

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Филиал ТИУ в г. Сургуте

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель
директора по УМР



А.А. Акчурина
«31» августа 2022 г.

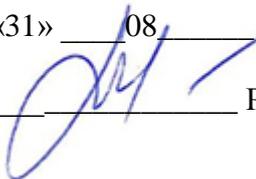
РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

Наименование дисциплины:	Эксплуатация и разработка шельфовых месторождений
направление подготовки:	21.03.01 Нефтегазовое дело
направленность:	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
форма обучения:	очная/очно-заочная

Рабочая программа разработана в соответствии с утвержденным учебным планом от 23.06.2022 г. и требованиями ОПОП 21.03.01 Нефтегазовое дело, профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти к результатам освоения дисциплины «Эксплуатация и разработка шельфовых месторождений».

Рабочая программа рассмотрена
на заседании кафедры Нефтегазовое дело

Протокол № 1 от «31» 08 2022 г.

Заведующий кафедрой  Р.Д. Татлыев

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий выпускающей кафедрой  Р.Д. Татлыев

«31» 08 2022 г.

Рабочую программу разработал:

доцент кафедры НД, к.э.н.  А.П. Янукян

1. Цели и задачи освоения дисциплины

Цель дисциплины «Эксплуатация и разработка шельфовых месторождений»: приобретение углубленных знаний в области теоретических основ эксплуатации систем, обеспечивающих эффективную и надежную работу технологического оборудования при разработке шельфовых месторождений, распределении и сборе нефти, нефтепродуктов и газа.

Задачи дисциплины: заключаются в приобретении студентами теоретических знаний и практических навыков решения задач, связанных с эксплуатацией шельфовых месторождений. Студент должен изучить теоретические основы добычи углеводородов скважинным способом в условиях морского шельфа. Обучающиеся должны овладеть методиками расчетов основных технологических показателей в области добычи углеводородов при эксплуатации шельфовых месторождений.

2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина относится к дисциплинам части, формируемой участниками образовательных отношений.

Дисциплины, предшествующие изучению данной дисциплины «Математика», «Физика», «Геология», «Физика пласта», «Разработка нефтяных месторождений».

3. Результаты обучения по дисциплине

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:

Таблица 3.1

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	наименование результата обучения по дисциплине (модулю)
ПКС-4 Способность осуществлять оперативное сопровождение технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-4.3 Осуществляет выбор порядка выполнения работ по сопровождению технологических процессов	Знать : основы технологических процессов при разработке и эксплуатации шельфовых месторождений
		Уметь: планировать порядок работ при разработке шельфовых месторождений
		Владеть: навыками выполнения работ по сопровождению технологических процессов эксплуатации шельфовых месторождений
ПКС-5 способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-5.2 Анализирует и формирует заявки на промысловые исследования и работы, потребность в материалах	Знать: основы формирования заявок при расчете потребности в материалах при разработке шельфовых месторождений
		Уметь: рассчитывать потребность в материалах при разработке шельфовых месторождений
		Владеть: навыками формирования заявок на промысловые исследования и работы при разработке шельфовых месторождений

4. Объем дисциплины

Общий объем дисциплины составляет 4 зачетных единицы, 144 часа.

Таблица 4.1.

Форма обучения	Курс, семестр	Аудиторные занятия / контактная работа, час.				Самостоятельная работа, час.	Форма промежуточной аттестации
		Лекции	Практические занятия	Лабораторные занятия	Контроль		
Очная	4/7	30	30	-	27	57	экзамен
Очно-заочная	5/А	20	20	-	36	68	экзамен

5. Структура и содержание дисциплины

5.1. Структура дисциплины

-очная (ОФО)/очно-заочная форма обучения (ОЗФО)

Таблица 5.1.1

№ п/п	Структура дисциплины		Аудиторные занятия, час.			СРС, час.	Всего, час.	Код ИДК	Оценочные средства
	Номер раздела	Наименование раздела	Лек.	Пр.	Лаб.				
1	1	Современное состояние освоения морских месторождений	4/2	4/2	-	7/10	15/14	ПКС-4.3 ПКС-5.2	Коллоквиум, выполнение практических работ
2	2	Особенности разработки морских нефтяных и газовых месторождений	6/2	6/2	-	10/10	22/14	ПКС-4.3 ПКС-5.2	Коллоквиум, выполнение практических работ
3	3	Основные виды работ при эксплуатации шельфовых месторождений. Элементы гидрогеологического режима	4/4	4/4	-	10/12	18/20	ПКС-4.3 ПКС-5.2	Коллоквиум, выполнение практических работ
4	4	Классификация морских стационарных	4/4	4/4	-	10/12	18/20	ПКС-4.3 ПКС-5.2	Коллоквиум, выполнение

		платформ							практических работ
5	5	Полупогружные платформы. Эстакады. Мелководные основания	6/4	6/4	-	10/12	22/20	ПКС-4.3 ПКС-5.2	Коллоквиум, выполнение практических работ
6	6	Методы разработки морских месторождений	6/4	6/4	-	10/12	22/20	ПКС-4.3 ПКС-5.2	Коллоквиум, выполнение практических работ
экзамен							27/36		
Итого:			30/20	30/20	-	57/68	144/144		

5.2. Содержание дисциплины.

5.2.1. Содержание разделов дисциплины (дидактические единицы).

Раздел 1. Современное состояние освоения морских месторождений

История освоения морских месторождений. Мировые запасы нефти и газа шельфовых месторождений. Морские месторождения нефти и газа в мире. Участки континентального шельфа мирового океана перспективные на нефть и газ. Определение падения давления в залежи при разработке шельфовых месторождений

Раздел 2. Особенности разработки морских нефтяных и газовых месторождений

Особенности освоения морских нефтегазовых месторождений. Факторы, осложняющие разработку морских месторождений. Применение горизонтальных скважин для разработки шельфовых месторождений. Методики расчета дебитов горизонтальных скважин. Стоимость разработки шельфовых месторождений с учетом глубины моря.

Раздел 3. Основные виды работ при эксплуатации шельфовых месторождений. Элементы гидрогеологического режима

Основные технологические операции по разработке месторождений нефти и газа шельфовых зон морей и океанов. Элементы гидрогеологического режима. Гидрометеорологические факторы разработки шельфовых месторождений. Разведка и разработка морских нефтяных и газовых месторождений. Данные для определения мест и схемы размещения на площади месторождения гидротехнических сооружений и степень воздействия окружающей среды на них. Плавающие буровые средства. Самоподъемные буровые установки. Особенности эксплуатации СПБУ. Полупогружные плавающие буровые установки. Технологические схемы монтажа ППБУ. Основные требования при разработке конструкции ППБУ. Буровые суда. Системы удержания плавучих буровых средств. Особенности конструкций скважин в условиях шельфовых месторождений.

Раздел 4. Классификация морских стационарных платформ

Морская стационарная платформа (МСП). Классификация глубоководных МСП. Жесткие МСП. Современные глубоководные платформы, используемые для разработки шельфовых нефтегазовых месторождений. Гравитационные морские стационарные платформы. Схема платформы типа «Кондип». Упругие МСП. Схема распределения нагрузок между основными элементами конструкции упругих башен. Гравитационно-свайные МСП. Обслуживание подводного и надводного оборудования для добычи нефти. Применение скважин увеличенного диаметра для добычи газа в условиях шельфовых месторождений

Раздел 5. Полупогружные платформы. Эстакады. Мелководные основания

Разработка шельфовых месторождений в условиях несудоходности акватории. Морские эстакады. Стационарные основания морских платформ. Основания свайного типа.

Крупноблочные основания. Определение коэффициентов компонентоотдачи шельфовых месторождений с учетом способа их эксплуатации

Раздел 6. Методы разработки морских месторождений

Системы расположения скважин. Режимы работы пластов. Типичные сценарии технических схем разработки шельфовых месторождений. Основные методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока нефти реализуемые на шельфовых месторождениях. Расположение скважин по площади при разработке газовых месторождений на шельфе моря. Расположение скважин по площади при разработке нефтяной залежи на шельфе моря.

5.2.2. Содержание дисциплины/модуля по видам учебных занятий.

Лекционные занятия

Таблица 5.2.1

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема лекции
		ОФО/ОЗФО	
1	1	4/2	Современное состояние освоения морских месторождений
2	2	6/2	Особенности разработки морских нефтяных и газовых месторождений
3	3	4/4	Основные виды работ при эксплуатации шельфовых месторождений. Элементы гидрогеологического режима
4	4	4/4	Классификация морских стационарных платформ
5	5	6/4	Полупогружные платформы. Эстакады. Мелководные основания
6	6	6/4	Методы разработки морских месторождений
Итого:		30/20	

Практические занятия

Таблица 5.2.2

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема практического занятия
		ОФО/ОЗФО	
1	1	4/2	Определение падения давления в залежи при разработке шельфовых месторождений.
2	2	6/1	Определение основных показателей экономической эффективности инвестиций в разработку и реализацию проекта разработки шельфового месторождения.
3	2	4/1	Методики расчета дебитов нефтяных горизонтальных скважин.
4	3,4	4/8	Расчет дебитов газа для скважин с увеличенным диаметром
5	5	6/4	Определение коэффициентов компонентоотдачи шельфовых месторождений
6	6	6/4	Расчет основных технологических параметров многостадийного ГРП в условиях шельфовых месторождений
Итого:		30/20	

Лабораторные работы

Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

Самостоятельная работа студента

Таблица 5.2.3

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема	Вид СРС
		ОФО/ОЗФО		
1	2	7/10	История освоения морских месторождений. Мировые запасы нефти и газа шельфовых месторождений. Морские месторождения нефти и газа в мире. Участки континентального шельфа мирового океана перспективные на нефть и газ. Определение падения давления в залежи при разработке шельфовых месторождений	Подготовка к практическим занятиям
2	2	10/10	Особенности освоения морских нефтегазовых месторождений. Факторы, осложняющие разработку морских месторождений. Применение горизонтальных скважин для разработки шельфовых месторождений. Методики расчета дебитов горизонтальных скважин. Стоимость разработки шельфовых месторождений с учетом глубины моря.	Подготовка к практическим занятиям
3	3	10/12	Основные технологические операции по разработке месторождений нефти и газа шельфовых зон морей и океанов. Элементы гидрогеологического режима. Гидрометеорологические факторы разработки шельфовых месторождений. Разведка и разработка морских нефтяных и газовых месторождений. Данные для определения мест и схемы размещения на площади месторождения гидротехнических сооружений и степень воздействия окружающей среды на них. Плавающие буровые средства. Самоподъемные буровые установки. Особенности эксплуатации СПБУ. Полупогружные плавающие буровые установки. Технологические схемы монтажа ППБУ. Основные требования при разработке конструкции ППБУ. Буровые суда. Системы удержания плавучих буровых средств. Особенности конструкций скважин в условиях шельфовых месторождений.	Подготовка к практическим занятиям
4	4	10/12	Морская стационарная платформа (МСП). Классификация глубоководных МСП. Жесткие МСП. Современные глубоководные платформы, используемые для разработки шельфовых нефтегазовых месторождений. Гравитационные морские стационарные платформы. Схема платформы типа «Кондип».	Подготовка к практическим занятиям

			Упругие МСП. Схема распределения нагрузок между основными элементами конструкции упругих башен. Гравитационно-свайные МСП. Обслуживание подводного и надводного оборудования для добычи нефти. Применение скважин увеличенного диаметра для добычи газа в условиях шельфовых месторождений	
5	5	10/12	Разработка шельфовых месторождений в условиях несудоходности акватории. Морские эстакады. Стационарные основания морских платформ. Основания свайного типа. Крупноблочные основания. Определение коэффициентов компонентоотдачи шельфовых месторождений с учетом способа их их эксплуатации	Подготовка к практическим занятиям
6	6	10/12	Системы расположения скважин. Режимы работы пластов. Типичные сценарии технических схем разработки шельфовых месторождений. Основные методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока нефти реализуемые на шельфовых месторождениях. Расположение скважин по площади при разработке газовых месторождений на шельфе моря. Расположение скважин по площади при разработке нефтяной залежи на шельфе моря.	Подготовка к практическим занятиям
Итого:		57/68		

5.2.3. Преподавание дисциплины/модуля ведется с применением следующих видов образовательных технологий:

- визуализация учебного материала в PowerPoint в диалоговом режиме (лекционные занятия);
- индивидуальная работа (практические занятия).

6. Тематика курсовых работ/проектов

Курсовые работы/проекты учебным планом не предусмотрены.

7. Контрольные работы

Контрольные работы учебным планом не предусмотрены

8. Оценка результатов освоения дисциплины/модуля

8.1. Критерии оценивания степени полноты и качества освоения компетенций в соответствии с планируемыми результатами обучения приведены в Приложении 1.

8.2. Рейтинговая система оценивания степени полноты и качества освоения компетенций обучающихся очно-заочной формы обучения представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1

№ п/п	Виды мероприятий в рамках текущего контроля	Количество баллов
1	текущая аттестация	

1	Коллоквиум по разделам 1-2	0-10
2	Выполнение практических работ по темам №1, № 2	0-20
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
2 текущая аттестация		
1	Коллоквиум по разделам 3-4	0-20
2	Выполнение практических работ по темам №3, № 4	0-10
ИТОГО за вторую текущую аттестацию		0-30
3 текущая аттестация		
1	Коллоквиум по разделам 5-6	0-20
2	Выполнение практических работ по темам №5, № 6	0-20
ИТОГО за третью текущую аттестацию		0-40
ВСЕГО		0-100

9. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины

9.1. Перечень рекомендуемой литературы представлен в Приложении 2.

9.2. Современные профессиональные базы данных и информационные справочные системы

Таблица 9.1

Перечень договоров ЭБС ТИУ БИК		
Учебный год	Наименование документа с указанием реквизитов	Срок действия
2020/2021	Электронный каталог/Электронная библиотека Тюменского индустриального университета http://webirbis.tsogu.ru/	
	Договор №09-16/19 от 18.10.2019 взаимного оказания услуг двухстороннего доступа к ресурсам научно-технической библиотеки ФГАОУ ВО РГУ Нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина и ФГБОУ ВО «ТИУ» http://elib.gubkin.ru/	С 18.10.2019 по 16.10.2021
	Договор № Б124/2019/09-20/2019 от 20.12.2019 на оказание услуг по предоставлению двустороннего доступа к ресурсам научно-технической библиотеки ФГБОУ ВО «УГНТУ» и ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» http://bibl.rusoil.net	С 20.12.2019 по 18.12.2021
	Договор № 09-19/2019 от 12.12.2019 на оказание услуг двустороннего доступа к ресурсам научно-технической библиотеки ФГБОУ ВО «УГТУ» и ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» http://lib.ugtu.net/books	С 12.12.2019 по 10.12.2021
	Договор №5067 от 20.12.2019 на оказание услуг по предоставлению доступа к ресурсам базы данных «Научная электронная библиотека «eLibrary.ru»	С 01.01.2020 по 31.12.2020
	Гражданско-правовой договор № 6627-20 от 13.07.2020 с ООО «Политехресурс» http://www.studentlibrary.ru по предоставлению доступа к базе данных Консультант студента «Электронная библиотека технического ВУЗа»	С 01.09.2020 по 31.08. 2021
	Гражданско-правовой №6628-20 от 10.08.2020 на предоставление доступа к электронно-библиотечной системе IPRbooks с ООО Компания «Ай Пи Ар Медиа»	С 01.09.2020 по 31.08. 2021

	http://www.iprbookshop.ru/	
	Гражданско-правовой договор №6629-20 от 25.08.2020 на оказание услуг по предоставлению доступа к ЭБС с ООО «Издательство ЛАНЬ» http://e.lanbook.com	С 01.09.2020 по 31.08.2021
	Гражданско-правовой договор № 6630-20 от 25.08.2020 с ООО «КноРус медиа» на оказание услуг по предоставлению доступа к электронно-библиотечной системе ВООК.ru https://www.book.ru	С 01.09.2020 по 31.08.2021
	Гражданско-правовой договор №6632-20 от 25.08.2020 с ООО «Электронное издательство ЮРАЙТ» на оказание услуг по предоставлению доступа к ЭБС www.biblio-online.ru , www.urait.ru	С 01.09.2020 по 31.08.2021
	Договор №101НЭБ/6258/09/17/2019 о подключении к Национальной электронной библиотеке и предоставлении доступа к объектам Национальной электронной библиотеки	С 29.10.2019 по 28.10.2024

9.3. Лицензионное и свободно распространяемое программное обеспечение, в т.ч. отечественного производства:

- Microsoft Windows (Договор №6714-20 от 31.08.2020 до 31.08.2021),
- Microsoft Office Professional Plus (Договор №6714-20 от 31.08.2020 до 31.08.2021),
- Adobe Acrobat Reader DC (Свободно-распространяемое ПО)

10. Материально-техническое обеспечение дисциплины

Помещения для проведения всех видов работы, предусмотренных учебным планом, укомплектованы необходимым оборудованием и техническими средствами обучения.

Таблица 10.1

№ п/п	Перечень оборудования, необходимого для освоения дисциплины/модуля	Перечень технических средств обучения, необходимых для освоения дисциплины/модуля (демонстрационное оборудование)
1-6	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть

11. Методические указания

11.1. Методические указания по подготовке к практическим занятиям.

На практических занятиях обучающиеся изучают методику и выполняют типовые расчеты. Для эффективной работы обучающиеся должны иметь инженерные калькуляторы и соответствующие канцелярские принадлежности. В процессе подготовки к практическим занятиям обучающиеся могут прибегать к консультациям преподавателя. Наличие конспекта лекций на практическом занятии обязательно!

Задания на выполнение типовых расчетов на практических занятиях обучающиеся получают индивидуально.

1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ЗАЛЕЖИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В неограниченном пласте, насыщенном за контуром нефтеносности водой с вязкостью примерно равной вязкости нефти $\mu_n = 1$ мПа·с, пущены одновременно в эксплуатацию две добывающие скважины с равными дебитами $q = 10^{-3}$ м³/с. Толщина пласта, его проницаемость и упругоёмкость в нефтеносной части и за ее контуром одинаковы $h = 10$ м, $k = 80$ уд $0,5 \cdot 10^{-12}$ м², $\beta = 6 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹. Расстояние между скважинами $l = 500$ м.

Определить насколько уменьшится давление по сравнению с начальным в пласте на середине расстояния между скважинами в начале координат спустя 29 суток ($25 \cdot 10^5$ с) после пуска скважин в работу.

Решение.

Методические рекомендации по решению

Определим пьезопроводность пласта:

$$\alpha = \frac{k}{\mu \cdot \beta} = \frac{0,5 \cdot 10^{-12}}{1 \cdot 10^{-3} \cdot 5 \cdot 10^{-10}} = 1 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (1.1)$$

Если бы в бесконечном по протяженности пласте находился один точечный сток (добывающая скважина), то уменьшение давления определялось бы выражением:

$$\Delta p = -\frac{q\mu}{4\pi kh} \cdot E_i(-z) \quad (1.2)$$

В нашем случае в бесконечном пласте имеются два точечных стока, причем каждый из них – на расстоянии $l/2$ от начала координат (рисунок 1.1).

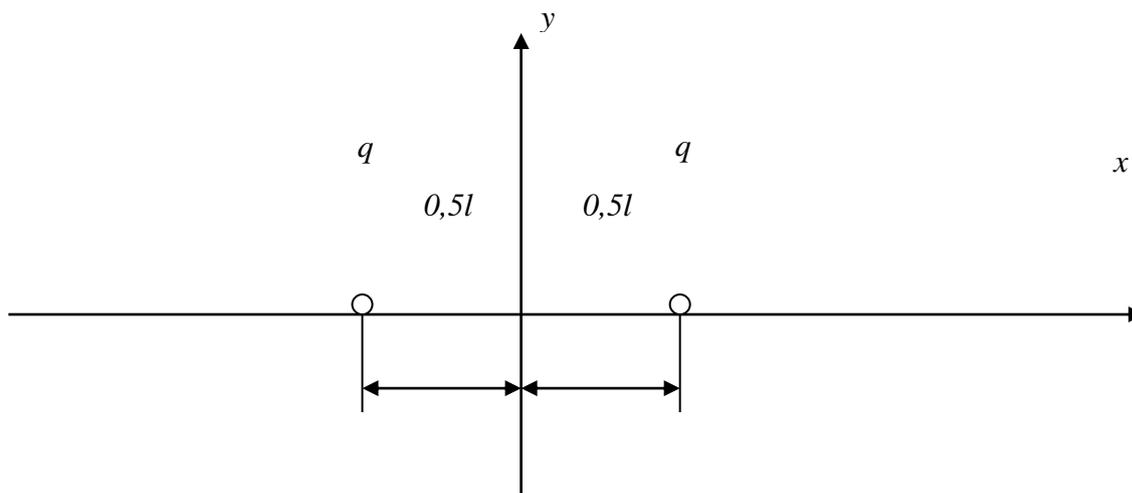


Рис. 1.1. Схема расположения двух скважин в бесконечном по протяженности пласте

В этом случае, согласно принципу суперпозиции (принципу сложения фильтрационных потоков), из предыдущей формулы получаем:

$$\Delta p = -\frac{q\mu}{4\pi kh} \left\{ E_i \left[-\frac{(x-0,5l)^2 + y^2}{4\alpha t} \right] + E_i \left[-\frac{(x+0,5l)^2 + y^2}{4\alpha t} \right] \right\}. \quad (1.3)$$

Из условия задачи для точки О имеем $x=0$ и $y=0$.

При этом предыдущее выражение примет вид:

$$\Delta p = -\frac{q\mu}{2\pi kh} \cdot E_i \left(-\frac{l^2}{16\alpha t} \right) \quad (1.4)$$

При $t = 25 \cdot 10^5$ с. определим, что:

$$z = \frac{l^2}{16\pi k t} = \frac{9 \cdot 10^4}{16 \cdot 1 \cdot 25 \cdot 10^5} = 2,25 \cdot 10^{-3}.$$

При $z = 2,25 \cdot 10^{-3}$, значительно меньшем чем единица, можно воспользоваться асимптотическим выражением для интегральной показательной функции:

$$-E_i(-z) = -(0,577 + \ln z).$$

При $z = 2,25 \cdot 10^{-3}$ уменьшение давления посередине между добывающими скважинами через 29 суток работы равно:

$$\Delta p = -\frac{q\mu}{2\pi kh} (0,577 + \ln 2,25 \cdot 10^{-3}) = -\frac{10^{-3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 12} (0,577 - 6,097) = 0,0265 \cdot 10^6 \cdot 5,52 = 0,146 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,146 \text{ МПа}$$

Соответственно при $t = 58$ суток ($50 \cdot 10^5$ с) получим $z = 1,12 \cdot 10^{-3}$ и тогда:

$$\Delta p = -0,0265 \cdot 10^6 (0,577 + \ln 1,12 \cdot 10^{-3}) = 0,165 \text{ МПа}.$$

Варианты для самостоятельного решения задачи

№ Варианта	Q, м ³ /с	h, м;	k, мД;	μН, Па·с;	l, м	β, Па ⁻¹
1.	10 ⁻³	12,0	200	2,1	500	5·10 ⁻¹⁰
2.	10,5 ⁻³	12,1	14	2,4	500	4,4·10 ⁻¹⁰
3.	11 ⁻³	12,4	33	4,2	500	5,2·10 ⁻¹⁰
4.	11,2 ⁻³	12,4	750	1,8	500	5,5·10 ⁻¹⁰
5.	10,8 ⁻³	11,4	725	2,2	500	4,35·10 ⁻¹⁰
6.	12,4 ⁻³	11,4	700	2,8	500	4·10 ⁻¹⁰
7.	13,1 ⁻³	14,4	675	3,1	500	4,2·10 ⁻¹⁰
8.	14,1 ⁻³	11,4	650	3,3	500	3,8·10 ⁻¹⁰
9.	10,3 ⁻³	12,4	67	2,5	500	5,1·10 ⁻¹⁰
10.	10,6 ⁻³	11,4	600	3,4	500	5,21·10 ⁻¹⁰
11.	13,7 ⁻³	10,4	33	2,8	700	5,12·10 ⁻¹⁰
12.	11,34 ⁻³	9,4	120	1,5	700	5,67·10 ⁻¹⁰
13.	10,88 ⁻³	7,8	88	1,6	700	4,88·10 ⁻¹⁰
14.	14,12 ⁻³	6,7	76	2,3	700	3,97·10 ⁻¹⁰
15.	9 ⁻³	18,1	69	3,1	700	3,56·10 ⁻¹⁰
16.	8,16 ⁻³	11,4	700	4,2	700	5,38·10 ⁻¹⁰
17.	23,4 ⁻³	14,4	675	5,0	700	6,12·10 ⁻¹⁰
18.	16,8 ⁻³	11,4	650	4,5	700	5,32·10 ⁻¹⁰
19.	14,56 ⁻³	12,4	67	4,4	700	5·10 ⁻¹⁰
20.	17,18 ⁻³	11,4	600	2,4	700	4,1·10 ⁻¹⁰

Задача 1.2

Нефтяная залежь, имеющая форму, которую можно приближенно представить в виде круга радиусом $R = 400$ м, окружена бесконечно простирающейся плоской водоносной областью.

В момент времени $t = 0$ залежь начали разрабатывать с постоянным отбором жидкости $q = 750 \text{ м}^3/\text{сут} = 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с}$ (в пластовых условиях). В законтурной области вязкость в пластовых условиях $\mu = 4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, проницаемость пласта $k = 0,3 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, толщина пласта $h = 12 \text{ м}$, пьезопроводность пласта $\alpha = 1,2 \text{ м}^2/\text{с}$. Толщина пласта и его проницаемость в нефтеносной части и за ее контуром одинаковы $h = 12 \text{ м}$, $k = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

Вычислить уменьшение давления на контуре нефтеносности $\Delta P_{\text{конт}}$ в сравнении с начальным пластовым давлением через 58 и 116 суток после начала разработки залежи, считая залежь скважиной укрупненного радиуса (равного $R = 500 \text{ м}$).

Для расчета уменьшения давления с течением времени на контуре нефтяной залежи используем простую аппроксимацию решений Ван Эвердингена и Херста, предложенную Ю. П. Желтовым. Имеем:

$$\Delta P_{\text{конт}} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \cdot f(\tau) \quad (1.5)$$

$$\text{где } f(\tau) = 0,5[1 - (1 + \tau)^{-3,81}] + 1,12 \lg(1 + \tau);$$

$$\text{и } \tau = \frac{\alpha t}{R^2}.$$

При $t = 5 \cdot 10^6 \text{ с} = 58 \text{ суток}$ получаем:

$$\tau(5 \cdot 10^6) = \frac{1 \cdot 5 \cdot 10^6}{25 \cdot 10^4} = 20$$

и

$$f(\tau) = f(20) = 0,5[1 - (1 + 20)^{-3,81}] + 1,12 \lg(1 + 20) = 0,5 + 1,12 \lg 21 = 0,5 + 1,48 = 1,98$$

А давление снизится на величину, равную:

$$\Delta P_{\text{конт}} = \frac{10^{-12} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,3 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot f(20) = 0,531 \cdot 10^6 \cdot 1,98 = 1,05 \text{ МПа} \approx 10,5 \text{ атм.}$$

Через промежуток времени в 2 раза больше предыдущего находим:

$$\tau = \frac{1 \cdot 2 \cdot 5 \cdot 10^6}{25 \cdot 10^4} = 40.$$

$$f(\tau) = f(40)$$

$$= 0,5[1 - (1 + 40)^{-3,81}]$$

$$+ 1,12 \lg(1 + 40) = 0,5 + 1,12 \lg 41 = 0,5 + 1,8 = 2,3 \Delta P_{\text{конт}}$$

$$= \frac{10^{-12} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,3 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot f(40) = 0,531 \cdot 10^6 \cdot 2,3 = 1,22 \text{ МПа}$$

$$\approx 12,2 \text{ атм}$$

При $t = 4t_1 = 4 \cdot 5 \cdot 10^6$, $\tau = 80$:

$$f(\tau) = f(80) = 0,5[1 - (1 + 80)^{-3,81}] + 1,12 \lg(1 + 80) = 0,5 + 1,12 \lg 81 = 0,5 + 2,14 = 2,64$$

$$\Delta P_{\text{конт}} = \frac{10^{-12} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,3 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot f(80) = 0,531 \cdot 10^6 \cdot 2,64 = 1,4 \text{ МПа} \approx 14 \text{ атм.}$$

Варианты для самостоятельного решения к задаче

В неограниченном пласте, насыщенном за контуром нефтеносности водой с вязкостью примерно равной вязкости нефти $\mu_n = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, пущены одновременно в эксплуатацию две добывающие скважины с равными дебитами q . Толщина пласта, его проницаемость и упругость в нефтеносной части и за ее контуром одинаковы

Варианты	1	2	3	4	5
----------	---	---	---	---	---

Толщина пласта h (м)	10	18	26	34	15
Проницаемость k (м ²)	$0,54 \cdot 10^{-12}$	$0,58 \cdot 10^{-12}$	$0,63 \cdot 10^{-12}$	$0,45 \cdot 10^{-12}$	$0,56 \cdot 10^{-12}$
Упругоёмкость β (Па ⁻¹)	$5,4 \cdot 10^{-10}$	$6,1 \cdot 10^{-10}$	$4,7 \cdot 10^{-10}$	$5,3 \cdot 10^{-10}$	$5,8 \cdot 10^{-10}$
Расстояние между скважинами l (м)	320	250	200	300	400
Дебит q (м ³ /с)	9^{-3}	12^{-3}	15^{-3}	18^{-3}	10^{-3}

Определить насколько уменьшится давление по сравнению с начальным в пласте на середине расстояния между скважинами в начале координат спустя 30, 92 и 270 суток после пуска скважин в работу.

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В РАЗРАБОТКУ И РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Основные экономические показатели экономической эффективности проекта

Для одного и того-же месторождения могут существовать несколько вариантов его разработки. Все возможные варианты отличаются плотностью сетки скважин, геометрией забоев, применяемой техникой и технологией извлечения нефти, различными геолого-техническими мероприятиями по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи пластов. Зачастую экономическая оценка вариантов разработки месторождения довольно затруднена. Основные факторы осложняющие выбор наилучшего варианта разработки с экономической точки зрения это: невозможность достоверного прогнозирования эффективности реализуемых геолого-технических мероприятий, волатильность цен на нефть, причины геологического характера (наличие контактных с водой запасов нефти, аномальные свойства пластовых флюидов, сложность геологического строения, большая глубина залегания продуктивных пластов и т.п.).

Вариативность различных технико-технологических решений по разработке нефтяных месторождений следует рассматривать с точки зрения оценочных показателей экономической эффективности проекта.

К основным показателям экономической эффективности проекта относят: чистый дисконтированный доход, внутреннюю норму доходности, индекс доходности и срок окупаемости инвестиций.

Чистый дисконтированный доход (D_c) – представляет с собой разницу между суммой экономических эффектов и суммой инвестиций с учетом фактора времени.

Вышеуказанный «фактор времени» обусловлен известным в экономике законом: «деньги сегодня не равны деньгам завтра». Это обусловлено не только обесценением денег (инфляция), но и развитием научно-технического прогресса: техника и технологии применимые при разработке месторождений становятся все более наукоёмкими, все более капиталоемкими, требуют высокой квалификации инженеров и персонала обслуживающего и эксплуатирующего объекты добычи нефти.

Ниже приведена формула для расчета чистого дисконтированного дохода:

$$D_c = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} \quad (2.1)$$

где T_p – продолжительность расчетного периода, год; t – номер года расчетного периода; r – принятая норма дисконта; $\mathcal{E}_{\text{диск}}$ – дисконтированная величина эффекта в t -том году расчетного периода T_p , руб.; $K_{\text{диск}}$ – дисконтированная величина инвестиций в t -том году расчетного периода T_p , руб.; \mathcal{E}_t – величина эффекта в t -том году расчетного периода T_p , руб.; K_t – величина инвестиций в t -том году расчетного периода T_p , руб.

Следующим основным показателем экономической эффективности проекта является – внутренняя норма доходности.

Внутренняя норма доходности ($E_{\text{вн}}$) – это показатель которых показывает норму дисконта, при котором сумма всех дисконтированных эффектов будет равна сумме всех приведенных инвестиций (то есть проект не приносит ни убытка ни прибыли).

Внутренняя норма доходности обусловлена прежде всего стоимостью заемных средств, а также некоторыми отраслевыми особенностями реализуемого проекта, конъюнктурой рынков сбыта и ценами на нефть.

Растет внутренней нормы доходности производят по уравнению 2.2

$$\sum_{t=1}^{T_p} \frac{\mathcal{E}_t}{(1+E_{\text{вн}})^t} - \sum_{t=1}^{T_p} \frac{K_t}{(1+E_{\text{вн}})^t} = 0 \quad (2.2)$$

Следующим важнейшим показателем экономической эффективности проекта является индекс доходности ($E_{\text{д}}$). Он рассчитывается как отношение суммы всех эффектов с учетом фактора времени к сумме инвестиций с учетом фактора времени, или:

$$E_{\text{д}} = \frac{\sum_{t=1}^{T_p} \mathcal{E}_{\text{диск}}}{\sum_{t=1}^{T_p} K_{\text{диск}}} \quad (2.3)$$

Срок окупаемости ($T_{\text{ок}}$) – временной отрезок за который сумма приведенных эффектов сравнивается с суммой приведенных инвестиций:

$$\sum_{t=1}^{T_{\text{ок}}} \frac{\mathcal{E}_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^{T_{\text{ок}}} \frac{K_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (2.4)$$

2.2 Расчет оценочных показателей экономической эффективности инвестиций

Методика расчета основных показателей и последовательность их расчета приведена ниже:

1. Рассчитывают дисконтированный приток денежных средств за период реализации проекта по формуле 2.5

$$\sum_{t=1}^{T_p} \frac{P_t}{(1+r)^t} \quad (2.5)$$

Где: T_p – период реализации проекта (число лет); $P_{\text{диск}}$ – дисконтированная величина дополнительного чистого притока денежных средств от операционной деятельности по t -тому году расчетного периода T_p ; r – норма дисконта.

2. Рассчитывают величину инвестиций за весь период реализации проекта с учетом временного фактора (с учетом коэффициента дисконтирования r)

$$\sum_{t=1}^{T_p} \frac{K_t}{(1+r)^t} \quad (2.6)$$

где $K_{\text{диск}}$ – дисконтированная величина инвестиций на проведение организационно-технического мероприятия по t -тому году расчетного периода T_p , тыс.руб.; K_t – инвестиции на проведение организационно-технического мероприятия по t -тому году расчетного периода T_p , тыс. руб.

3. Определяют чистый дисконтированный доход за период реализации проекта:

$$D_{\text{ч}} = D_{\text{диск}} - K_{\text{диск}} \quad (2.7)$$

4. Определяют внутреннюю норму доходности ($E_{\text{вн}}$) из уравнения 2.8

$$\sum_{t=1}^{T_p} \left[\Delta \Pi_{0t} / (1 + E_{\text{вн}})^t \right] = \sum_{t=1}^{T_p} \left[K_t / (1 + E_{\text{вн}})^t \right] \quad (2.8)$$

5. Рассчитывают Индекс доходности инвестиций по формуле 2.9

$$E_{\text{д}} = D_{\text{диск}} / K_{\text{диск}} \quad (2.9)$$

6. Далее определяют срок окупаемости проекта из уравнения 2.10

$$\sum_{t=1}^{T_{\text{ок}}} \Delta \Pi_{0t} = \sum_{t=1}^{T_{\text{ок}}} K_t \quad (2.10)$$

Методика расчета срока окупаемости следующая:

а) определяется кумулятивное значение дисконтированной величины дополнительного чистого притока денежных средств от операционной деятельности по годам расчетного периода T_p ($\Delta \Pi'_{\text{одис}}$), тыс.руб.

$$\Delta \Pi'_{\text{одис}} = \Delta \Pi'_{\text{одис}(t-1)} + \Delta \Pi'_{\text{одис}} \quad (2.11)$$

Для первого года расчетного периода T_p значение $\Delta \Pi'_{\text{одис}(t-1)}$ принимается равным нулю;

б) находят два смежных значения $\Delta \Pi'_{\text{одис}}$, которые отвечают условию, что

$$\Delta \Pi'_{\text{одис}(t-1)} < K_{\text{диск}} < \Delta \Pi'_{\text{одис}} \quad (2.12)$$

в) устанавливается целое число лет срока окупаемости инвестиций $T_{\text{ок.ц}}$, которому соответствует значение $\Delta \Pi'_{\text{одис}(t-1)}$.

Если $\Delta \Pi'_{\text{одис}}$ соответствует первому году T_p , то $T_{\text{ок.ц}}=0$;

г) рассчитывается период окупаемости по формуле 2.13

$$T_{\text{ок}} = T_{\text{ок.ц}} + \frac{K_{\text{диск}} - \Delta \Pi'_{\text{одис}(T_{\text{ок.ц}})}}{\Delta \Pi'_{\text{одис}(T_{\text{ок.ц}})} - \Delta \Pi'_{\text{одис}(T_{\text{ок.ц}} - 1)}} \quad (2.13)$$

По данным таблиц 2.1-2.3 рассчитать основные экономические показатели проекта (см. тему 8). После расчета каждого экономического показателя характеризующего проекты выполнить его краткое описание (указать от каких параметров он зависит в наибольшей степени и что он характеризует).

Исходные данные для всех вариантов:

1. Срок службы нового типа оборудования $T_{\text{сл}} = 8$ лет.
2. Число установок, использующий новый тип оборудования $У = 10$.
3. Доля затрат в сметной стоимости 1 тонны нефти, зависящих от времени $\alpha_t = 0,6$.
4. Налог на прибыль 20 %.
5. Норма дисконта $r = 0,1$.

Номер варианта определяется по последним трем цифрам номера зачетной книжки.

Таблица 2.1 – Исходные данные по первой цифре варианта задания

Первая цифра	Инвестиции на реализацию проекта (K_t),	Затраты на выполнение проектно-	Балансовая стоимость модернизированного

варианта задания	тыс.руб.	изыскательских работ ($K_{\text{прт}}$), тыс.руб.	оборудования ($K_{\text{бт}}$), тыс.руб.
0	6674	230	1123
1	2942	235	1542
2	9864	240	1276
3	8439	245	1654
4	3947	250	1234
5	9874	255	1187
6	8984	266	1137
7	9593	300	1201
8	9246	200	1207
9	9137	250	1385

Таблица 8.2 – Исходные данные по второй цифре варианта задания

Вторая цифра варианта задания	Условная производительность до реализации проекта ($V_{\text{к1}}$), т-установка/мес	Коэффициент увеличения производительности ($K_{\text{ув}}$)
0	750	1,481
1	987	1,980
2	1234	1,520
3	1863	1,485
4	987	1,945
5	1325	1,818
6	1286	1,095
7	1187	1,295
8	1653	1,945
9	876	1,596

Таблица 8.3 – Исходные данные по третьей цифре варианта задания

Третья цифра варианта задания	Сметная стоимость 1т нефти до реализации проекта ($C_{\text{м1}}$), руб.
0	19240
1	18653
2	16345
3	20000
4	12765
5	16329
6	17326
7	12389
8	11973
9	16543

3 МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ДЕБИТОВ НЕФТЯНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Для геолого-физических условий представленных в таблице 3.1 рассчитать дебит скважины с горизонтальным окончанием Q_2 по методике Joshi, сопоставить полученные результаты, определить оптимальную длину горизонтального участка для 10 значений (от изначального) с шагом в 50 метров.

Таблица 3.1 – Исходные данные для расчета

Наименование параметра	Условное обозначение	Единицы измерения (СИ)	Значение
Нефтенасыщенная толщина	h	м	5
Проницаемость по горизонтали, m^2	k_h	m^2	$7 \cdot 10^{-15}$
Проницаемость по вертикали, m^2	k_v	m^2	$5 \cdot 10^{-15}$
Вязкость нефти	μ_n	Па·с	0,002
Пластовое давление	$P_{пл}$	Па	$29 \cdot 10^6$
Забойное давление	$P_{заб}$	Па	$25 \cdot 10^6$
Радиус горизонтального участка скважины	r_c	м	0,1
Радиус контура питания	R_k	м	300
Объемный коэффициент нефти	B_0	д.ед	1,2

Методические рекомендации по решению задачи

Рассчитаем дебит горизонтальной скважины по методике Joshi S.D. Для этого необходимо определить параметр анизотропии из выражения 3.1 и большую полуось эллипса дренирования (выражение 3.2):

$$\chi = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} = \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{-15}}{5 \cdot 10^{-15}}} = 1,18; \quad (3.1)$$

$$a = 0,5 \cdot L \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4}} = 0,5 \cdot 250 \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{300}{0,5 \cdot 250}\right)^4}} = 313,3 \text{ м.} \quad (3.2)$$

Подставляя полученные результаты в выражение 3.1 получаем:

$$Q_2 = \frac{2\pi k_h h \Delta P}{\mu_n B_0 \left[\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - 0,25L^2}}{0,5L}\right) + \left(\frac{\chi h}{L}\right) \ln\left(\frac{\chi h}{2r_c}\right) \right]}; \quad (3.3)$$

Для скважины с длиной горизонтального участка в интервале продуктивного пласта 250м, получим:

$$Q_2 = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 7 \cdot 10^{-15} \cdot 5 \cdot (29 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6)}{0,002 \cdot 1,2 \left[\ln\left(\frac{313,3 + \sqrt{313,3^2 - 0,25 \cdot 250^2}}{0,5 \cdot 250}\right) + \left(\frac{1,18 \cdot 5}{250}\right) \ln\left(\frac{1,18 \cdot 5}{2 \cdot 0,1}\right) \right]} = 0,00056 \text{ м}^3 / \text{с} = 48$$

$\text{м}^3/\text{сут.}$

Для определения суточного дебита умножаем полученный результат на количество секунд в сутках (86 400).

$$Q_2 = 0,00056 \cdot 86400 = 48 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Для скважины с длиной горизонтального участка 300м получим:

$$Q_z = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 7 \cdot 10^{-15} \cdot 5 \cdot (29 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6)}{0,002 \cdot 1,2 \left[\ln \left(\frac{313,3 + \sqrt{313,3^2 - 0,25 \cdot 300^2}}{0,5 \cdot 300} \right) + \left(\frac{1,18 \cdot 5}{300} \right) \ln \left(\frac{1,18 \cdot 5}{2 \cdot 0,1} \right) \right]} = 0,00096 \text{ м}^3 / \text{с} = 83$$

м³/сут.

Для определения суточного дебита умножаем полученный результат на количество секунд в сутках (86 400).

$$Q_z = 0,00096 \cdot 86400 = 83 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Для скважины с длиной горизонтального участка 350м получим:

$$Q_z = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 7 \cdot 10^{-15} \cdot 5 \cdot (29 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6)}{0,002 \cdot 1,2 \left[\ln \left(\frac{313,3 + \sqrt{313,3^2 - 0,25 \cdot 350^2}}{0,5 \cdot 350} \right) + \left(\frac{1,18 \cdot 5}{350} \right) \ln \left(\frac{1,18 \cdot 5}{2 \cdot 0,1} \right) \right]} = 0,0011 \text{ м}^3 / \text{с} = 98$$

м³/сут.

Для определения суточного дебита умножаем полученный результат на количество секунд в сутках (86 400).

$$Q_z = 0,0011 \cdot 86400 = 98 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Для скважины с длиной горизонтального участка 400м получим:

$$Q_z = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 7 \cdot 10^{-15} \cdot 5 \cdot (29 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6)}{0,002 \cdot 1,2 \left[\ln \left(\frac{313,3 + \sqrt{313,3^2 - 0,25 \cdot 400^2}}{0,5 \cdot 400} \right) + \left(\frac{1,18 \cdot 5}{400} \right) \ln \left(\frac{1,18 \cdot 5}{2 \cdot 0,1} \right) \right]} = 0,0014 \text{ м}^3 / \text{с} = 124$$

м³/сут.

Для определения суточного дебита умножаем полученный результат на количество секунд в сутках (86 400).

$$Q_z = 0,0014 \cdot 86400 = 124 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Для скважины с длиной горизонтального участка 450м получим:

$$Q_z = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 7 \cdot 10^{-15} \cdot 5 \cdot (29 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6)}{0,002 \cdot 1,2 \left[\ln \left(\frac{313,3 + \sqrt{313,3^2 - 0,25 \cdot 450^2}}{0,5 \cdot 450} \right) + \left(\frac{1,18 \cdot 5}{450} \right) \ln \left(\frac{1,18 \cdot 5}{2 \cdot 0,1} \right) \right]} = 0,0017 \text{ м}^3 / \text{с} = 149$$

м³/сут.

Для определения суточного дебита умножаем полученный результат на количество секунд в сутках (86 400).

$$Q_z = 0,0017 \cdot 86400 = 149 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Для скважины с длиной горизонтального участка 500м получим:

$$Q_z = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 7 \cdot 10^{-15} \cdot 5 \cdot (29 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6)}{0,002 \cdot 1,2 \left[\ln \left(\frac{313,3 + \sqrt{313,3^2 - 0,25 \cdot 500^2}}{0,5 \cdot 500} \right) + \left(\frac{1,18 \cdot 5}{500} \right) \ln \left(\frac{1,18 \cdot 5}{2 \cdot 0,1} \right) \right]} = 0,0021 \text{ м}^3 / \text{с} = 190$$

м³/сут.

Для определения суточного дебита умножаем полученный результат на количество секунд в сутках (86 400).

$$Q_z = 0,0021 \cdot 86400 = 190 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Для скважины с длиной горизонтального участка 550м получим:

$$Q_z = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 7 \cdot 10^{-15} \cdot 5 \cdot (29 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6)}{0,002 \cdot 1,2 \left[\ln \left(\frac{313,3 + \sqrt{313,3^2 - 0,25 \cdot 550^2}}{0,5 \cdot 550} \right) + \left(\frac{1,18 \cdot 5}{550} \right) \ln \left(\frac{1,18 \cdot 5}{2 \cdot 0,1} \right) \right]} = 0,0026 \text{ м}^3 / \text{с} = 226$$

м³/сут.

Для определения суточного дебита умножаем полученный результат на количество секунд в сутках (86 400).

$$Q_z = 0,0026 \cdot 86400 = 226 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Для скважины с длиной горизонтального участка 600м получим:

$$Q_z = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 7 \cdot 10^{-15} \cdot 5 \cdot (29 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6)}{0,002 \cdot 1,2 \left[\ln \left(\frac{313,3 + \sqrt{313,3^2 - 0,25 \cdot 600^2}}{0,5 \cdot 600} \right) + \left(\frac{1,18 \cdot 5}{600} \right) \ln \left(\frac{1,18 \cdot 5}{2 \cdot 0,1} \right) \right]} = 0,0030 \text{ м}^3 / \text{с} = 264$$

м³/сут.

Для определения суточного дебита умножаем полученный результат на количество секунд в сутках (86 400).

$$Q_z = 0,0030 \cdot 86400 = 264 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Для скважины с длиной горизонтального участка 650м получим:

$$Q_z = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 7 \cdot 10^{-15} \cdot 5 \cdot (29 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6)}{0,002 \cdot 1,2 \left[\ln \left(\frac{313,3 + \sqrt{313,3^2 - 0,25 \cdot 650^2}}{0,5 \cdot 650} \right) + \left(\frac{1,18 \cdot 5}{650} \right) \ln \left(\frac{1,18 \cdot 5}{2 \cdot 0,1} \right) \right]} = 0,0034 \text{ м}^3 / \text{с} = 298$$

м³/сут.

Для определения суточного дебита умножаем полученный результат на количество секунд в сутках (86 400).

$$Q_z = 0,0034 \cdot 86400 = 298 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Для скважины с длиной горизонтального участка 700м получим:

$$Q_e = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 7 \cdot 10^{-15} \cdot 5 \cdot (29 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6)}{0,002 \cdot 1,2 \left[\ln \left(\frac{313,3 + \sqrt{313,3^2 - 0,25 \cdot 700^2}}{0,5 \cdot 700} \right) + \left(\frac{1,18 \cdot 5}{700} \right) \ln \left(\frac{1,18 \cdot 5}{2 \cdot 0,1} \right) \right]} = 0,0038 \text{ м}^3 / \text{с} = 334$$

м³/сут.

Для определения суточного дебита умножаем полученный результат на количество секунд в сутках (86 400).

$$Q_e = 0,0038 \cdot 86400 = 334 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Рассчитаем дебиты скважины для 10 значений длины горизонтального участка с шагом в 50 метров по методике Joshi, и внесем полученные данные в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчетов

L длина горизонтального участка	Дебит ГС, м ³ /сут (Joshi S.D.)	Удельный дебит
250	48	0,19
300	83	0,27
350	98	0,28
400	124	0,31
450	149	0,33
500	190	0,38
550	226	0,41
600	264	0,44
650	298	0,45
700	334	0,47

Таблица 3.3 – Исходные данные для решения задачи по вариантам

Вар.	Длина ГС, м	h нн, м	Kh, мД	Kv, мД	Вязкость, мПа*с	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Радиус скв, м	Rk, м
1	850	23	443	55	1,12	17,5	14,0	0,1	470
2	850	9	64	14	1,16	19	6,0	0,1	470
3	400	5	145	21	1,16	19	11,0	0,1	220
4	200	8	55	12	1,16	21,8	13,0	0,1	110
5	400	7	111	23	0,98	21,1	13,7	0,1	220
6	600	8	147	36	0,98	23,1	16,0	0,1	330
7	200	9	147	36	0,98	23,3	16,0	0,1	110
8	500	10	158	11	0,51	24	16,0	0,1	275
9	700	11	96	12	0,41	24,3	5,8	0,1	385
10	300	19	96	12	0,41	24,3	11,2	0,1	165
11	250	8	443	55	1,12	17,5	15,0	0,1	470
12	500	15	64	14	1,16	19	11,0	0,1	470
13	350	6	145	21	1,16	19	16,0	0,1	220

14	800	9	55	12	1,16	21,8	15,0	0,1	110
15	600	11	111	23	0,98	21,1	17,8	0,1	220
16	550	12	147	36	0,98	23,1	13,0	0,1	330
17	400	8	147	36	0,98	23,3	18,0	0,1	110
18	700	16	158	11	0,51	24	19,5	0,1	275
19	350	18	96	12	0,41	24,3	11,34	0,1	385
20	250	17	96	12	0,41	24,3	16,2	0,1	165
21	400	22	443	55	1,12	17,5	14,9	0,1	470
22	750	16	64	14	1,16	19	15,3	0,1	470
23	150	10	145	21	1,16	19	12,7	0,1	220
24	350	11	55	12	1,16	21,8	9,8	0,1	110
25	450	6	111	23	0,98	21,1	12,9	0,1	220
26	650	9	147	36	0,98	23,1	13,8	0,1	330
27	700	19	147	36	0,98	23,3	18,2	0,1	110
28	500	21	158	11	0,51	24	14,3	0,1	275
29	650	8	96	12	0,41	24,3	18,6	0,1	385
30	350	9	96	12	0,41	24,3	15,2	0,1	165

4 РАСЧЕТ ДЕБИТОВ ГАЗА ДЛЯ СКВАЖИН С УВЕЛИЧЕННЫМ ДИАМЕТРОМ

Рассмотрим, изменение дебита, депрессии на пласт и градиента давления на стенке газовой скважины при увеличении её диаметра

Уравнение притока газа к скважине имеет вид:

$$\Delta P^2 = A Q_o + B Q_o^2, \quad (4.1)$$

где $\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_{заб}^2$; $P_{пл}$ - пластовое давление; $P_{заб}$ - забойное давление; Q_o – дебит газа при нормальных условиях; A, B - коэффициенты фильтрационных сопротивлений:

$$A = a \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}; \quad B = b \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_K} \right) \quad (4.2)$$

где a и b - коэффициенты, зависящие от толщины пласта, физических свойств жидкости (газа) и фильтрационных свойств пласта; R_K - радиус зоны дренирования пласта газовой скважиной; r_c - радиус скважины.

Увеличение диаметра скважины в n раз изменит коэффициенты фильтрационных сопротивлений до значений:

$$A' = \delta_a \cdot A; \quad B' = \delta_b \cdot B, \quad (4.3)$$

где δ_a и δ_b - коэффициенты, учитывающие геометрию забоя скважины:

$$\delta_a = 1 - \frac{\ln n}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (4.4)$$

$$\delta_b = \frac{1}{n} \quad (4.5)$$

Уравнение притока газа, при сохранении дебита газа к скважине увеличенного диаметра представляется в виде:

$$(\Delta P^2)' = A Q_o \delta_a + B Q_o^2 \delta_b \quad (4.6)$$

Уравнение депрессии на пласт можно записать как:

$$\Delta P = P_{nl} - \sqrt{P_{nl}^2 - \Delta P^2}; \quad (4.7)$$

$$\Delta P' = P_{nl} - \sqrt{P_{nl}^2 - (\Delta P^2)'}; \quad (4.8)$$

Из формул (6) - (8) представляется возможным оценить степень уменьшения депрессии на газовый пласт при сохранении дебита:

$$\delta_{\Delta P} = \frac{\Delta P'}{\Delta P} = \frac{\delta_a + \frac{B}{A} \cdot Q_o \cdot \delta_b}{1 + \frac{B}{A} \cdot Q_o} \quad (9)$$

Запишем формулы для расчёта дебита скважины при сохранении депрессии на пласт:

$$Q_o = \frac{A}{2B} \left(\sqrt{1 + 4 \frac{B}{A^2} \Delta P^2} - 1 \right) \quad (4.10)$$

$$Q_o' = \frac{A \cdot \delta_a}{2B \cdot \delta_b} \left(\sqrt{1 + 4 \frac{B \cdot \delta_b}{A^2 \cdot \delta_a^2} \Delta P^2} - 1 \right) \quad (4.11)$$

Соответственно, получаем степень увеличения дебита скважины:

$$\delta_Q = \frac{Q_o'}{Q_o} = \frac{\delta_a}{\delta_b} \cdot \frac{\sqrt{1 + 4 \frac{B \cdot \delta_b}{A^2 \cdot \delta_a^2} \Delta P^2} - 1}{\sqrt{1 + 4 \frac{B}{A^2} \Delta P^2} - 1} \quad (4.12)$$

Градиент давления при фильтрации газа определяется по формуле:

$$\frac{dP}{dr} = \frac{\mu \cdot V}{K} + \beta \frac{\rho_g \cdot V^2}{\sqrt{k}}, \quad (4.13)$$

где μ - коэффициент динамической вязкости газа в пластовых условиях; V - скорость фильтрации газа; k - коэффициент проницаемости; β - коэффициент вихревых сопротивлений; ρ_g - плотность газа в пластовых условиях.

Учитывая, что максимальное значение градиента давления возникает на стенке скважины, скорость фильтрации газа будет:

$$V = \frac{Q_o \cdot P_o}{2\pi \cdot r_c \cdot h \cdot P_{заб}}, \quad (4.14)$$

где P_o - нормальное давление; h - толщина пласта.
Тогда уравнение (13) записывается в виде:

$$\left. \frac{dP}{dr} \right|_{r=r_c} = \frac{\mu P_o Q_o}{2\pi K h P_{заб} r_c} + \beta \frac{\rho_o P_o Q_o^2}{4\pi^2 \sqrt{K} h^2 P_{заб} r_c^2}, \quad (4.15)$$

Уменьшение градиента давления при увеличении диаметра скважины в n раз определяется выражениями 16-19:

$$\left(\frac{dP}{dr} \right)' \Big|_{r=r_c} = \frac{\mu P_o Q_o}{2\pi K h P_{заб} r_c \cdot n} + \beta \frac{\rho_o P_o Q_o^2}{4\pi^2 \sqrt{K} h^2 P_{заб} r_c^2 n^2}, \quad (4.16)$$

Или

$$\left(\frac{dP}{dr} \right)' \Big|_{r=r_c} = \frac{1}{2P_{заб} r_c} \left(\frac{A}{n \ln \frac{R_k}{r_c}} Q_o + \frac{B Q_o^2}{r_c n^2} \right) \quad (4.17)$$

Степень уменьшения градиента давления определяется отношением:

$$\delta_{град} = \frac{\left(\frac{dP}{dr} \right)'}{dP / dr} \quad (4.18)$$

или

$$\delta_{град} = \frac{\delta_a + \frac{B}{A} \ln \frac{R_k}{r_c} Q_o \delta_b}{\left(1 + \frac{B}{A} \ln \frac{R_k}{r_c} Q_o \right) \cdot n} \quad (4.19)$$

В таблице 4.1 приведены результаты расчета значений δ_Q , $\delta_{\Delta P}$ и $\delta_{град}$ при кратности увеличения диаметра скважины ($n=2, 3$) и различных значениях дебита газа Q_o для типовой газовой скважины ($R_k = 250$ м, $A = 0,01 \frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$, $B = 9,5 \cdot 10^{-5} \frac{МПа^2}{(тыс.м^3 / сут.)^2}$, $P_{пл} = 10$ МПа).

Таблица 4.1 - Степень изменения дебита скважины δ_Q , депрессии на пласт $\delta_{\Delta P}$ и градиента давления $\delta_{град}$ при кратности увеличения радиуса скважины n

n	Q _o =50 тыс. м ³ /сут. r _c =0,057 м			Q _o =100 тыс. м ³ /сут. r _c =0,057 м			Q _o =250 тыс. м ³ /сут. r _c =0,073 м			Q _o =1000 тыс. м ³ /сут. r _c =0,109 м		
	δ _{ΔP}	δ _Q	δ _{град}	δ _{ΔP}	δ _Q	δ _{град}	δ _{ΔP}	δ _Q	δ _{град}	δ _{ΔP}	δ _Q	δ _{град}
2	0,778	1,228	0,294	0,710	1,283	0,275	0,621	1,347	0,261	0,538	1,395	0,253
3	0,683	1,384	0,149	0,598	1,480	0,133	0,485	1,599	0,121	0,381	1,695	0,114

Как показывают наши расчеты, с увеличением диаметра ствола скважины в интервале продуктивного пласта дебит увеличивается, депрессия на пласт уменьшается. Значительно снижается градиент давления на стенке скважины.

Таблица 4.2 – Исходные данные для решения задачи по вариантам

Параметры		варианты					
		1	2	3	4	5	6
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	А	0,010	0,012	0,015	0,014	0,012	0,013
	В	$9,8 \cdot 10^{-5}$	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,7 \cdot 10^{-5}$	$9,4 \cdot 10^{-5}$	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$, МПа		10	11	16	31	18	22
Забойное давление $P_{заб}$, МПа		9,5	10,5	15,7	30,4	17,3	21,8
Дебит при нормальных условиях Q_o , тыс. м ³ /сут.		50	150	250	400	600	1000
Параметры		варианты					
		7	8	9	10	11	12
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	А	0,011	0,011	0,012	0,012	0,016	0,016
	В	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,7 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$9,6 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$, МПа		25	26	27	28	29	24
Забойное давление $P_{заб}$, МПа		24,1	35,4	26,5	27,7	27,3	23,7
Дебит при нормальных условиях Q_o , тыс. м ³ /сут.		600	700	800	900	1000	1100
Параметры		варианты					
		13	14	15	16	17	18
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	А	0,014	0,015	0,016	0,017	0,010	0,011
	В	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$9,4 \cdot 10^{-5}$	$9,5 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$, МПа		25,6	26,7	27,1	30	33	36
Забойное давление $P_{заб}$, МПа		24,7	25,4	26,8	29	32	35
Дебит при нормальных условиях Q_o , тыс. м ³ /сут.		650	700	750	800	1200	1400
Параметры		варианты					
		19	20	21	22	23	24
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений	А	0,01	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016
	В						

$\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	В	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,7 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$9,6 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$, МПа		25	26	27	28	29	24
Забойное давление $P_{заб}$, МПа		24,1	35,4	26,5	27,7	27,3	23,7
Дебит при нормальных условиях Q_o , тыс. м ³ /сут.		900	800	1400	1700	1000	1100
Параметры	варианты						
		25	26	27	28	29	30
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	А	0,016	0,011	0,014	0,012	0,012	0,015
	В	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$9,4 \cdot 10^{-5}$	$9,6 \cdot 10^{-5}$	$9,5 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$, МПа		30	30	30	30	30	30
Забойное давление $P_{заб}$, МПа		29	29,1	29,2	29,7	29,5	29,3
Дебит при нормальных условиях Q_o , тыс. м ³ /сут.		1100	1200	1300	1400	1500	1600

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ КОМПОНЕНТООТДАЧИ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Задача 5.1

Оценить начальные запасы нефти и коэффициенты нефтеотдачи нефтегазовой залежи.

Общий объем нефтенасыщенной части залежи $V_n = 13,8 \cdot 10^7 \text{ м}^3$, объем пласта, занятого газовой шапкой, $V_z = 2,42 \cdot 10^7 \text{ м}^3$.

Начальное пластовое давление, равное давлению насыщения нефти газом, $P_0 = P_{нас} = 18,4$ МПа; объемный коэффициент нефти при начальном давлении $b_{но} = 1,34 \text{ м}^3/\text{м}^3$; объемный коэффициент газа газовой шапки $b_{zo} = 0,00627 \text{ м}^3/\text{м}^3$; начальное газосодержание нефти $\Gamma_0 = 100,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

При отборе из залежи $Q_n = 3,18 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ нефти (в стандартных условиях) и воды $Q_w = 0,167 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, среднее пластовое давление снизилось до $P = 13,6$ МПа, газосодержание уменьшилось до $\Gamma = 75 \text{ м}^3/\text{м}^3$. При давлении $P = 13,6$ МПа объемный коэффициент нефти $b_n = 1,28 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а объемный коэффициент газа $b_z = 0,00849 \text{ м}^3/\text{м}^3$, объемный коэффициент воды $b_w = 1,028$. За время разработки средний газовый фактор оказался равным $\bar{\Gamma} = 125 \text{ м}^3/\text{м}^3$, в залежь вторглось воды из законтурной области

$$W_e = 1,84 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Методические рекомендации по решению задачи

Подсчитаем начальные запасы нефти. Сперва определим относительный начальный объем газовой шапки и величину двухфазного объемного коэффициента по соответствующим формулам:

$$\Gamma_w = \frac{2,42 \cdot 10^7}{13,8 \cdot 10^7} = 0,175, \quad (5.1)$$

$$B = 1,28 + (100,3 - 75) \cdot 0,00849 = 1,495.$$

Запасы нефти в пласте составят величину:

$$G_H = \frac{3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 100,3) \cdot 0,00849] - (1,84 - 0,167 \cdot 1,028) \cdot 10^6}{1,495 - 1,34 + \frac{0,175 \cdot 1,34}{0,00627} (0,00849 - 0,00627)} = 15,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \quad (5.2)$$

За рассматриваемый период разработки коэффициент нефтеотдачи при относительном снижении пластового давления на 26,1% составил:

$$\eta = \frac{Q_H}{G_H} = \frac{3,18 \cdot 10^6}{15,8 \cdot 10^6} = 0,2 \quad (5.3)$$

Разработка нефтегазовой залежи при отсутствии гидродинамической связи с водонапорным бассейном (количества вторгшейся и отобранной воды равны нулю) и исходных данных предыдущей задачи могла бы осуществляться при начальных запасах нефти и коэффициенте нефтеотдачи $G_H = 23,5 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, $\eta = 0,135$.

Оценим влияние механизмов расширения газовой шапки, растворенного газа и вторжения воды в пределы залежи на добычу нефти при разработке нефтегазовой залежи для $G_H = 15,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

По приведенным формулам определим относительные количества нефти, добываемой за счет проявления режимов:

растворенного газа:

$$\eta_{\text{растворг}} = \frac{15,8 \cdot 10^6 (1,495 - 1,34)}{3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 100,3) \cdot 0,00849]} = 0,451$$

расширения газовой шапки:

$$\eta_{\text{газ.ш}} = \frac{0,175 \cdot 15,8 \cdot 10^6 \cdot 1,34 (0,00849 - 0,00627)}{3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 100,3) \cdot 0,00849]} = 0,241$$

водонапорного режима:

$$\eta_{\text{в.напор}} = \frac{(1,84 - 0,167 \cdot 1,028) \cdot 10^6}{3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 100,3) \cdot 0,00849]} = 0,308$$

Сумма участия трех механизмов в добыче нефти равна единице. Интересно, что на рассматриваемый момент времени разработки залежи доминирующей формой пластовой энергии является энергия выделяющегося из нефти растворенного в ней газа. За счет этого фактора добыто 45 % нефти. На долю механизма вытеснения нефти водой приходится 31 % добытой нефти, за счет расширения газовой шапки отобрано 24 %.

Задача 5.2

Подсчитать запасы газа в газовой шапке нефтегазовой залежи и суммарный отбор газа из нее Q_2 , обеспечивающий постоянный объем газовой шапки при снижении среднего давления в залежи от начального $P_0 = 22,1 \text{ МПа}$ до $P = 16,1 \text{ МПа}$. Пластовая температура $T_{пл} = 101^\circ \text{С}$. Общий

объем пласта, занятый газовой шапкой, составляет $V_z = 22,04 \cdot 10^6 \text{ м}^3$. Средняя пористость $m=0,18$, насыщенность порового объема связанной водой $s_{св} = 0,16$, содержание рассеянной нефти в объеме газовой шапки $s_n = 0,06$. Относительная плотность газа равна 0,66.

Решение. Определим объем газа в газовой шапке по известному объему пласта, пористости и насыщенности (в млн м^3):

$$G_z = V_z m (1 - s_{св} - s_n) = 22,04 \cdot 10^6 \cdot 0,18 (1 - 0,16 - 0,06) = 3,09 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \quad (5.4)$$

Объемный коэффициент газа вычислим по формуле:

$$b_z = \frac{P_{cm}}{T_{cm}} z \frac{T_{пл}}{P_{пл}} \quad (5.5)$$

где $P_{cm}, P_{пл}$ – стандартное и среднее текущее пластовые давления; $T_{cm}, T_{пл}$ – стандартная температура (273К) и температура пласта; z – коэффициент сверхжимаемости.

Найдем значения z . Так, при начальном давлении $z(P_0)=0,914$, а при текущем $P_{пл} = 16,1$ МПа значение z равняется 0,892. Получим: $b_{zo} = 0,3663 \cdot 10^{-3} \cdot 0,914 \cdot (374/22,1) = 0,00566 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $b_z = 0,3663 \cdot 10^{-3} \cdot 0,892 \cdot (374/16,1) = 0,00759 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Для перевода объема газа из пластовых в стандартные условия воспользуемся обратными значениями полученных объемных коэффициентов:

$$b_{zo}^{-1} = 176,7 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

$$b_z^{-1} = 138,1 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Начальные запасы газа в стандартных условиях:

$$G_{z.cm} = 3,09 \cdot 10^6 \cdot 176,6 = 545 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

При понижении пластового давления объем газовой шапки увеличится, если не отбирать газ. Чтоб объем газовой шапки не изменился, необходимо добыть следующее количество газа:

$$Q_z = G_z (b_{zo}^{-1} - b_z^{-1}).$$

Для условий задачи имеем:

$$Q_z = 3,09 \cdot 10^6 \cdot (176,7 - 131,8) = 138 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

К рассматриваемому в задаче моменту времени, когда давление в залежи снизится до 16,1 МПа, необходимо отобрать из газовой шапки 25,4 % от первоначальных запасов, чтобы размеры газовой шапки не изменились.

ВАРИАНТЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ К ЗАДАЧЕ 5.2

Вариант	1	2	3	4	5
P_0 (МПа)	26,1	21,8	24,6	32,4	29,7
P (МПа)	18,3	14,7	16,8	21,1	24,3
Пластовая температура $T_{пл}$ ($^{\circ}\text{C}$)	96	86	88	108	78
Общий объем пласта, занятый газовой шапкой V_r (м^3)	$20 \cdot 10^6$	$37 \cdot 10^6$	$14 \cdot 10^6$	$24 \cdot 10^6$	$16 \cdot 10^6$
Средняя пористость m	0,14	0,23	0,19	0,18	0,12
насыщенность порового объема связанной водой $S_{св}$	0,12	0,09	0,15	0,17	0,11

содержание рассеянной нефти в объеме газовой шапки S_H	0,05	0,08	0,13	0,06	0,11
Относительная плотность газа	0,66	0,62	0,64	0,66	0,68

6 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП В УСЛОВИЯХ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рассчитать основные технологические параметры многостадийного гидроразрыва пласта по следующим исходным данным:

Таблица 6.1 – Исходные данные для расчета

Глубина скважины	2360 м
Начальное пластовое давление, $P_{пл}$	24 МПа
Эффективная нефтенасыщенная толщина, (h)	8,5м
средняя плотность вышележащих пород (ρ)	2400 кг/м ³ ;
темп закачки (Q)	50 л/сек
объем жидкости разрыва $V_{ж}$	100м ³
вязкость жидкости-песконосителя (μ)	240 мПа·с
коэффициент Пуассона (ν)	0,3
Средняя концентрация проппанта в смеси $C_{п}$	600 кг/м ³
плотность проппанта $\rho_{пес}$;	1800 кг/м ³
Плотность пластовой нефти;	840 кг/м ³
Диаметр НКТ (внешний/внутренний); d	88,9/73 мм
Количество закачиваемого проппанта;	200 т. – всего (по 40 т на каждый фрак)
Расчетный дебит до МС ГРП, т/сутки	5,4

Методические рекомендации по решению

Расчет производится на каждый фрак, расчеты могут отличаться в случае разных загрузок проппанта и различных реологических свойств жидкостей разрыва. По остальным параметрам расчеты идентичны.

Расчет параметров ГРП начинают с определения давления разрыва:

$$P_{раз} = P_{гв} - P_{пл} + P_p \quad (6.1)$$

где $P_{гв}$ – вертикальная составляющая горного давления, МПа;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

P_p – давление расслоения пород, $P_p = 1,5 - 3$ МПа (в расчетах примем 2,5 МПа)

$$P_{гв} = H \cdot \rho_n \cdot g \quad (6.2)$$

где H – глубина скважины, м;

ρ_n – средняя плотность вышележащих пород;

g – ускорение свободного падения, м/с²

$$P_{гв} = 2360 \cdot 2400 \cdot 9,81 = 55,56 \text{ МПа.}$$

С учетом формулы 3.1 получим:

$$P_p = 55,56 - 24 + 2,5 = 34,06 \text{ МПа.}$$

Горизонтальная составляющая горного давления P_r , МПа определяется по формуле:

$$P_z = \frac{P_p \cdot \nu}{1 - \nu} \quad (6.3)$$

$$P_z = \frac{34,06 \cdot 0,3}{1 - 0,3} = 14,59 \text{ МПа.}$$

Момент создания трещин в пласте начинается при достижении забойного давления, величина которого определяется по формуле 6.4

$$\frac{P_{заб}}{P_z} \left(\frac{P_{заб}}{P_z} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 \cdot E^2 \cdot Q \cdot \mu}{(1 - \nu^2)^2 \cdot P_z \cdot V_{ж}}, \quad (6.4)$$

где E – модуль упругости Юнга для горных пород;

Q – темп закачки;

μ – вязкость жидкости разрыва

$$\frac{P_{заб}}{P_z} \left(\frac{P_{заб}}{P_z} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 \cdot 10^{10} \cdot 0,05 \cdot 0,24}{(1 - 0,3^2)^2 \cdot 14,59 \cdot 10^6 \cdot 100} = 0,521$$

$$\frac{P_{заб}}{P_r} = \sqrt[3]{\frac{P_{заб}}{P_r} \left(\frac{P_{заб}}{P_r} - 1 \right)^3} + 1 \quad (6.5)$$

$$\frac{P_{заб}}{P_z} = \sqrt[3]{0,521} + 1 = 1,805$$

$$P_{заб} = 14,59 \cdot 1,805 = 26,33 \text{ МПа.}$$

Зная забойное давления в момент начала создания трещин в пласте и зная количество пропанта, объем жидкости разрыва и геологические характеристики пласта можно определить длину создаваемой трещины ГРП по формуле 6.6

$$l_{mp} = \sqrt{\frac{V_{ж} \cdot E^2}{5,6(1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_{заб} - P_z)}} \quad (6.6)$$

$$l_{mp} = \sqrt{\frac{100 \cdot 10^{10}}{5,6(1 - 0,3^2) \cdot 8,5 \cdot (26,33 - 14,59) \cdot 10^6}} = 44 \text{ м}$$

508,52984

Определим раскрытость трещины определяют по формуле 6.7:

$$\omega = \frac{4(1 - \nu^2) \cdot l_{mp} \cdot (P_{заб} - P_z)}{E^2} \quad (6.7)$$

$$\omega = \frac{4(1 - 0,3^2) \cdot 44 \cdot (26,33 - 14,59) \cdot 10^6}{10^{10}} = 0,188 \text{ м}$$

Объемная доля проппанта в смеси определяется по формуле 6.8:

$$n_0 = \frac{\frac{C_n}{\rho_{пес}}}{\frac{C_n}{\rho_{пес}} + 1} \quad (6.8)$$

где C_n – концентрация проппанта в смеси;
 $\rho_{пес}$ – плотность проппанта (песка).

$$n_0 = \frac{\frac{600}{1800}}{\frac{600}{1800} + 1} = 0,25$$

Далее определим потери давления на трение при закачке жидкости-песконосителя

$$\rho_{жс} = \rho(1 - n_0) + \rho_n \cdot n_0 \quad (6.9)$$

$$\rho_{жс} = 1100(1 - 0,25) + 1800 \cdot 0,25 = 1275 \text{ кг/м}^3.$$

$$\mu_{жс} = \mu \cdot \exp(3,18 \cdot n_0) \quad (6.10)$$

$$\mu_{жс} = 0,24 \text{ Па} \cdot \text{с} \cdot \exp(3,18 \cdot 0,25) = 0,531 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

$$\text{Re} = \frac{4Q \cdot \rho_{жс}}{\pi \cdot d \cdot \mu_{жс}} \quad (6.11)$$

$$\text{Re} = \frac{4 \cdot 50 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с} \cdot 1275 \text{ кг} / \text{м}^3}{3,14 \cdot 0,0729 \text{ м} \cdot 0,531 \text{ Па} \cdot \text{с}} \approx 2100$$

Тогда коэффициент гидравлического сопротивления составит величину:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} \quad (6.12)$$

$$\lambda = \frac{64}{2100} = 0,03.$$

При определении потерь давления на трения примется поправочный коэффициент (1,52) для случаев, когда число Рейнольдца больше 200. Тогда получим:

$$P_{тр} = 1,52 \cdot \lambda \frac{16 \cdot Q^2 \cdot H}{2 \cdot \pi^2 \cdot d^5} \rho_{жс} \quad (6.13)$$

$$P_{тр} = 1,52 \cdot 0,03 \cdot \frac{16 \cdot (50 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 2360}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,0729^5} \cdot 1275 = 23,72 \text{ МПа}.$$

Давление которые нужно создать на устье скважины для разрыва пласта определяют по формуле 6.14:

$$P_y = P_{заб} - \rho_{жс} \cdot g \cdot H + P_{тр} \quad (6.14)$$

$$P_y = 26,33 \cdot 10^6 \text{ Па} - 1275 \text{ кг/м}^3 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2 \cdot 2360 \text{ м} + 13,72 \cdot 10^6 \text{ Па} = 20,54 \text{ МПа.}$$

Число насосных агрегатов N, шт определяется по формуле:

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{P_a \cdot Q_a \cdot k_{тс}} + 2 \quad (6.15)$$

где P_a – рабочее давление агрегата, МПа; $P_a = 40$ МПа;
 Q_a – подача агрегата при этом давлении, л/с; $Q_a = 17$ л/с;
 $k_{тс}$ – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы; $k_{тс} = 1$.

$$N = \frac{20,54 \cdot 10^6 \cdot 50 \cdot 10^{-3}}{40 \cdot 10^6 \cdot 17 \cdot 10^{-3} \cdot 1} + 2 \approx 4 \text{ шт.}$$

Объем жидкости для продавки жидкости-песконосителя V_n , м³ определяется по формуле:

$$V_n = \frac{1}{4} \pi d^2 \cdot h = \frac{3,14 \cdot 0,0729^2}{4} \cdot 2360 = 12,14 \text{ м}^3.$$

Рассчитаем количество жидкости-песконосителя для осуществления ГРП:

$$V_{жср} = 46000 / 600 = 76,6 (\text{м}^3)$$

Продолжительность гидроразрыва определяется по формуле:

$$t = \frac{V_{жс} + V_n}{Q_a} \quad (6.16)$$

V_n – объем жидкости для продавки жидкости-песконосителя

$V_{жс}$ – количество жидкости для осуществления ГРП

Q_a – скорость подачи жидкости агрегатом (0,017 м³/с)

$$t = \frac{76,6 + 12,14}{0,011675} = 7600 \text{ сек} = 2 \text{ ч } 6 \text{ мин } 40 \text{ сек}$$

Отечественный ученый Г.К. Максимович предложил методику расчета для расчета ожидаемого эффекта от гидравлического разрыва пласта. Эта методика описывается формулой 3.17

$$n = \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{\lg \frac{R_{\kappa}}{r_c}}{\lg \frac{R_{\kappa}}{R_{тр}}} \quad (6.17)$$

где Q_1 и Q_2 – дебит скважины по жидкости соответственно до и после гидроразрыва, м³/сут;
 $R_{тр}$ – длина трещины равная = 44 м; R_{κ} – радиус контура питания = 700 м;

$$n = \frac{\lg \frac{700}{0,057}}{\lg \frac{700}{44}} = 3,33.$$

$$Q_2 = n \cdot Q_1. \quad (6.18)$$

С учетом пятистадийного гидравлического разрыва получим:
 $Q_2 = n \cdot Q_1 = 3,33 \cdot 5,4 \cdot 5 \text{ разрывов МС ГРП} = 89,91 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Определим насколько увеличится дебит скважины после МС ГРП:

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1, \quad (6.19)$$

$$\Delta Q = 89,91 - 5,4 = 84,51 \text{ т/сутки.}$$

Дополнительная добыча нефти после МС ГРП определяется по формуле:

$$\Delta Q_{\text{дон}} = (q_2 \cdot t_{\text{эф}}) - (q_1 \cdot t_{\text{эф}}), \quad (6.20)$$

где q_2 - дебит по нефти после воздействия, т/сут;

q_1 - дебит нефти до МС ГРП, м³/сут;

$t_{\text{эф}}$ - время технологического эффекта (600 суток).

$$\Delta Q_{\text{дон}} = (89,51 \cdot 600) - (5,4 \cdot 600) = 50466 \text{ т.}$$

В результате проведенных расчётов были спрогнозированы: дополнительная добыча нефти за счёт применения МС ГРП $\Delta Q_n = 50466 \text{ т.}$

Варианты для самостоятельного решение задачи представлены в таблице 6.2

Таблица 6.2 – Исходные данные для расчета

Параметры	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
Глубина скважины	2800 м	3100 м	2700 м	3600 м
Начальное пластовое давление, $P_{\text{пл}}$	28 МПа	30,7 МПа	27,2 МПа	35,9 МПа
Эффективная нефтенасыщенная толщина, (h)	12,1м	17,4м	18,1м	9,7м
средняя плотность вышележащих пород (ρ)	2900 кг/м ³ ;	2970 кг/м ³ ;	2670 кг/м ³ ;	3170 кг/м ³ ;
темп закачки (Q)	50 л/сек	50 л/сек	50 л/сек	60 л/сек
объем жидкости разрыва $V_{\text{ж}}$ (на 1 фрак)	100м ³	140м ³	130м ³	170м ³
вязкость жидкости-песконосителя (μ)	240 мПа·с	240 мПа·с	260 мПа·с	270 мПа·с
коэффициент Пуассона (ν)	0,3	0,31	0,28	0,25
плотность проппанта $\rho_{\text{пес}}$;	1800 кг/м ³	1800 кг/м ³	1800 кг/м ³	2100 кг/м ³
Плотность пластовой нефти;	840 кг/м ³	890 кг/м ³	810 кг/м ³	880 кг/м ³
Диаметр НКТ (внешний/внутренний); d	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
Количество закачиваемого проппанта;	400 т. – всего (по 40 т на каждый фрак)	800 т. – всего (по 80 т на	1000 т. – всего (по 100 т на	800 т. – всего (по 100 т на

		каждый фрак)	каждый фрак)	каждый фрак)
Количество стадий ГРП	10	10	10	8
дебит до МС ГРП, т/сутки	15,1	15,1	15,1	15,1
Параметры	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7	Вариант 8
Глубина скважины	2800 м	3100 м	2700 м	3600 м
Начальное пластовое давление, $P_{пл}$	27 МПа	30,7 МПа	27,2 МПа	35,9 МПа
Эффективная нефтенасыщенная толщина, (h)	8,1м	21,6м	8,6м	13,2м
средняя плотность вышележащих пород (ρ)	2940 кг/м ³ ;	2900 кг/м ³ ;	2670 кг/м ³ ;	3150 кг/м ³ ;
темп закачки (Q)	50 л/сек	50 л/сек	50 л/сек	60 л/сек
объем жидкости разрыва $V_{ж}$ (на 1 фрак)	110м ³	120м ³	180м ³	210м ³
вязкость жидкости-песконосителя (μ)	240 мПа·с	240 мПа·с	260 мПа·с	270 мПа·с
коэффициент Пуассона (ν)	0,33	0,29	0,28	0,27
плотность проппанта $\rho_{пес}$;	1800 кг/м ³	1700 кг/м ³	1900 кг/м ³	2200 кг/м ³
Плотность пластовой нефти;	870 кг/м ³	910 кг/м ³	890 кг/м ³	900 кг/м ³
Диаметр НКТ (внешний/внутренний); d	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
Количество закачиваемого проппанта;	400 т. – всего (по 40 т на каждый фрак)	800 т. – всего (по 80 т на каждый фрак)	1000 т. – всего (по 100 т на каждый фрак)	800 т. – всего (по 100 т на каждый фрак)
Количество стадий ГРП	10	10	10	8
дебит до МС ГРП, т/сутки	15,1	15,1	15,1	15,1
Параметры	Вариант 9	Вариант 10		
Глубина скважины	3000 м	3400 м		
Начальное пластовое давление, $P_{пл}$	28 МПа	30,7 МПа		
Эффективная нефтенасыщенная толщина, (h)	14,1м	22,8м		
средняя плотность вышележащих пород (ρ)	2900 кг/м ³ ;	3070 кг/м ³ ;		
темп закачки (Q)	50 л/сек	70 л/сек		
объем жидкости разрыва $V_{ж}$ (на 1 фрак)	100м ³	170м ³		
вязкость жидкости-песконосителя (μ)	220 мПа·с	277 мПа·с		
коэффициент Пуассона (ν)	0,27	0,30		
плотность проппанта $\rho_{пес}$;	1800 кг/м ³	1800 кг/м ³		
Плотность пластовой нефти;	857 кг/м ³	865 кг/м ³		
Диаметр НКТ (внешний/внутренний); d	88,9/73 мм	88,9/73 мм		

Количество закачиваемого проппанта;	400 т. – всего (по 40 т на каждый фрак)	800 т. – всего (по 80 т на каждый фрак)
Количество стадий ГРП	10	10
дебит до МС ГРП, т/сутки	5,8	25,7

11.2 Методические рекомендации к лабораторным работам

Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

11.3. Методические указания по организации самостоятельной работы.

Самостоятельная работа обучающихся заключается в получении заданий (тем) у преподавателя для индивидуального освоения. Преподаватель на занятии дает рекомендации необходимые для освоения материала. В ходе самостоятельной работы обучающиеся должны выполнить типовые расчеты, подготовиться к выполнению экспериментов (исследований) и изучить теоретический материал по разделам. Обучающиеся должны понимать содержание выполненной работы (знать определения понятий, уметь разъяснить значение и смысл любого термина, используемого в работе и т.п.).

Задачами СРС являются:

- систематизация и закрепление полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубление и расширение теоретических знаний;
- формирование умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развитие познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности и организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- развитие исследовательских умений;
- использование материала, собранного и полученного в ходе самостоятельных занятий на семинарах, на практических и лабораторных занятиях, при написании курсовых и выпускной квалификационной работ, для эффективной подготовки к итоговым формам контроля.

1. При подготовке к занятиям необходимо изучить теоретическую часть вопроса данной темы по конспектам лекций, теоретическому материалу, изложенному в методических указаниях к практическим занятиям, и учебнику.

2. Внести дополнения по рассмотренным вопросам в конспекты лекций.

3. Подготовиться к практическому занятию, переписав ход решения задач, и рассмотреть порядок их выполнения. Отметить в конспекте, что непонятно в ходе ее выполнения.

4. Выполнить в тетради для практических работ раздел «самостоятельная работа студентов». Для этого ознакомиться с типовыми задачами и примерами их решения. Отметить, какие вопросы и задачи вызвали затруднения в решении.

Самостоятельная работа студентов один из лучших методов самопроверки усвоения теоретического материала.

5. В случае возникновения затруднений при изучении курса следует подойти к преподавателю на консультацию.

Виды самостоятельной работы студентов:

Работа с книгой. При работе с книгой необходимо подобрать литературу, научиться правильно ее читать, вести записи. Для подбора литературы в библиотеке используются алфавитный и систематический каталоги.

Важно помнить, что рациональные навыки работы с книгой - это всегда большая экономия времени и сил. Правильный подбор учебников рекомендуется преподавателем, читающим лекционный курс. Необходимая литература может быть также указана в методических разработках по данному курсу.

Различают два вида чтения; первичное и вторичное. Первичное - это внимательное, неторопливое чтение, при котором можно остановиться на трудных местах. После него не должно остаться ни одного непонятого слова. Содержание не всегда может быть понятно после первичного чтения.

Задача вторичного чтения - полное усвоение смысла целого (по счету это чтение может быть и не вторым, а третьим или четвертым).

Правила самостоятельной работы с литературой.

Как уже отмечалось, самостоятельная работа с учебниками и книгами (а также самостоятельное теоретическое исследование проблем, обозначенных преподавателем на лекциях) – это важнейшее условие формирования у себя научного способа познания. Основные советы здесь можно свести к следующим:

- Составить перечень книг, с которыми Вам следует познакомиться.
- Сам такой перечень должен быть систематизированным (что необходимо для семинаров, что для экзаменов, что пригодится, а что Вас интересует за рамками официальной учебной деятельности, то есть что может расширить Вашу общую культуру...).
- Обязательно выписывать все выходные данные по каждой книге.
- Разобраться для себя, какие книги (или какие главы книг) следует прочитать более внимательно, а какие – просто просмотреть.
- Естественно, все прочитанные книги, учебники и статьи следует конспектировать, но это не означает, что надо конспектировать «все подряд»: можно выписывать кратко основные идеи автора и иногда приводить наиболее яркие и показательные цитаты (с указанием страниц).

Выделяют четыре основные установки в чтении научного текста:

1. Информационно-поисковый (задача – найти, выделить искомую информацию)
2. Усваивающая (усилия читателя направлены на то, чтобы как можно полнее осознать и запомнить как сами сведения излагаемые автором, так и всю логику его рассуждений)
3. Аналитико-критическая (читатель стремится критически осмыслить материал, проанализировав его, определив свое отношение к нему)
4. Творческая (создает у читателя готовность в том или ином виде – как отправной пункт для своих рассуждений, как образ для действия по аналогии и т.п. – использовать суждения автора, ход его мыслей, результат наблюдения, разработанную методику, дополнить их, подвергнуть новой проверке).

Основные виды систематизированной записи прочитанного:

1. Аннотирование – предельно краткое связное описание просмотренной или прочитанной книги (статьи), ее содержания, источников, характера и назначения;
2. Планирование – краткая логическая организация текста, раскрывающая содержание и структуру изучаемого материала;
3. Тезирование – лаконичное воспроизведение основных утверждений автора без привлечения фактического материала;
4. Цитирование – дословное выписывание из текста выдержек, извлечений, наиболее существенно отражающих ту или иную мысль автора;
5. Конспектирование – краткое и последовательное изложение содержания прочитанного.

Конспект – сложный способ изложения содержания книги или статьи в логической последовательности. Конспект аккумулирует в себе предыдущие виды записи, позволяет

всесторонне охватить содержание книги, статьи. Поэтому умение составлять план, тезисы, делать выписки и другие записи определяет и технологию составления конспекта.

Самопроверка. После изучения определенной темы по записям в конспекте и учебнику, а также решения достаточного количества соответствующих задач на практических занятиях и самостоятельно студенту рекомендуется, используя лист опорных сигналов, воспроизвести по памяти определения, выводы формул, формулировки основных положений и доказательств. В случае необходимости нужно еще раз внимательно разобраться в материале.

Консультации. Если в процессе самостоятельной работы над изучением теоретического материала у студента возникают вопросы, разрешить которые самостоятельно не удастся, необходимо обратиться к преподавателю для получения у него разъяснений или указаний. В своих вопросах студент должен четко выразить, в чем он испытывает затруднения, характер этого затруднения. За консультацией следует обращаться и в случае, если возникнут сомнения в правильности ответов на вопросы самопроверки.

Подготовка к экзамену. Вначале следует просмотреть весь материал по сдаваемой дисциплине, отметить для себя трудные вопросы. Обязательно в них разобраться. В заключение еще раз целесообразно повторить основные положения, используя при этом листы опорных сигналов.

Планируемые результаты обучения для формирования компетенции и критерии их оценивания

Дисциплина **Эксплуатация и разработка шельфовых месторождений**

Код, направление подготовки **21.03.01 Нефтегазовое дело**

Направленность **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (90-100)
ПКС-4 Способность осуществлять оперативное сопровождение технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-4.3 Выбор порядка выполнения работ по сопровождению технологических процессов	Знать (З1): основы технологических процессов при разработке и эксплуатации шельфовых месторождений	не знает основы технологических процессов при разработке и эксплуатации шельфовых месторождений	частично знает основы технологических процессов при разработке и эксплуатации шельфовых месторождений	знает основы технологических процессов при разработке и эксплуатации шельфовых месторождений	отлично знает основы технологических процессов при разработке и эксплуатации шельфовых месторождений
		Уметь (У1): планировать порядок работ при разработке шельфовых месторождений	не умеет планировать порядок работ при разработке шельфовых месторождений	умеет планировать порядок работ при разработке шельфовых месторождений, испытывает существенные затруднения	умеет планировать порядок работ при разработке шельфовых месторождений, допускает незначительные неточности	уверенно умеет планировать порядок работ при разработке шельфовых месторождений

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (90-100)
		Владеть (В1): навыками выполнения работ по сопровождению технологических процессов эксплуатации шельфовых месторождений	не владеет навыками выполнения работ по сопровождению технологических процессов эксплуатации шельфовых месторождений	слабо владеет навыками выполнения работ по сопровождению технологических процессов эксплуатации шельфовых месторождений	владеет навыками выполнения работ по сопровождению технологических процессов эксплуатации шельфовых месторождений	уверенно владеет навыками выполнения работ по сопровождению технологических процессов эксплуатации шельфовых месторождений
ПКС-5 способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию	ПКС-5.2 Анализирует и формирует заявки на промысловые исследования и работы, потребность в материалах	Знать (З2): основы формирования заявок при расчете потребности в материалах при разработке шельфовых месторождений	не знает основы формирования заявок при расчете потребности в материалах при разработке шельфовых месторождений	знает основы формирования заявок при расчете потребности в материалах при разработке шельфовых месторождений, испытывает существенные затруднения	знает основы формирования заявок при расчете потребности в материалах при разработке шельфовых месторождений, допускает незначительные ошибки	отлично знает основы формирования заявок при расчете потребности в материалах при разработке шельфовых месторождений

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (90-100)
и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности		Уметь (У2): рассчитывать потребность в материалах при разработке шельфовых месторождений	не умеет рассчитывать потребность в материалах при разработке шельфовых месторождений	затрудняется рассчитывать потребность в материалах при разработке шельфовых месторождений	умеет рассчитывать потребность в материалах при разработке шельфовых месторождений, допускает неточности	уверенно умеет рассчитывать потребность в материалах при разработке шельфовых месторождений
		Владеть (В2): навыками формирования заявок на промысловые исследования и работы при разработке шельфовых месторождений	не владеет навыками формирования заявок на промысловые исследования и работы при разработке шельфовых месторождений	слабо владеет навыками формирования заявок на промысловые исследования и работы при разработке шельфовых месторождений	владеет навыками формирования заявок на промысловые исследования и работы при разработке шельфовых месторождений	уверенно владеет навыками формирования заявок на промысловые исследования и работы при разработке шельфовых месторождений

КАРТА

обеспеченности дисциплины (модуля) учебной и учебно-методической литературой
 Дисциплина **Эксплуатация нефтяных скважин в осложненных условиях**
 Код, направление подготовки **21.03.01 Нефтегазовое дело**
 Направленность **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

№ п/п	Название учебного, учебно-методического издания, автор, издательство, вид издания, год издания	Количество экземпляров в БИК	Контингент обучающихся, использующих указанную литературу	Обеспеченность обучающихся литературой, %	Наличие электронного варианта в ЭБС (+/-)
1	Осложнения, аварии и фонтаноопасность при строительстве, эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие / Под ред. А.В. Кустышева. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 178 с.	Электр. ресурс	100	100	+

Заведующий кафедрой _____ Р.Д. Татлыев

« 31 » _____ 08 _____ 2022 г.