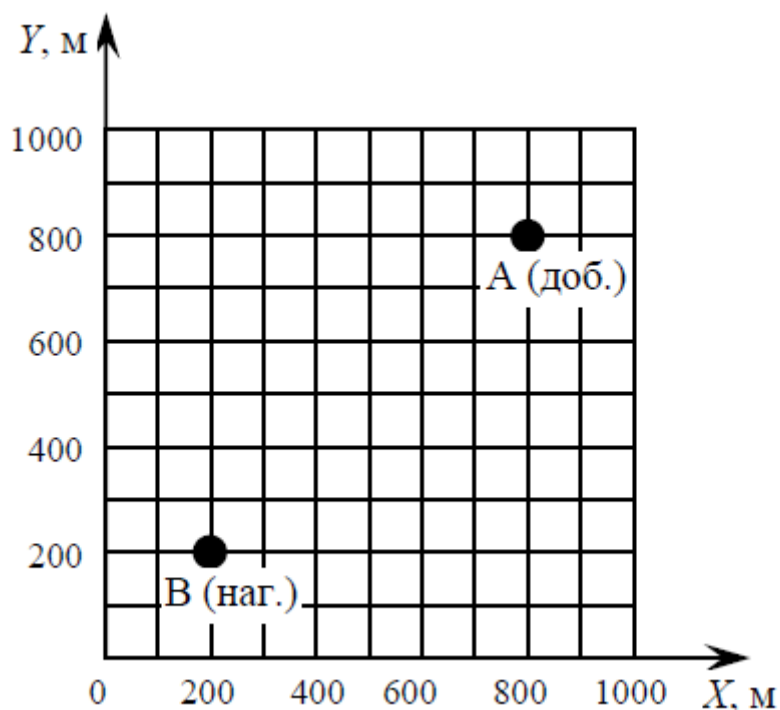


Рисунок 3.1 - Схема изотропного пласта

Варианты для самостоятельного решения

Таблица 3.3 – Исходные данные для расчета по вариантам (номер варианта определяется порядковым номером студента по списку)

Вариант	Координаты скважин, м				Дебиты скважины А,			Интервалы работы скважины А,			Дебиты скважины В,			Интервалы работы скважины В,			h,	k,	m,	$\beta_p$ ,	$\beta_{ж}$ ,	$P_0$ ,	$\mu$
					М <sup>3</sup> /сут			сут			М <sup>3</sup> /сут			сут									
	Xa	Ya	Xb	Yb	q <sup>A</sup> <sub>1</sub>	q <sup>A</sup> <sub>2</sub>	q <sup>A</sup> <sub>3</sub>	t <sup>A</sup> <sub>1</sub>	t <sup>A</sup> <sub>2</sub>	t <sup>A</sup> <sub>3</sub>	q <sup>B</sup> <sub>1</sub>	q <sup>B</sup> <sub>2</sub>	q <sup>B</sup> <sub>3</sub>	t <sup>B</sup> <sub>1</sub>	t <sup>B</sup> <sub>2</sub>	t <sup>B</sup> <sub>3</sub>	м	мкм <sup>2</sup>	%	10 <sup>-10</sup> л/Па	10 <sup>-10</sup> л/Па	МПа	мПа·с
1	800	800	200	200	120	110	120	200	250	200	158	160	172	235	160	65	20	0,48	14	1,1	7	18	2,8
2	300	800	800	300	120	70	90	100	120	200	50	250	100	100	250	90	5	0,15	5	1	6	17	1
3	600	400	200	200	75	50	100	90	120	90	56	245	104	110	245	150	5	0,21	5,5	1	6	17	1,1
4	500	500	800	700	60	40	30	20	50	100	62	240	108	120	240	250	6	0,12	6	1	6	17	1,2
5	700	300	800	200	50	75	70	60	90	60	68	235	112	130	235	70	7	0,38	6,5	1	6	17	1,3
6	300	500	800	800	80	90	70	100	150	120	74	230	116	140	230	70	6	0,44	7	1	6	17	1,4
7	500	800	200	200	75	80	65	200	250	150	80	225	120	150	225	250	7	0,4	7,5	1	6	17	1,5
8	800	300	300	800	40	20	50	80	70	150	86	220	124	160	220	250	8	0,36	8	1	6	17	1,6
9	400	400	800	800	80	100	90	60	70	70	92	215	128	170	215	250	9	0,27	8,5	1	6	17	1,7
10	600	200	600	700	110	150	100	200	250	200	98	210	132	180	210	245	10	0,22	9	1	6	17	1,8
11	300	600	800	600	130	90	120	100	250	150	104	205	136	190	205	240	11	0,3	9,5	1	6	17	1,9
12	100	100	900	900	100	130	90	100	120	200	110	200	140	200	200	235	12	0,32	10	1	6	17	2
13	300	300	600	600	90	80	30	90	120	90	116	195	144	210	195	230	13	0,34	10,5	1	6	17	2,1
14	400	100	800	700	80	70	70	20	50	100	122	190	148	220	190	225	14	0,36	11	1	7	17	2,2
15	800	200	300	600	70	60	70	60	90	60	128	185	152	230	185	220	15	0,38	11,5	1	7	17	2,3
16	200	700	500	500	60	50	65	100	150	120	134	180	156	240	180	215	16	0,4	12	1	7	17	2,4
17	400	600	800	800	50	60	50	200	250	150	140	175	160	250	175	210	17	0,42	12,5	1	7	18	2,5
18	700	300	200	200	40	30	90	80	70	150	146	170	164	245	170	70	18	0,44	13	1,1	7	18	2,6
19	900	400	200	600	130	107	100	60	70	70	152	165	168	240	165	70	19	0,46	13,5	1,1	7	18	2,7
20	600	600	300	400	82	99	133	180	105	158	60	113	55	250	150	210	7,5	0,05	25	1,2	9	20	5,9
21	600	200	400	700	140	120	100	100	250	150	164	155	176	230	155	50	21	0,5	14,5	1,1	7	18	2,9
22	500	500	900	700	150	100	110	100	250	150	170	150	180	225	150	90	22	0,52	15	1,1	7	18	3
23	200	200	700	800	145	104	113	110	245	157	176	145	184	220	145	100	23	0,54	15,5	1,1	7	18	3,1
24	200	300	700	700	140	108	116	120	240	164	182	140	188	215	140	120	24	0,56	16	1,1	7	18	3,2
25	200	400	700	600	135	112	119	130	235	171	188	135	192	210	135	90	25	0,58	16,5	1,1	7	18	3,3
26	200	500	700	500	130	116	122	140	230	178	194	130	196	205	130	30	26	0,6	17	1,1	7	18	3,4
27	300	600	700	400	125	120	125	150	225	185	200	125	200	200	125	70	27	0,62	17,5	1,1	7	18	3,5
28	300	700	700	300	120	124	128	160	220	192	206	120	204	195	120	70	28	0,64	18	1,1	7	18	3,6
29	300	800	700	200	115	128	131	170	215	199	199	115	197	190	115	65	29	0,66	18,5	1,1	7	18	3,7
30	300	500	800	700	110	132	134	180	210	206	192	110	190	185	110	50	30	0,68	19	1,1	7	18	3,8

Задача 4

В изотропном пласте пробурены скважины 1, 2 и 3, работающие с переменным дебитом. Определить коэффициент пьезопроводности, расстояние между скважинами и точкой с характеристиками: ( $r_A, r_A', r_A'', r_B, r_B', r_B''$ ), построить карты изобар на начало процесса нагнетания и на конец работы системы скважин. Геолого-физические параметры пласта и его размеры принять по условию предыдущего задания (таблица 3.3).

**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  
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. Виды проектных документов.
2. Основные этапы проектирования разработки месторождения.
3. Основные требования к проектированию разработки месторождения.
4. Запасы углеводородов, принимаемые для проектирования.
5. Требования к выделению эксплуатационных объектов.
6. Геолого-технологические основы выбора вариантов разработки.
7. Требования к качеству геолого-фильтрационных моделей.
8. Содержание разделов проектного документа.
9. Цифровые модели месторождения.
10. Выделение эксплуатационных объектов.
11. Перечень графических приложений к проектным работам на разработку месторождений УВС.
12. Перечень обязательных табличных приложений к проектным работам на разработку месторождений УВС.
13. Допустимые отклонения фактических уровней годовой добычи от проектных.
14. Обоснование применения методов повышения коэффициентов извлечения УВ и интенсификации добычи УВ на прогнозный период.
15. Виды систем разработки нефтяных залежей.
16. Критерии выбора оптимальной системы разработки нефтяной залежи.
17. Проектирование показателей разработки при упругом режим работы нефтяной залежи.
18. Проектирование показателей разработки при водонапорном режиме работы нефтяной залежи.
19. Проектирование показателей разработки при газонапорном режиме.
20. Проектирование показателей разработки при режиме растворенного газа.
21. Требования к конструкциям скважин, производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, консервации и ликвидации скважин.
22. Выбор сетки размещения скважин.
23. Расчет основных технологических показателей разработки нефтяной залежи при водонапорном режиме.
24. Расчет основных технологических показателей разработки нефтяной залежи при газонапорном режиме.
25. Расчет основных технологических показателей разработки нефтяной залежи при упругом режиме.
26. Методика и исходные данные для экономической оценки.
27. Критерий экономической эффективности.

28. Система налогов и платежей учитываемая при проектировании разработки месторождений нефти.
29. Оценка капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затрат.
30. Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки.

**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.