


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:	Методы и технологии повышения продуктивности скважин
направление подготовки:	21.03.01 Нефтегазовое дело
профиль:	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 ВО по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» к результатам освоения дисциплины «Методы и технологии повышения продуктивности скважин».

Рабочая программа рассмотрена
на заседании кафедры Нефтегазовое дело

Протокол № 1 от «31» 08 2019 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.  Янукян А.П.

1. Цели и задачи освоения дисциплины

Цель – обеспечение студентов знаниями, которыми пользуется современная наука и производство по интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов.

Задачи дисциплины:

- изучение технологических операций методов воздействия на призабойную зону пласта;
- подбор скважин и технологий по воздействию на призабойную зону пласта;
- изучение факторов, влияющих на эффективность методов воздействия на призабойную зону скважин.
- классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов;
- изучение технологий методов увеличения нефтеотдачи;
- изучение условий применения методов увеличения нефтеотдачи;
- оценка эффективности применяемых и разрабатываемых новых технологий по увеличению нефтеотдачи.

2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина относится к дисциплинам части, формируемой участниками образовательных отношений.

Необходимыми условиями для освоения дисциплины являются:

знание:

- методик проведения основных промысловых исследований;
- структуры и содержания геологических и технических отчетов;
- квалификационных требований и функций трудового коллектива;
- структуру и содержание типового плана мероприятий по соблюдению требований охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды.

умение:

- верно определять потребность в материалах необходимых для проведения промысловых исследований;
- использовать промысловые базы данных;
- управлять работой коллектива и подрядных организаций на производственной площадке;
- применять на практике основные положения инструкций по промышленной безопасности и охране окружающей среды.

владение:

- навыками анализа промысловых исследований;
- навыками работы с геологическими и техническими отчетами;
- навыками подбора необходимого оборудования для проведения методов воздействия на продуктивные пласты;
- навыками составления планов мероприятий по соблюдению требований охраны труда

Содержание дисциплины «Методы и технологии повышения продуктивности скважин» является логическим продолжением содержания дисциплин «Основы нефтегазопромыслового дела», «Разработка нефтяных месторождений».

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)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)
<p style="text-align: center;">ПКС-4</p> <p>Способность осуществлять оперативное сопровождение технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПКС-4.1 Осуществляет выбор технологических процессов в области нефтегазового дела для организации работы коллектива исполнителей</p>	<p>Знать: методику проведения основных промысловых исследований</p>
		<p>Уметь: определять потребность в материалах необходимых для проведения промысловых исследований</p>
		<p>Владеть: навыками анализа промысловых исследований</p>
	<p>ПКС-4.3 Осуществляет выбор порядка выполнения работ по сопровождению технологических процессов</p>	<p>Знать: структуру и содержание геологических и технических отчетов</p>
		<p>Уметь: использовать промысловые базы данных</p>
		<p>Владеть: навыками работы с геологическими и техническими отчетами</p>
<p style="text-align: center;">ПКС-8</p> <p>Способность выполнять работы по составлению проектной, служебной документации в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПКС-8.1 Осуществляет выбор нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций</p>	<p>Знать: квалификационные требования и функции трудового коллектива</p>
		<p>Уметь: учитывать расположение технологического и вспомогательного оборудования на производственной площадке</p>
		<p>Владеть: навыками подбора необходимого оборудования для проведения методов воздействия на продуктивные пласты</p>
	<p>ПКС-8.3 Представляет и защищает результаты работ по элементам проекта</p>	<p>Знать: структуру проектного документа и содержание его основных элементов</p>
		<p>Уметь: логически обосновывать результаты работ по элементам проекта</p>
		<p>Владеть: навыками составления проектной документации</p>

4. Объем дисциплины

Общий объем дисциплины составляет 4 зачетных единицы, 144 часов.

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/очно-заочная	4,7/4,8	30/28	30/14	-	36/36	48/66	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	Л.	Пр.	Л а б.				
1	1	Управление продуктивностью скважин	4/2	4/2	-	8/10	18/14	ПКС-4.1 ПКС-4.3 ПКС-8.1	Тестирование
2	2	Гидравлический разрыв пласта	4/4	4/2		10/14	16/20	ПКС-4.1 ПКС-4.3 ПКС-8.3	Решение задач
3	3	Технологические основы ГРП. Виды ГРП	6/6	4/2		10/14	20/22	ПКС-4.1 ПКС-8.1 ПКС-8.3	Тестирование, Решение задач
4	4	Кислотные обработки ПЗС	12/8	8/4		10/14	30/26	ПКС-4.1 ПКС-4.3	Тестирование
5	5	Технологическая эффективность методов воздействия на ПЗС	4/8	10/4		10/14	24/26	ПКС-4.1 ПКС-8.3	Решение задач
6	Экзамен						36/36	ПКС-4.1 ПКС-4.3 ПКС-8.1 ПКС-8.3	Билеты к экзамену
Итого:			30/28	30/14	-	48/66	144/144		

5.2. Содержание дисциплины.

5.2.1. Содержание разделов дисциплины (дидактические единицы).

Раздел 1. Управление продуктивностью скважин

Системный подход к обработкам ПЗС; выбор скважин для обработки призабойной зоны; основные способы увеличения продуктивности скважин.

Раздел 2. Гидравлический разрыв пласта

Общие сведения о технологии проведения ГРП; реологические параметры жидкостей гидравлического разрыва пласта; механизм образования трещин; расчет размеров трещин.

Раздел 3. Технологические основы ГРП. Виды ГРП

Процесс гидравлического разрыва пласта; -расчет основных технологических параметров ГРП; техника для гидроразрыва пласта; стандартный ГРП; объемный ГРП; многообъемный ГРП; кислотный ГРП; многофазный ГРП; поинтервальный (многостадийных) ГРП.

Раздел 4. Кислотные обработки ПЗС

солянокислотная обработка (СКО); технология проведения обычной СКО; техника, применяемая при СКО; кислотные ванны; кислотные обработки под давлением; термокислотная обработка; глинокислотная обработка (обработка терригенных коллекторов).

Раздел 5. Технологическая эффективность методов воздействия на ПЗС

термогазохимическое воздействие на ПЗС; причины отложения в ПЗС солей и обводнение скважин; Химические методы увеличения продуктивности скважин; Зарезка боковых стволов для увеличения продуктивности скважин; Дострел и перестрел эксплуатационных колонн

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	1/-	Системный подход к обработкам ПЗС.
2	1	1/1	Выбор скважин для обработки призабойной зоны.
3	1	2/1	Основные способы увеличения продуктивности скважин.
4	2	2/2	Механизм образования трещин.
5	2	1/1	Расчет размеров трещин.
6	2	1/1	Процесс гидравлического разрыва пласта.
7	3	2/2	Расчет некоторых параметров при ГРП.
8	3	2/2	Техника для гидроразрыва пласта.
9	3	2/2	Поинтервальный (многократный) ГРП.
10	4	2/2	Солянокислотная обработка (СКО).
11	4	2/1	Технология проведения обычной СКО.
12	4	2/1	Техника, применяемая при СКО.
13	4	2/1	Кислотные ванны.
14	4	2/1	Кислотные обработки под давлением.
15	4	1/1	Термокислотная обработка.
16	4	1/1	Глинокислотная обработка (обработка терригенных коллекторов).
17	5	2/4	Термогазохимическое воздействие на ПЗС.
18	5	2/4	Причины отложения в ПЗС солей и обводнение скважин.
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	Расчет основных технологических показателей работы нефтяной залежи
2	4	8/4	Расчет концентрации и количества кислоты для проведения соляно-кислотной обработки призабойной зоны скважины
3	2,3	8/4	Расчет основных технологических параметров гидравлического разрыва пласта
4	5	4/2	Расчет дебита горизонтальной скважины в неоднородном пласте
5	5	2/1	Применение поверхностно-активных веществ для интенсификации добычи нефти
6	5	4/1	Гидравлический расчет технологии перфорации
Итого:		30/14	

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	1	8/10	Управление продуктивностью скважин	Подготовка к практическим занятиям
2	2	10/14	Гидравлический разрыв пласта	Подготовка к практическим занятиям
3	3	10/14	Технологические основы ГРП. Виды ГРП	Подготовка к практическим занятиям
4	4	10/14	Кислотные обработки ПЗС	Подготовка к практическим занятиям
5	5	10/14	Технологическая эффективность методов воздействия на ПЗС	Подготовка к практическим занятиям
Итого:		48/66		

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	Тестирование	0-30
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
2 текущая аттестация		
1	Тестирование	0-30
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
3 текущая аттестация		
1	Решение задач	0-40
ИТОГО за вторую текущую аттестацию		0-40
ВСЕГО		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:

- ЭБС «Издательства Лань»;
- ЭБС «Электронного издательства ЮРАЙТ»;
- Собственная полнотекстовая база (ПБД) БИК ТИУ;
- Научная электронная библиотека «eLIBRARY.RU»;
- ЭБС «IPRbooks»;
- Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина;
- Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГНТУ (г. Уфа);
- Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГТУ (г. Ухта);
- ЭБС «Перспектив»;
- ЭБС «Консультант студент»;
- Поисковые системы Internet: Яндекс, Гугл.
- Система поддержки учебного процесса Educon.

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

- MS Office

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	установка Эпрон-2000	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
2	; установка Эпрон-2000	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
3	установка Эпрон-2000	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
4	прибор для определения карбонатности горных пород «Кадометр» с вытяжным шкафом	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
5	установка Эпрон-2000	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система.

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. Порядок выполнения типовых расчетов изложены в следующих методических указаниях:

1. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

Определить уменьшение давления на контуре нефтеносности $\Delta P_{конт}$ в сравнении с начальным пластовым давлением через время (t) после начала разработки залежи, считая залежь скважиной укрупненного радиуса (равного R м) для следующих условий

В момент времени $t = 0$ залежь начали разрабатывать с постоянным отбором жидкости $q = 800 \text{ м}^3/\text{сут}$. Вязкость нефти в пластовых условиях (μ), проницаемость пласта (k), толщина пласта (h), пьезопроводность пласта (α). Толщина пласта и его проницаемость в нефтеносной части и за ее контуром одинаковы

Нефтяная залежь, окружена бесконечно простирающейся плоской водоносной областью.

Таблица 1.1 – Исходные данные для расчета (варианты 1-9)

Параметры	Варианты								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. время с начала разработки (суток)	60	90	120	150	200	250	300	350	400
2. Вязкость нефти в пластовых условиях μ (мПа·с)	3	2,6	3,8	1,5	2,2	4,1	5,6	4,2	5,0
3. Проницаемость пласта (мД)	70	40	50	60	80	12	25	36	44
4. Толщина пласта (м)	10,4	6,7	8,8	7,2	4,9	6,9	8,2	9,1	9,7
5. Пьезопроводность пласта (м ² /с)	1	1,4	1,2	1,1	0,9	1,3	1,2	1,5	0,8
6. Радиус залежи (м)	700	500	400	600	750	570	630	570	420

Таблица 1.2 – Исходные данные для расчета (варианты 10-15)

Параметры	Варианты					
	10	11	12	13	14	15
1. время с начала разработки (суток)	320	440	380	510	840	625
2. Вязкость нефти в пластовых условиях μ (мПа·с)	4,3	4,4	4,8	5,7	6,0	6,2
3. Проницаемость пласта (мД)	18	21	26	37	42	55
4. Толщина пласта (м)	11	12,1	7,8	9,4	10,3	7,7
5. Пьезопроводность пласта (м ² /с)	1,17	1,42	0,95	1,25	0,98	1,32
6. Радиус залежи (м)	480	520	450	670	450	575

Методические рекомендации по решению задачи:

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

$$\Delta P_{\text{конт}} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \cdot f(\tau) \quad (1.1)$$

Где:

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

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

Задача 2

Оценить начальные запасы нефти и коэффициенты нефтеотдачи нефтегазовой залежи при различных режимах.

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

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 $b_{го} = 0,00627 \text{ м}^3/\text{м}^3$; 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 $Q_e = 0,167 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, 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 $b_g = 0,00849 \text{ м}^3/\text{м}^3$, объемный коэффициент воды $b_e = 1,028$. За время разработки средний газовый фактор оказался равным $\bar{\Gamma} = 125 \text{ м}^3/\text{м}^3$, в залежь вторглось воды из законтурной области

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

Таблица 1.3 – Исходные данные для расчета (варианты 1-4)

Параметры	Варианты			
	1	2	3	4
Общий объем нефтенасыщенной части залежи $V_n (\text{м}^3)$	$13,8 \cdot 10^7$	$12,4 \cdot 10^7$	$18,4 \cdot 10^7$	$21,4 \cdot 10^7$
объем пласта, занятого газовой шапкой, $V_g (\text{м}^3)$	$2,42 \cdot 10^7$	$1,84 \cdot 10^7$	$2,2 \cdot 10^7$	$3,4 \cdot 10^7$
объемный коэффициент нефти при начальном давлении $b_{но}$	1,34	1,14	1,2	1,4
объемный коэффициент газа газовой шапки $b_{го}$	0,00627	0,00517	0,00592	0,00603
начальное газосодержание нефти	100,3	90	110	95
отбор из залежи Q_n нефти (м^3)	$3,18 \cdot 10^6$	$3,7 \cdot 10^6$	$3,2 \cdot 10^6$	$3,4 \cdot 10^6$
отбор из залежи воды Q_e (м^3)	$0,167 \cdot 10^6$	$0,18 \cdot 10^6$	$0,21 \cdot 10^6$	$0,26 \cdot 10^6$
Начальное пластовое давление (МПа)	18,4	12,8	14	16
среднее пластовое давление снизилось до P (МПа)	13,6	11,6	12	11,9
газосодержание уменьшилось до Γ	75	69	97	88
объемный коэффициент нефти b_n	1,28	1,17	1,22	1,18
объемный коэффициент газа b_g	0,00849	0,00797	0,00810	0,00812
объемный коэффициент воды b_e	1,028	1,028	1,028	1,028
средний газовый фактор $\bar{\Gamma}$	125	110	140	160
в залежь вторглось воды из законтурной области W_e (м^3)	$1,84 \cdot 10^6$	$1,72 \cdot 10^6$	$1,72 \cdot 10^6$	$1,72 \cdot 10^6$

Таблица 1.4 – Исходные данные для расчета (варианты 5-8)

Параметры	Варианты			
	5	6	7	8
Общий объем нефтенасыщенной части залежи $V_n (\text{м}^3)$	$13,8 \cdot 10^7$	$9,4 \cdot 10^7$	$38,4 \cdot 10^7$	$41,4 \cdot 10^7$
объем пласта, занятого газовой шапкой, $V_g (\text{м}^3)$	$2,42 \cdot 10^7$	$1,64 \cdot 10^7$	$9,2 \cdot 10^7$	$12,4 \cdot 10^7$
объемный коэффициент нефти при начальном давлении $b_{но}$	1,11	1,12	1,23	1,15

объемный коэффициент газа газовой шапки b_{zo}	0,00607	0,00588	0,00599	0,00633
начальное газосодержание нефти	100	98	99	92
отбор из залежи Q_n нефти (m^3)	$1,97 \cdot 10^6$	$2,7 \cdot 10^6$	$8,2 \cdot 10^6$	$9,4 \cdot 10^6$
отбор из залежи воды Q_w (m^3)	$0,167 \cdot 10^6$	$0,18 \cdot 10^6$	$2,21 \cdot 10^6$	$1,76 \cdot 10^6$
Начальное пластовое давление (МПа)	10	12	11	12
среднее пластовое давление снизилось до P (МПа)	9,2	11,1	9,6	9,8
газосодержание уменьшилось до Γ	65,2	69	88	85
объемный коэффициент нефти b_n	1,28	1,27	1,32	1,12
объемный коэффициент газа b_z	0,00840	0,00790	0,00830	0,00840
объемный коэффициент воды b_w	1,028	1,028	1,028	1,028
средний газовый фактор \bar{G}	105	90	120	110
в залежь вторглось воды из законтурной области W_e (m^3)	$1,04 \cdot 10^6$	$1,42 \cdot 10^6$	$1,70 \cdot 10^6$	$2,72 \cdot 10^6$

Таблица 1.5 – Исходные данные для расчета (варианты 9-12)

Параметры	Варианты			
	9	10	11	12
Общий объем нефтенасыщенной части залежи V_n (m^3)	$10,2 \cdot 10^7$	$8,1 \cdot 10^7$	$28,4 \cdot 10^7$	$33,4 \cdot 10^7$
объем пласта, занятого газовой шапкой, V_z (m^3)	$2,40 \cdot 10^7$	$2,50 \cdot 10^7$	$9,28 \cdot 10^7$	$12,11 \cdot 10^7$
объемный коэффициент нефти при начальном давлении b_{no}	1,13	1,14	1,15	1,18
объемный коэффициент газа газовой шапки b_{zo}	0,00602	0,00607	0,00619	0,00620
начальное газосодержание нефти	97	98	96	92
отбор из залежи Q_n нефти (m^3)	$3,97 \cdot 10^6$	$2,7 \cdot 10^6$	$2,2 \cdot 10^6$	$7,7 \cdot 10^6$
отбор из залежи воды Q_w (m^3)	$1,4 \cdot 10^6$	$1,05 \cdot 10^6$	$1,21 \cdot 10^6$	$2,76 \cdot 10^6$
Начальное пластовое давление (МПа)	11	12	11	12
среднее пластовое давление снизилось до P (МПа)	9,0	8,9	8,6	9,4
газосодержание уменьшилось до Γ	84	75	77	85
объемный коэффициент нефти b_n	1,29	1,28	1,19	1,17
объемный коэффициент газа b_z	0,00870	0,00797	0,00811	0,00840
объемный коэффициент воды b_w	1,028	1,028	1,028	1,028
средний газовый фактор \bar{G}	100	120	125	130
в залежь вторглось воды из законтурной области W_e (m^3)	$1,04 \cdot 10^6$	$1,42 \cdot 10^6$	$2,70 \cdot 10^6$	$3,72 \cdot 10^6$

Таблица 1.6 – Исходные данные для расчета (варианты 13-15)

Параметры	Варианты		
	13	14	15
Общий объем нефтенасыщенной	$19,2 \cdot 10^7$	$28,4 \cdot 10^7$	$10,8 \cdot 10^7$

части залежи V_n (м ³)			
объем пласта, занятого газовой шапкой, V_z (м ³)	$7,40 \cdot 10^7$	$8,58 \cdot 10^7$	$2,40 \cdot 10^7$
объемный коэффициент нефти при начальном давлении $b_{но}$	1,14	1,15	1,34
объемный коэффициент газа газовой шапки $b_{го}$	0,00620	0,00610	0,00607
начальное газосодержание нефти	99	96	100
отбор из залежи Q_n нефти (м ³)	$6,97 \cdot 10^6$	$8,2 \cdot 10^6$	$3,18 \cdot 10^6$
отбор из залежи воды $Q_в$ (м ³)	$2,27 \cdot 10^6$	$2,22 \cdot 10^6$	$0,167 \cdot 10^6$
Начальное пластовое давление (МПа)	11,84	12,4	18,4
среднее пластовое давление снизилось до P (МПа)	9,21	8,6	12,6
газосодержание уменьшилось до Γ	70	77	72
объемный коэффициент нефти b_n	1,11	1,16	1,28
объемный коэффициент газа b_z	0,00800	0,00810	0,00849
объемный коэффициент воды $b_в$	1,028	1,028	1,028
средний газовый фактор $\bar{\Gamma}$	130	120	125
в залежь вторглось воды из контурной области $W_в$ (м ³)	$4,04 \cdot 10^6$	$4,72 \cdot 10^6$	$1,84 \cdot 10^6$

Методические рекомендации по решению задачи:

1) Объем газовой шапки:

$$\Gamma_{ш} = V_z / V_n$$

Где:

V_n – общий объем нефтенасыщенной части залежи

V_z – общий объем пласта занятого газовой шапкой,

2) Найдем «двухфазный объемный коэффициент», который характеризует изменение единицы объема нефти и газа при снижении давления от текущего пластового до атмосферного

$$B = b_n + (\Gamma_0 - \Gamma)b_z \quad (1.2)$$

Где:

Γ_0 – начальное газосодержание нефти

Γ – текущий газовый фактор

b_n – объемный коэффициент нефти

3) Найдем запасы нефти в пласте по: формуле:

$$G_n = \frac{Q_n [B + (\bar{\Gamma} - \Gamma_0) \cdot b_z] - (W_в - Q_в b_в)}{B - b_{но} + \frac{\Gamma_{ш} b_{но}}{b_{zo}} (b_z - b_{zo})} \quad (1.3)$$

Где

Q_n – отбор нефти из залежи

$Q_в$ – отбор нефти из залежи

$\bar{\Gamma}$ – средний газовый фактор

b_e – объемный коэффициент воды

b_z – объемный коэффициент газа

$b_{го}$ – объемный коэффициент газа газовой шапки

$b_{но}$ – объемный коэффициент нефти при начальном давлении

W_e – количество вторгающейся воды из законтурной области при отборе нефти Q_H

4) Определим коэффициент нефтеотдачи за рассматриваемый период разработки:

$$\eta = \frac{Q_H}{G_H} = \frac{3,18 \cdot 10^6}{15,8 \cdot 10^6} = 0,2 \quad (1.4)$$

Оценим влияние механизмов расширения газовой шапки, растворенного газа и вторжения воды в пределы залежи на добычу нефти при разработке нефтегазовой залежи для.

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

растворенного газа:

$$\eta_{\text{растворг}} = \frac{G_H (B - b_{но})}{Q_H [B + (\bar{\Gamma} - \Gamma_0) \cdot b_z]}, \quad (1.5)$$

расширения газовой шапки:

$$\eta_{\text{газ.ш}} = \frac{G_H \Gamma_{ш} b_{но} (b_z - b_{zo})}{Q_H [B + (\bar{\Gamma} - \Gamma_0) \cdot b_z]}, \quad (1.6)$$

водонапорного режима:

$$\eta_{\text{в.напор}} = \frac{(W_e - Q_e b_e)}{Q_H [B + (\bar{\Gamma} - \Gamma_0) \cdot b_z]}, \quad (1.7)$$

Всего : $\eta_{\text{растворг}} + \eta_{\text{газ.ш}} + \eta_{\text{в.напор}} = 1.$

2. РАСЧЕТ КОНЦЕНТРАЦИИ И КОЛИЧЕСТВА КИСЛОТЫ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНО КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ

ЗАДАЧА 2.1

Выберите концентрацию и количество реагентов, необходимое оборудование для проведения соляно кислотной обработки призабойной зоны скважины, составьте план обработки. Данные приведены в таблице №1.

Методические указания к решению задачи

Для решения задачи необходимо изучить тему и рассмотреть решение типовых задач.

1. Для заданных условий принимают концентрацию кислоты и объем раствора.

2. Определяют общий необходимый объем раствора соляной кислоты:

$$V = V' \cdot h' \cdot m^3 \quad (2.1)$$

где, V' - расход раствора HCl на 1 м толщины пласта, m^3

3. Количество концентрированной товарной соляной кислоты можно найти по формуле:

$$V_{\text{к}} = \frac{A \cdot x \cdot V(B - Z)}{BZ(A - x)}, \text{ м}^3; \quad (2.2)$$

где A и B – числовые коэффициенты, определяется по таблице,
 x – выбранная концентрация солянокислотного раствора, %
 Z – ная концентрация товарной кислоты.

Таблица 2.1 – Значения коэффициентов A и B :

z, x	B, A	z, x	B, A
5,15 – 12,19	214,0	29,95 – 31,52	227,5
13,19 – 18,11	218,0	32,10 – 33,40	229,5
19,06 – 24,78	221,5	34,42 – 37,22	232,0
25,75 – 29,57	226,0	-	-

4. При обработке скважин к раствору соляной кислоты добавляют различные реагенты (1, стр.410), выбирают их концентрацию.

А) Ингибиторы в количестве 0,01 % объема кислотного раствора, например, катапин А.

б) Стабилизаторы, например, уксусную кислоту в количестве:

$$V_{\text{ук}} = \frac{1000 \cdot b \cdot V}{c}, \text{ дм}^3; \quad (2.3)$$

где, b – процент добавки уксусной кислоты к объему раствора, принимаем 1,5 %;
 c – концентрация уксусной кислоты, принимаем 80%.

В) Интенсификаторы, например, марвелан в количестве 1...1,5 % объема солянокислотного раствора.

Г) Хлористый барий для удержания в растворенном состоянии продуктов реакции примесей раствора соляной кислоты с железом, цементом:

$$V_{\text{хб}} = 21,3 \cdot V \left(\frac{a \cdot x}{Z} \right) \cdot \frac{1}{\rho_{\text{хб}}}, \text{ дм}^3; \quad (2.4)$$

где, a – содержание SO_3 в товарной соляной кислоте, $a = 0,6$ %
 $\rho_{\text{хб}}$ – плотность хлористого бария, $\rho = 4$ кг/дм³.

5. Определяют количество воды необходимое для приготовления принятого объема соляно кислотного раствора:

$$V_{\text{в}} = V - V_{\text{к}} - \Sigma V_{\text{р}}, \text{ м}^3; \quad (2.5)$$

где $\Sigma V_{\text{р}}$ – суммарный объем всех добавляемых реагентов к соляно кислотному раствору, m^3

6. Определяют количество раствора, закачиваемого при открытой задвижке затрубного пространства (при отсутствии пакера) в объеме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от башмака НКТ до подошвы пласта:

$$V' = 0,785 d_{\text{об}}^2 \ell + 0,785 d_{\text{вн}}^2 (H - h) + 0,785 D^2 A_{\text{л}}. \quad (2.6)$$

7. Количество жидкости, которое заканчивают при закрытой задвижке затрубного пространства:

$$V'' = V - V', \text{ м}^3$$

8. Объем продавочной жидкости:

$$V_{\text{пр}} = V'$$

9. Выбирают необходимое оборудование (кислотный агрегат, автоцистерны), его количество, характеристики.

10. Выбирают режим работы агрегата. Для этого, задавшись производительностью агрегата (q) на II, III и IV передачах определяют необходимое давление нагнетания:

$$P_{ВН} = P_{заб} - P_{ж} + P_{тр}, \text{ МПа}; \quad (2.7)$$

где $P_{заб}$ – максимальное забойное давление при продажке раствора, МПа,

$$P_{заб} = P_{пл} + q \cdot 10^{-3} \cdot \frac{86400}{K}; \quad (2.8)$$

$P_{ж}$ – гидростатическое давление столба продавочной жидкости, МПа

$$P_{ж} = \rho q H_{ф}$$

Принимаем $P_{тр} = 0,5 \dots 1,5$ МПа.

Давление, создаваемое насосом, должно быть достаточным для продажки раствора в пласт, т.е. $P_{нас} \geq P_{ВН}$.

11. Определяют продолжительность нагнетания и продажки в пласт раствора:

$$\tau = (V + V_{пр}) \cdot \frac{10^3}{q \cdot 3600}, \text{ ч} \quad (2.9)$$

Таблица 2.2 – Варианты для самостоятельного решения задач

Наименование исходных данных	Варианты							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Глубина скважины Н, м	1500	1540	1580	1620	1660	1700	1740	1780
Эффективная мощность пласта h, м	10	12	14	16	18	20	10	12
Тип и состав породы продуктивного пласта	Плотные Трещиноватые известняки					Трещиновато-кавернозные известняки		
Проницаемость пород k, мм ²	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45
Пластовое давление P _{пл} , МПа	14,0	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	14,0
Внутренний диаметр скважины D _д , м	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
Диаметр НКТ d, мм	60	73	60	73	60	73	60	73
Температура пласта T _{пл} , °С	30	40	30	40	30	40	30	40
Диаметр водовода d _{об} , мм	60	60	60	60	60	60	60	60
Длина водовода l _{об} , м	30	30	30	30	30	30	30	30
Наименование исходных данных	Варианты							
	9	10	11	12	13	14	15	
Глубина скважины Н, м	1820	1860	1900	1940	1980	2000	2040	
Эффективная мощность пласта h, м	14	16	18	20	10	12	14	
Тип и состав породы продуктивного пласта	Трещиновато-кавернозные известняки			Доломитизированные песчаники				

Проницаемость пород k , мм ²	0,5	0,1	0,2	0,3	0,4	0,45	0,5
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	17,5
Внутренний диаметр скважины D_d , м	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
Диаметр НКТ d , мм	60	73	60	73	60	73	60
Температура пласта $T_{пл}$, °С	30	40	30	40	30	40	30
Диаметр водовода $d_{об}$, мм	60	60	60	60	60	60	60
Длина водовода $l_{об}$, м	30	30	30	30	30	30	30

3. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

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

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

Таблица 3.2 – Исходные данные для расчета (варианты 3-7)

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

11.	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12.	60 т	90 т	60 т	30 т	90 т

Таблица 3.3 – Исходные данные для расчета (варианты 8-12)

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

Таблица 3.4 – Исходные данные для расчета (варианты 13-15)

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

Методические рекомендации по решению задачи:

1) Определяет давление разрыва по формуле:

$$P_{раз} = P_{гв} - P_{пл} + P_p \quad (3.1)$$

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 усреднённое давление 2,3 МПа),

$$P_{гв} = H \cdot \rho_n \cdot g \quad (3.2)$$

где H – глубина скважины, м;

ρ_n – средняя плотность вышележащих пород;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Тогда P_p будет равно:

$$P_{раз} = P_{э.в.} - P_{пл} + 2,3$$

Горизонтальная составляющая горного давления определяется по формуле:

$$P_z = \frac{P_p \cdot \nu}{1 - \nu} \quad (3.3)$$

2) Рассчитаем забойное давление в момент создания трещин разрыва. Для расчета этой величины Ю.П. Желтовым получена эмпирическая формула:

$$\frac{P_{заб}}{P_z} \left(\frac{P_{заб}}{P_z} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 \cdot E^2 \cdot Q \cdot \mu}{(1 - \nu^2)^2 \cdot P_z \cdot V_{жс}}, \quad (3.4)$$

$$\frac{P_{заб}}{P_r} = \sqrt[3]{\frac{P_{заб}}{P_r} \left(\frac{P_{заб}}{P_r} - 1 \right)^3} + 1 \quad (3.5)$$

Из формулы 3.5 находят $P_{заб}$.

3) Рассчитаем длину трещины разрыва при данном давлении и объеме жидкости разрыва. Для этого воспользуемся эмпирической формулой 1.7:

$$l_{тр} = \sqrt{\frac{V_{жс} \cdot E^2}{5,6(1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_{заб} - P_z)}} \quad (3.6)$$

Определим раскрытость трещины по эмпирической формуле 1.8:

$$(3.7)$$

4) Рассчитаем объёмную долю песка в смеси n_o :

$$(3.8)$$

Где C_n – концентрация проппанта в смеси;

$\rho_{пес}$ – плотность проппанта (песка).

5) Рассчитаем потери давления на трение при движении жидкости-песконосителя по НКТ.

Для этого сначала определим плотность жидкости-песконосителя , кг/м³:

$$(3.9)$$

Определим вязкость жидкости-песконосителя:

$$(3.10)$$

Определим число Рейнольдса Re :

$$(3.11)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления :

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (3.12)$$

При $Re > 200$ происходит ранняя турбулизация потока, и потери на трение $P_{тр}$, возрастают в 1,52 раза

(3.13)

6) Давление, которое нужно создать на устье при гидроразрыве P_y , МПа:

(3.14)

7) Необходимое число насосных агрегатов N , шт определяется по формуле:

(3.15)

где P_a – рабочее давление агрегата, МПа; $P_a = 40$ МПа;

Q_a – подача агрегата при этом давлении, л/с; $Q_a = 10$ л/с;

$k_{тс}$ – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы; (в расчетах принимать $k_{тс} = 0,8$).

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

$$V_n = \frac{1}{4} \pi d^2 \cdot h \quad (3.16)$$

9) Продолжительность гидроразрыва одним агрегатом определяется по формуле:

(3.17)

Где

V_n – объем жидкости для продавки жидкости-песконосителя

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

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

4. РАСЧЕТ ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ В НЕОДНОРОДНОМ ПЛАСТЕ

Дебит горизонтальной скважины определяется по формуле Джоши:

$$Q = \frac{2\pi k h_H}{\mu} \frac{P_{пл} - P_{заб}}{\ln \left(\frac{A + \sqrt{A^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h_H}{L} \ln \left(\frac{h_H}{2\pi r_c} \right)} \quad (4.1)$$

где, A - коэффициент, связанный с геометрией линий тока, определяется по формуле:

$$A = \frac{L}{2} \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_K}{L} \right)^4}} \quad (4.2)$$

$$R_K = 2\sqrt{\chi t};$$

$$\chi = \frac{k}{\mu \beta^*}.$$

$P_{пл}$, $P_{заб}$ – пластовое и забойное давление, соответственно;

k – проницаемость пласта;

L - длина горизонтального участка;

h_n - нефтенасыщенная толщина пласта;

R_k - радиус контура питания;

β^* - упругость пласта;

μ - динамическая вязкость;

r_c - радиус скважины.

Примечание: Динамическая вязкость нефти (2,5 мПа·сек) и упругость пласта (1,2 Па⁻¹) одинаковы для каждого пропластка. Начальное пластовое давление 28,2 МПа. Установившееся забойное давление 26,0 МПа.

Таблица 4.1 – Варианты для самостоятельного решения задач

Вариант	Толщина 1/2/3 пропластков, м	Длина ствола в 1/2/3 пропластках, м	Проницаемость 1/2/3 пропластков, мД
1	10 / 15 / 20	50/100/150	250/150/50
2	10 / 15 / 20	50/100/150	50/150/250
3	10 / 15 / 20	100/100/150	250/150/50
4	10 / 15 / 20	100/100/150	50/150/250
5	10 / 15 / 20	150/150/150	250/250/250
6	15/20/ 25	150/150/150	250/250/250
7	25/20/15	150/150/150	250/250/250
8	10/10/10	100/150/250	100/150/200
9	10/10/10	150/150/250	100/150/200
10	10/15/20	100/150/250	100/150/200
11	10/15/20	100/200/250	100/150/200
12	15/10/20	100/150/250	250/200/50
13	15/10/20	100/150/250	250/150/50
14	15/10/20	100/200/250	250/150/50
15	25/10/20	100/200/250	250/150/50

5. ПРИМЕНЕНИЕ ПОВЕРХНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

При проектировании и разработки месторождений с целью увеличения нефтеотдачи применяются водные растворы поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые закачивают в нагнетательные скважины с определенной концентрацией. В процессе продвижения оторочки водного раствора ПАВ к добывающим скважинам часть ПАВ сорбируется (осаждаются) на поверхности поровых каналов. Количество сорбируемого вещества можно определить пользуясь законом Генри, формула которого имеет вид $a(c) = \alpha c$, где α - коэффициент сорбции, определяемый экспериментально, c – концентрация.

РАСЧЕТ СКОРОСТИ ПРОДВИЖЕНИЯ ФРОНТА СОРБЦИИ ПАВ ПРИ ПРЯМОЛИНЕЙНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Задача 5.1

Рассматривается прямолинейная фильтрация. В водонасыщенный участок пласта шириной $b = 400\text{м}$, толщиной $h = 15\text{м}$, пористостью $m = 0,25$ и с расстоянием между нагнетательной и добывающей галереями $l = 500\text{м}$ через нагнетательную галерею закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией c_0 и темпом закачки $q = 500\text{м}^3/\text{сут}$. ПАВ сорбируется скелетом породы по закону Генри, формула которого имеет вид $a(c) = \alpha c$, где α -коэффициент сорбции; $\alpha = 0,2$ (см. рисунок 3.1). Определить скорость продвижения фронта сорбции ПАВ (фронта ПАВ).

Решение

Для определения скорости фронта ПАВ и распределения их концентрации в пласте используется уравнение материального баланса водного раствора ПАВ в первоначально водонасыщенном пласте [3]:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{mbh(1+\alpha)} \cdot \frac{\partial c}{\partial x} = 0 \quad (5.1)$$

Для решения задачи нужно записать начальное и граничное условия

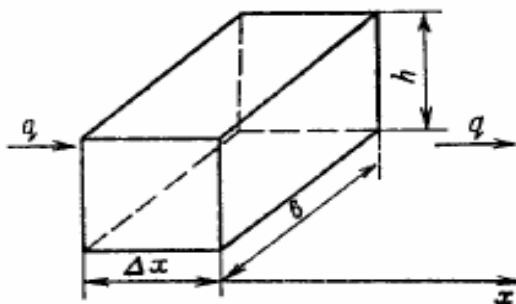


Рисунок 5.1 – Элемент прямолинейного пласта

В начальный момент времени $t = 0$ в пласте при отсутствии в нагнетаемой воде ПАВ начальное условие примет вид:

$$c(x, 0) = 0$$

Начиная с момента времени $t = 0$ в пласт через нагнетательную галерею закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией закачки $c = c_0$. Таким образом, граничное условие будет иметь вид

$$c(0, t) = c_0$$

Решение задачи определяют по формулам

$$c(x, t) = c_0, \quad x \leq \frac{q}{mbh(1+\alpha)} t \quad (5.2)$$

$$c(x, t) = 0, \quad x > \frac{q}{mbh(1+\alpha)} t. \quad (5.3)$$

Обозначим через $v = \frac{q}{bh}$ скорость фильтрации из первого выражения (2.3) определяем скорость фронта сорбции

$$v_c = \frac{x}{t} \text{ или } v_c = \frac{v}{m(1 + \alpha)};$$

$$v = \frac{q}{bh} = \frac{500}{400 \cdot 15} = 0,0833 \text{ м/сут.}$$

$$v_c = \frac{0,0833}{0,25 \cdot 1,2} = 0,277 \text{ м/сут.}$$

Ответ

Скорость продвижения фронта сорбции ПАВ составит 0,277 м/сут.

Варианты для самостоятельного решения

№	<i>l, м</i>	<i>b, м</i>	<i>h, м</i>	<i>m, доли ед.</i>	<i>q, м³/сут</i>	<i>α, доли ед</i>
1	400	200	14	0,23	350	0,32
2	450	200	8	0,21	400	0,30
3	500	200	16	0,27	450	0,28
4	550	200	10	0,19	300	0,34
5	600	200	12	0,25	500	0,26
6	400	250	8	0,25	400	0,34
7	450	250	16	0,23	450	0,32
8	500	250	10	0,21	500	0,30
9	550	250	12	0,27	350	0,26
10	600	250	14	0,19	300	0,28
11	400	300	16	0,19	500	0,28
12	450	300	10	0,25	300	0,26
13	500	300	12	0,23	350	0,34
14	550	300	14	0,21	450	0,30
15	600	300	16	0,27	400	0,32

5.2 РАСЧЕТ ВРЕМЕНИ ПОДХОДА ФРОНТА СОРБЦИИ ПАВ К ЛИНИИ ОТБОРА

На этом занятии рассматривается закачка водного раствора ПАВ в нагнетательную скважину, расположенную в центре элемента эксплуатационного участка, например пятиточечная система заводнения. Вытеснение нефти водным раствором ПАВ описывается посредством уравнений плоско-радиальной фильтрации. Для получения уравнения, описывающего распределения концентрации ПАВ в пласте используется уравнения материального баланса также рассматривается элемент пласта рисунок 5.1.

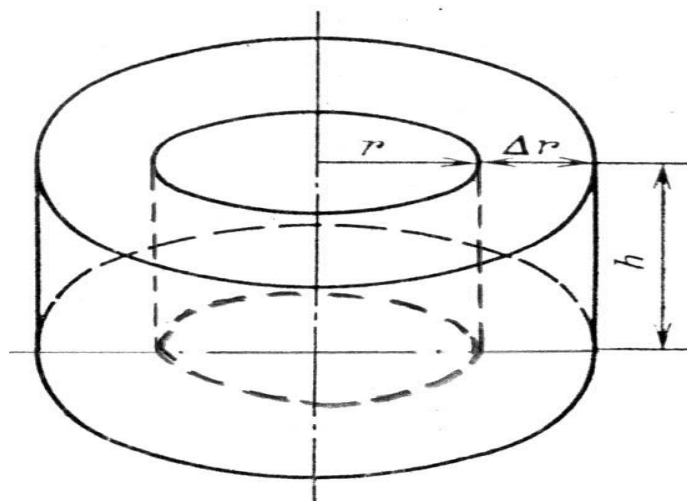


Рисунок 5.2. – Схема элемента пласта при плоскорадиальной фильтрации

Искомое уравнение имеет вид:

$$\frac{dc}{dt} + \frac{q}{2\pi mh(1+\alpha)r} \frac{dc}{dr} = 0 \quad (5.4)$$

Задаваясь начальным и граничным условиями, после некоторых математических преобразований получим выражение для фронта сорбции

$$r_{\phi}(t) = \sqrt{r_c^2 \frac{qt}{m(1+\alpha)\pi h}} \quad (5.5)$$

Задача 5.2

В водонасыщенный участок пласта, имеющий $r_k = 200\text{ м}$ и толщину $h = 10\text{ м}$ и пористость $m = 0,2$, через центральную скважину радиусом $r_c = 0,1\text{ м}$ закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией c_0 и темпом закачки $q = 250\text{ м}^3/\text{сут}$ (рис. 4.1). ПАВ интенсивно сорбируются пористой средой по закону Генри. $a(c) = \alpha c$, где $\alpha = 0,3$.

Определить закон движения фронта ПАВ (фронта сорбции ПАВ) и время подхода его к линии отбора, расположенной на расстоянии $r = r_k = 200\text{ м}$ от центральной нагнетательной скважины. Движение жидкостей в пласте считать плоско-радиальным, а жидкости несжимаемыми.

Решение

Положение фронта ПАВ в момент времени t после его закачки в нагнетательную скважину можно определить по соотношению (5.2). Рисунок 5.1 – Схема элемента пласта при плоско-радиальной фильтрации

Дифференцируя обе части уравнения (5.2) по t , определяется скорость продвижения фронта ПАВ

$$v_c(t) = \frac{dr_{\phi}(t)}{dt} = \frac{q}{2m(1+\alpha)\pi h r_{\phi}(t)} \quad (5.6)$$

Таким образом, скорость продвижения фронта ПАВ в случае плоско-радиальной фильтрации падает с течением времени убывает обратно пропорционально $r_{\phi}(t)$.

Определяется время подхода фронта ПАВ к линии отбора. Для этого подставляется в соотношение (5.2) значение $r_{\phi}(t) = r_k$ и обе части полученного равенства возводятся в квадрат

$$t_* = \frac{m(1 + \alpha)\pi h}{q} (r_k^2 - r_c^2) \approx \frac{m(1 + \alpha)\pi h}{q} r_k^2 = \frac{0.2 * 1.3\pi 10}{250} 200^2 = 3.58 \text{ года}$$

Ответ

Время подхода фронта сорбции ПАВ к линии отбора составит 3,58 года.

Варианты для самостоятельного решения

№	<i>l, м</i>	<i>b, м</i>	h, м	m, доли ед.	q, м ³ /сут	α, доли ед
1	400	200	14	0,23	350	0,32
2	450	200	8	0,21	400	0,30
3	500	200	16	0,27	450	0,28
4	550	200	10	0,19	300	0,34
5	600	200	12	0,25	500	0,26
6	400	250	8	0,25	400	0,34
7	450	250	16	0,23	450	0,32
8	500	250	10	0,21	500	0,30
9	550	250	12	0,27	350	0,26
10	600	250	14	0,19	300	0,28
11	400	300	16	0,19	500	0,28
12	450	300	10	0,25	300	0,26
13	500	300	12	0,23	350	0,34
14	550	300	14	0,21	450	0,30
15	600	300	16	0,27	400	0,32

6. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРФОРАЦИИ

1) Темп закачивания технологической жидкости (расход) в перфораторе определяется по формуле:

$$Q_{an} = 0,785 \cdot d_n \cdot n \cdot \mu_n \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 10^6 \cdot \Delta P}{\rho_{cm}}}, \text{ м}^3 / \text{с} \quad (6.1)$$

где d_n - диаметр насадки, м;

n - число насадок, шт;

μ_n - коэффициент, зависящий от формы насадки;

ΔP - перепад давления на насадке, МПа;

ρ_{cm} - плотность смеси, кг/м³.

2) Определяем плотность смеси технологической жидкости:

$$\rho_{см} = \rho_{ж}, \text{ кг/м}^3 \quad (6.2)$$

3) Необходимое количество жидкости для проведения операции:

$$V_{общ} = 2,3 \cdot V_{скв}, \text{ м}^3 \quad (6.3)$$

где 2,3 – объем рабочей жидкости + 30 % на фильтрацию жидкости + 1 объем на промывку скважины после процесса.

4) Определяем необходимое количество насосных агрегатов по формуле:

$$n = \frac{Q_{ан}}{Q_{агр}} + 1, \text{ шт.} \quad (6.4)$$

где $Q_{ан}$ - расход рабочей жидкости на аппарате, м³/с;

$Q_{агр}$ - производительность жидкости в насосном агрегате АНЦ-320, м³/с.

Методические рекомендации по решению задачи

Таблица 6.1 – Исходные данные

№ п/п	Наименование параметра	Значение
1	2	3
1	Диаметр эксплуатационной колонны, м	$d_3 = 0,168$
2	Толщина стенки эксплуатационной колонны, м	$\delta_{ЭК} = 0,0089$
3	Интервал перфорации, м	$h_{перф} = 2665 - 2672$
4	Диаметр лифтовой колонны НКТ, м	$d_{НКТ} = 0,089$
5	Толщина стенки лифтовой колонны НКТ, м	$\delta_{НКТ} = 0,0065$
6	Внутренний диаметр лифтовой колонны НКТ, м	$d_{ВН} = 0,076$
7	Емкость узла намотки барабана НТ, м	$h_{НТ} = 3100$
8	Диаметр колонны НТ, м	$d_{НТ} = 0,04445$
9	Толщина стенки колонны НТ, м	$\delta_{НТ} = 0,0024$
10	Внутренний диаметр колонны НТ, м	$d_{НТ} = 0,03965$
11	Предел текучести стали, МПа	$\sigma_m = 700 \cdot 10^6$
12	Овальность ГНКТ	$e = 0,192$
13	Плотность тех. жидкости перфорации (при КСІ = 19 об. %), кг/м ³	$\rho_{ж} = 1,126$
14	Пластовое давление, МПа	$P_{пл} = 26,5$
15	Средняя скорость движения жидкости в колонне НТ, м/с	$\omega = 7,21$

Методические рекомендации по решению задачи

Гидравлический расчет технологии перфорации

1) Определяем плотность смеси. Поскольку для вскрытия используется технологическая жидкость без абразива, при объемном процентном содержании хлорида калия 19 % в жидкости плотность жидкости будет равна:

$$\rho_{см} = \rho_{ж} = 1126 \text{ кг} / \text{м}^3$$

2) Темп закачивания технологической жидкости (расход) в перфораторе определяется по:

$$Q_{ан} = 0,785 \cdot 0,0045^2 \cdot 2 \cdot 0,92 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 10^6 \cdot 20}{1126}} = 0,0042 \text{ м}^3 / \text{с} = 4,2 \text{ л} / \text{с}$$

При полученном расходе рекомендуется применение насосного агрегата ЦА-320 ($Q_{раб} = 0,029 \text{ м}^3/\text{с}$) при диаметре втулок 100 мм, частоте вращения двигателя 1700 мин^{-1} на второй передаче.

3) Необходимое количество жидкости для проведения операции находим по формуле:

$$V_{общ} = 2,3 \cdot 27,54 = 63,34 \text{ м}^3$$

4) Определяем необходимое количество насосных агрегатов ЦА-320 по формуле:

$$n = \frac{0,0063}{0,029} + 1 = 1,21 \approx 2 \text{ шт}$$

Расчет агрегата колтюбинга

1) Определяем вес подземного оборудования в воздухе:

$$Q_0 = (2,45 \cdot 3100) \cdot 89 \cdot 9,81 = 72,84 \text{ кН}$$

2) Рассчитаем максимально допустимую нагрузку на колтюбинговую установку с учетом коэффициента запаса:

$$Q = 1,93 \cdot 72,84 = 140,58 \text{кН}$$

Таблица 6.2 – Исходные данные для самостоятельного решения

№ п/п	Наименование параметра	варианты				
		1	2	3	4	5
1	Диаметр эксплуатационной колонны, м	$d_3 = 0,146$	$d_3 = 0,168$	$d_3 = 0,146$	$d_3 = 0,168$	$d_3 = 0,168$
2	Толщина стенки эксплуатационной колонны, м	$\delta_{ЭК} = 0,0089$	$\delta_{ЭК} = 0,0089$	$\delta_{ЭК} = 0,0089$	$\delta_{ЭК} = 0,0089$	$\delta_{ЭК} = 0,0089$
3	Интервал перфорации, м	$h_{перф} = 2600 - 2622$	$h_{перф} = 2165 - 2200$	$h_{перф} = 2500 - 2512$	$h_{перф} = 2700 - 2710$	$h_{перф} = 2160 - 2170$
4	Диаметр лифтовой колонны НКТ, м	$d_{НКТ} = 0,072$	$d_{НКТ} = 0,089$	$d_{НКТ} = 0,072$	$d_{НКТ} = 0,089$	$d_{НКТ} = 0,0114$
5	Толщина стенки лифтовой колонны НКТ, м	$\delta_{НКТ} = 0,0065$	$\delta_{НКТ} = 0,0065$	$\delta_{НКТ} = 0,0065$	$\delta_{НКТ} = 0,0065$	$\delta_{НКТ} = 0,0065$
6	Внутренний диаметр лифтовой колонны НКТ, м	$d_{ВН} = 0,076$	$d_{ВН} = 0,076$	$d_{ВН} = 0,076$	$d_{ВН} = 0,076$	$d_{ВН} = 0,076$
7	Емкость узла намотки барабана НТ, м	$h_{НТ} = 3000$	$h_{НТ} = 3100$	$h_{НТ} = 3000$	$h_{НТ} = 3100$	$h_{НТ} = 3000$
8	Диаметр колонны НТ, м	$d_{НТ} = 0,0381$	$d_{НТ} = 0,0381$	$d_{НТ} = 0,0381$	$d_{НТ} = 0,0381$	$d_{НТ} = 0,0381$
9	Толщина стенки колонны НТ, м	$\delta_{НТ} = 0,0024$	$\delta_{НТ} = 0,0024$	$\delta_{НТ} = 0,0024$	$\delta_{НТ} = 0,0024$	$\delta_{НТ} = 0,0024$
10	Внутренний диаметр колонны НТ, м	-	-	-	-	-
11	Предел текучести стали, МПа	$\sigma_m = 700 \cdot 10^6$	$\sigma_m = 700 \cdot 10^6$	$\sigma_m = 700 \cdot 10^6$	$\sigma_m = 700 \cdot 10^6$	$\sigma_m = 700 \cdot 10^6$
12	Овальность ГНКТ	$e = 0,19$	$e = 0,2$	$e = 0,16$	$e = 0,17$	$e = 0,11$
13	Плотность тех. жидкости перфорации (при КС1 = 19 об. %), кг/м ³	$\rho_{ж} = 1,120$	$\rho_{ж} = 1,24$	$\rho_{ж} = 1,10$	$\rho_{ж} = 1,15$	$\rho_{ж} = 1,32$
14	Пластовое давление, МПа	$P_{ПЛ} = 26,5$	$P_{ПЛ} = 27,5$	$P_{ПЛ} = 26$	$P_{ПЛ} = 25,3$	$P_{ПЛ} = 28$
15	Средняя скорость движения жидкости в колонне НТ, м/с	$\omega = 7,2$	$\omega = 7,7$	$\omega = 7,4$	$\omega = 7,6$	$\omega = 8,3$

11.2. Методические указания по подготовке 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;
- 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 лекциям, теоретическому материалу, изложенному в методических указаниях к практическим занятиям, и учебнику.

2. Внести дополнения по рассмотренным вопросам в конспекты лекций.

3. Подготовиться к лабораторной работе, переписав ход выполнения работы, и рассмотреть порядок ее выполнения. Отметить в конспекте, что непонятно в ходе ее выполнения.

4. Выполнить в тетради для лабораторных 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.

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 под-ряд»: 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 **Методы и технологии повышения продуктивности скважин**

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 (91-100)
ПКС-4 Способность осуществлять оперативное сопровождение технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-4.1 Осуществляет выбор технологических процессов в области нефтегазового дела для организации работы коллектива исполнителей	Знать: методику проведения основных промысловых исследований	Не знает методику проведения основных промысловых исследований	Испытывает существенные затруднения по вопросам методики проведения основных промысловых исследований	Знает методику проведения основных промысловых исследований. Допускает незначительные ошибки	Знает методику проведения основных промысловых исследований
		Уметь: определять потребность в материалах необходимых для проведения промысловых исследований	Не умеет определять потребность в материалах необходимых для проведения промысловых исследований	Умеет определять потребность в материалах необходимых для проведения промысловых исследований. Испытывает затруднения	Умеет определять потребность в материалах необходимых для проведения промысловых исследований	Уверено умеет определять потребность в материалах необходимых для проведения промысловых исследований

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 (91-100)
		Владеть: навыками анализа промышленных исследований	Не владеет навыками анализа промышленных исследований	Допускает ошибки при анализе промышленных исследований	Владеет навыками анализа промышленных исследований. Испытывает незначительные затруднения	Уверено владеет навыками анализа промышленных исследований
	ПКС-4.3 Осуществляет выбор порядка выполнения работ по сопровождению технологических процессов	Знать: структуру и содержание геологических и технических отчетов	Не знает структуру и содержание геологических и технических отчетов	Частично знает структуру и содержание геологических и технических отчетов	Знает структуру и содержание геологических и технических отчетов. Затрудняется давать пояснения	Знает структуру и содержание геологических и технических отчетов.
		Уметь: использовать промышленные базы данных	Не умеет использовать промышленные базы данных	Слабо использует промышленные базы данных	Умеет использовать промышленные базы данных	Уверено использует промышленные базы данных
		Владеть: навыками работы с геологическими и техническими отчетами	Не владеет навыками работы с геологическими и техническими отчетами	Слабо владеет навыками работы с геологическими и техническими отчетами	Владеет навыками работы с геологическими и техническими отчетами. Затрудняется давать пояснения	Владеет навыками работы с геологическими и техническими отчетами
ПКС-8 Способность выполнять работы по составлению проектной, служебной документации в	ПКС-8.1 Осуществляет выбор нормативно-технической документации, стандартов, дей-	Знать: квалификационные требования и функции трудового коллектива	Не знает квалификационные требования и функции трудового коллектива	Частично знает квалификационные требования и функции трудового коллектива	Знает квалификационные требования и функции трудового коллектива. Испытывает затруднения.	Знает квалификационные требования и функции трудового коллектива

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 (91-100)
соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ствующих инструкций	Уметь: учитывать расположение технологического и вспомогательного оборудования на производственной площадке	Не умеет учитывать расположение технологического и вспомогательного оборудования на производственной площадке	Умеет учитывать расположение технологического и вспомогательного оборудования на производственной площадке. Допускает ошибки	Умеет учитывать расположение технологического и вспомогательного оборудования на производственной площадке	Уверенно учитывает расположение технологического и вспомогательного оборудования на производственной площадке
		Владеть: навыками подбора необходимого оборудования для проведения методов воздействия на продуктивные пласты	Не владеет навыками подбора необходимого оборудования для проведения методов воздействия на продуктивные пласты	Владеет навыками подбора необходимого оборудования для проведения методов воздействия на продуктивные пласты. Затрудняется давать пояснения.	Владеет навыками подбора необходимого оборудования для проведения методов воздействия на продуктивные пласты. Дает пояснения	Уверено владеет навыками подбора необходимого оборудования для проведения методов воздействия на продуктивные пласты
	ПКС-8.3 Представляет и защищает результаты работ по элементам проекта	Знать: структуру проектного документа и содержание его основных элементов	Не знает структуру проектного документа и содержание его основных элементов	Частично знает структуру проектного документа и содержание его основных элементов	Знает структуру проектного документа и содержание его основных элементов, затрудняется давать пояснения	Уверенно знает структуру проектного документа и содержание его основных элементов

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 (91-100)
		Уметь: логически обосновывать результаты работ по элементам проекта	Не умеет логически обосновывать результаты работ по элементам проекта	Затрудняется логически обосновывать результаты работ по элементам проекта	Умеет логически обосновывать результаты работ по элементам проекта, допускает неточности	Умеет логически обосновывать результаты работ по элементам проекта
		Владеть: навыками составления проектной документации	Не владеет навыками составления проектной документации	Слабо владеет навыками составления проектной документации	Владеет навыками составления проектной документации, испытывает незначительные затруднения	Уверенно владеет навыками составления проектной документации

КАРТА

обеспеченности дисциплины (модуля) учебной и учебно-методической литературой
 Дисциплина **Методы и технологии повышения продуктивности скважин**
 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	Крец В.Г. Основы нефтегазового дела : учебное пособие / В.Г. Крец, А.В. Шадрин ; Томский политехнический университет. – 2-е изд., перераб. и доп. – Томск : Изд.-во Томского политехнического уни-	Электр. ресурс	100	100	+
2	Безносиков, А.Ф. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений : учебное пособие. [Электронный ресурс] / А.Ф. Безносиков, М.И. Забоева, И.А. Синцов, Д.А. Остапчук. — Электрон.дан. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. - 80 с.	Электр. ресурс	100	100	+
3	Синцов, И.А. Методы контроля за эксплуатацией месторождения : учебно-методическое пособие / И.А. Синцов, М.И. Забоева, Д.А. Остапчук. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. — 44 с.	Электр. ресурс	100	100	+

Заведующий кафедрой _____ Р.Д. Татлыев

«_31_» _____08_____ 2022 г.