

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

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

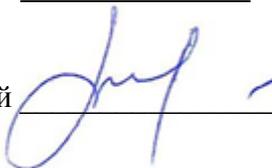
дисциплины/модуля:
направление подготовки:
направленность (профиль):
форма обучения:

Исследование скважин и пластов
21.03.01 Нефтегазовое дело
Эксплуатация и обслуживание объектов
добычи нефти
очная/очно-заочная

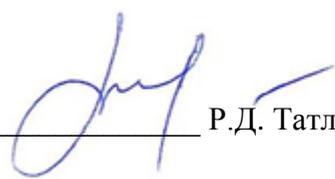
Рабочая программа разработана в соответствии с утвержденным учебным планом от 23.06.2022 г. и требованиями ОПОП ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти к результатам освоения дисциплины «Исследование скважин и пластов».

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.  Янукян А.П.

1. Цели и задачи освоения дисциплины

Цель дисциплины «Исследование скважин и пластов»: приобретение углубленных знаний в области теоретических основ технологии и техники проведения и интерпретации полученных результатов исследования нефтяных продуктивных пластов и скважин.

Задачи дисциплины:

- научить обучающихся использовать полученные знания по определению фильтрационных и ёмкостных параметров продуктивных пластов;
 - развитие у обучающихся способности реализовывать приобретенные навыки проведения самостоятельных гидродинамических исследований скважин и пластов;
 - обучить качественно и на должном уровне планировать, проводить и интерпретировать полученные результаты исследований для дальнейшего использования при построении математических и фильтрационных моделей пласта.
- закрепление, обобщение, углубление и расширение знаний, полученных при изучении базовых дисциплин, приобретение новых компетенций и формирование умений и навыков, необходимых для изучения специальных инженерных дисциплин и для последующей трудовой деятельности.

2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина относится к дисциплинам части, формируемой участниками образовательных отношений

Необходимыми условиями для освоения дисциплины являются:

знание:

- основных показателей разработки месторождений углеводородов;
- основных свойств горных пород;
- основных приборов и оборудования применяемых в нефтегазовой промышленности;
- законов гидравлики и нефтегазовой гидромеханики;

умение:

- применять приборы и оборудование для исследования скважин и пластов;
- интерпретировать результаты исследования скважин и пластов гидродинамическими методами

владение:

- методиками расчета основных технологических показателей при разработке нефтяных и газовых месторождений;
- навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов;
- методами проведения исследований в области добычи нефти и газа, промышленного контроля и регулирования извлечения углеводородов

Содержание дисциплины «Исследование скважин и пластов» является логическим продолжением содержания дисциплины «Основы нефтегазового дела».

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)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)
ПКС-1 способность осуществлять и корректировать технологические процес-	ПКС-1.2 Разрабатывает и ведет нормативно-техническую документацию, регламентирующую осуществление техноло-	Знать (З1): виды и типы исследований скважин и пластов
		Уметь (У1): планировать необходимые исследования в конкретных

сы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	гических процессов	геолого-технических условиях
		Владеть (В1): навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов
ПКС-7 Способность выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-7.1 Осуществляет сбор, анализ и систематизацию исходных данных для проектирования	Знать (З2): основные требования предъявляемые к исходным данным для проектирования
		Уметь (У2): осуществлять сбор, анализ и систематизацию исходных данных
	ПКС-7.4 Оформляет текстовую и графическую части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Владеть (В2): современными технологиями сбора, анализа и систематизации данных
		Знать (З3): содержание текстовой и графической части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли
		Уметь (У3): Оформлять текстовую и графическую части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли
		Владеть (В3): навыками работы в программных комплексах по интерпретации исследований скважин и пластов

4. Объем дисциплины

Общий объем дисциплины составляет 3 зачетных единицы, 108 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	3,5/3,6	18/14	34/28	-	36/36	20/30	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.	Лаб.				
1	1	Основы гидродинамических исследований скважин	2/2	2/4	-	2/4	6/10	ПКС-1.2 ПКС-7.1 ПКС-7.4	Тест
2	2	Исследования на установившихся режимах фильтрации.	2/2	8/4	-	2/4	12/10	ПКС-1.2 ПКС-7.1 ПКС-7.4	Тест, задачи
3	3	Исследования на неустановившихся режимах фильтрации.	2/2	4/4	-	2/4	8/10	ПКС-1.2 ПКС-7.1 ПКС-7.4	Тест, задачи
4	4	Оценка состояния призабойной зоны скважин.	2/2	4/4	-	4/4	10/10	ПКС-1.2 ПКС-7.1 ПКС-7.4	Тест, задачи
5	5	Моделирование в ГДИС.	2/2	4/4	-	4/4	10/10	ПКС-1.2 ПКС-7.1 ПКС-7.4	Тест
6	6	Особенности исследований газовых, горизонтальных и наклонно-направленных скважин	4/2	4/4	-	4/4	10/10	ПКС-1.2 ПКС-7.1 ПКС-7.4	Тест, задачи
7	7	Исследования методом гидропрослушивания	4/2	8/4	-	4/6	16/12	ПКС-1.2 ПКС-7.1 ПКС-7.4	Тест, задачи
8	Экзамен						36/36	ПКС-1.2 ПКС-7.1 ПКС-7.4	Билеты к экзамену
Итого:			18/14	34/28	-	20/30	108/108		

5.2. Содержание дисциплины.

5.2.1. Содержание разделов дисциплины (дидактические единицы).

Раздел 1. Основы гидродинамических исследований скважин

Цели и методы гидродинамических исследований пластов и скважин; область применения гидродинамических моделей для различных типов коллекторов; приборы и оборудование для исследования скважин; оборудование для спуска приборов в скважину; определение глубины спуска приборов в скважину.

Раздел 2. Исследования на установившихся режимах фильтрации

Исследования на установившихся режимах фильтрации. Общие понятия; методика проведения; формы индикаторных кривых.

Раздел 3. Исследования на неуставившихся режимах фильтрации

Уравнение пьезопроводности; внутренние и внешние граничные условия; основная задача линейной теории упругого режима; метод касательной; метод Хорнера; влияние границ пласта на КВД

Исследования методом кривой восстановления уровня (КВУ).

Раздел 4. Оценка состояния призабойной зоны скважин

Скин-эффект; влияние ствола скважины; обработка КВД методами с учетом эффекта ВСС; обработка с помощью типовых кривых.

Раздел 5. Моделирование в ГДИС.

Модели ствола скважины; модели забоев; модели пластов; модели границ.

Раздел 6. Особенности исследований газовых, горизонтальных и наклонно-направленных скважин; особенности исследования газовых скважин; гидродинамические исследования горизонтальных и наклонно-направленных скважин;

Раздел 7. Исследования методом гидропрослушивания

Технология проведения гидропрослушивания; методы экспресс-обработки результатов гидропрослушивания; моделирование гидропрослушивания.

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	2/2	Основы гидродинамических исследований скважин
2	2	2/2	Исследования на установившихся режимах фильтрации.
3	3	2/2	Исследования на неуставившихся режимах фильтрации.
4	4	2/2	Оценка состояния призабойной зоны скважин.
5	5	2/2	Моделирование в ГДИС.
6	6	4/2	Особенности исследований газовых, горизонтальных и наклонно-направленных скважин
7	7	4/2	Исследования методом гидропрослушивания
Итого:		18/14	

Практические занятия

Таблица 5.2.2

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема практического занятия
		ОФО /ОЗФО	

1	1	2/4	Расчет показателей процесса одномерной установившейся фильтрации
2	3	3/3	Интерпретация результатов кривой восстановления давления
3	2	8/4	Интерпретация результатов гидропрослушивания
4	4,6	8/8	Определение гидропроводности газового пласта по индикаторным диаграммам
5	5,3	5/5	Определение параметров пласта по К. В. Д. без учета дополнительного притока жидкости
6	7	8/4	Определение приемистости нагнетательной скважины
Итого:		34/28	

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	2/4	Основы гидродинамических исследований скважин	Подготовка к практическим занятиям
2	2	2/4	Исследования на установившихся режимах фильтрации.	Подготовка к практическим занятиям
3	3	2/4	Исследования на неустановившихся режимах фильтрации.	Подготовка к практическим занятиям
4	4	4/4	Оценка состояния призабойной зоны скважин.	Подготовка к практическим занятиям
5	5	4/4	Моделирование в ГДИС.	Подготовка к практическим занятиям
6	6	4/4	Особенности исследований газовых, горизонтальных и наклонно-направленных скважин	Подготовка к практическим занятиям
7	7	4/6	Исследования методом гидропрослушивания	Подготовка к практическим занятиям
Итого:		20/30		

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		
	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 «Прспект»;
- ЭБС «Консультант студент»;
- Поиск системы Internet: Яндекс, Гугл.
- Система поддержки учебного процесса Eduson.
- Программный комплекс «Saphir»

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	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
2	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
3	Прибор «Судос»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
4	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
5	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
6	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
7	Программный комплекс «saphir»	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. Порядок выполнения типовых расчетов изложены в следующих методических указаниях:

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №1 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЦЕССА ОДНОМЕРНОЙ УСТАНОВИВШЕЙСЯ ФИЛЬТРАЦИИ

Таблица 1 - Расчетные формулы плоскорадиального потока

Распределения давления по пласту $P(r)$	$P(r) = P_k - \frac{P_k - P_c}{\ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)} \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r}\right)$
Распределение объемной скорости фильтрации по пласту w	$w = \frac{k(P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)} \cdot \frac{1}{r}$
Распределения градиента давления по пласту $P(r)$	$P(r) = \Delta P \Delta r$
Массовый расход Q_m	$Q_m = \rho_0 \cdot \frac{2\pi kh(P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)} = const$
Объемный расход Q	$Q = \frac{2\pi kh(P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)} = const$
Депрессия на участке контур коор- дината r_1	$\Delta P(r) = P_2 - P_1$
Время движения частиц от контура питания до точки с координатой r_1	$T = \frac{m \cdot \mu \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right) \cdot (R_k^2 - R_c^2)}{2k(P_k - P_c)}$
Массовая скорость в точке r_1	$\rho_0 w = \rho_0 \frac{k(P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)} \cdot \frac{1}{r}$

Средневзвешенное давление для пласта	$P_{cp} = P_k - \frac{P_k - P_c}{2 \ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right)}$
Объем пластовой нефти, вытесненной из рассматриваемого элемента пласта за время t_1	$Q_{t1} = Q \cdot t_1$
Количество газа, которое выделится из вытесненной нефти за время t_1	$V_g = Q_{t1} \cdot G$
Объем дегазированной нефти, вытесненной из рассматриваемого элемента пласта за время t_1	$Q_{deg} = Q_{t1} \cdot (p_{пл} \cdot \gamma_{deg})$
Плотность дегазированной нефти	$\rho_{deg} = \frac{\rho_{пл}}{(1 - v_t \cdot \Delta t)(1 + v_p \cdot \Delta P)}$
Запасы нефти в элементе пласта $Q_{зап}$	$Q_{зап} = \pi r^2 m$
Коэффициент нефтеотдачи в момент времени t_1	$K = \frac{Q_m}{\Delta P}$

Исходные данные:

$$k = 250 \text{ мД}$$

$$\mu = 0,0026 \text{ Па/с}$$

$$\rho_0 = 898 \text{ кг/м}^3$$

$$\Delta P = 2.5 \text{ МПа}$$

$$P_c = 2601352 \text{ Па}$$

$$R_k = 700 \text{ м}$$

$$r_c = 0,1 \text{ м}$$

Распределение давления по пласту

$$P(r).P(1) = 2601352 \text{ Па} + \frac{2500000 \text{ Па}}{\ln(700 \text{ мч} 0.1 \text{ м})} \ln(1 \text{ мч} 0.1 \text{ м}) = 6632825 = 63.3 \text{ МПа} \quad \text{А-}$$

аналогично считаем для восьми точек ($r=50; 100; 200; 300; 400; 500; 600; 700$) так как нам в дальнейшем потребуется построить график $P(r)$:

$$P(50) = 17908627 = 17.9 \text{ МПа}$$

$$P(100) = 19898475 = 19.89 \text{ МПа}$$

$$P(200) = 21917161 = 21.91 \text{ МПа}$$

$$P(300) = 23070696 = 23.07 \text{ МПа}$$

$$P(400) = 23907008 = 23.90 \text{ МПа}$$

$$P(500) = 24541452 = 24.54 \text{ МПа}$$

$$P(600) = 25060543 = 25.06 \text{ МПа}$$

$$P(700) = 25521957 = 25.52 \text{ МПа}$$

Распределение объемной скорости фильтрации по пласту $w(r)$

$$w(1) = \frac{0,255 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 2500000 \text{ Па}}{0,0026 \text{ Па/с} \cdot \ln(700 \text{ мч} 0.1 \text{ м})} \cdot \frac{1}{1 \text{ м}} = 27.7 \cdot 10^{-7}$$

Аналогично считаем для восьми точек ($r=50; 100; 200; 300; 400; 500; 600; 700$) так как нам в дальнейшем потребуется построить график

$$W(r)w(50) = 5,54 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$$

$$w(100) = 2,77 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$$

$$w(200) = 1,38 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$$

$$w(300) = 0,92 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$$

$$w(400) = 0,69 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$$

$$w(500) = 0,55 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$$

$$w(600) = 0,46 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$$

$$w(700) = 0.39 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$$

Градиент давления grad P(r):

$$\text{grad } p(1) = 11275802 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 2300118 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 230 \frac{\text{КПа}}{\text{м}}$$

Аналогично считаем для восьми точек (r=50; 100; 200; 300; 400; 500; 600; 700) так как нам в дальнейшем потребуется построить график grad P(r):

$$\text{grad } p(50) = 39796.96 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 39.79 \text{ КПа/м}$$

$$\text{grad } p(100) = 20186.86 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 20.18 \text{ КПа/м}$$

$$\text{grad } p(200) = 11535.35 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 11.53 \text{ КПа/м}$$

$$\text{grad } p(300) = 8363.12 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 8.36 \text{ КПа/м}$$

$$\text{grad } p(400) = 6344.44 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 6.34 \text{ КПа/м}$$

$$\text{grad } p(500) = 5190.91 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 5.19 \text{ КПа/м}$$

$$\text{grad } p(600) = 4614.14 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 4.61 \text{ КПа/м}$$

Массовый расход Q_m :

$$Q_m = 804 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \cdot \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 0,255 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 10 \cdot 2500000 \text{ Па}}{0,0026 \frac{\text{Па}}{\text{с}} \cdot \ln(700 \text{ м} / 0.1 \text{ м})} = 1.3988 \text{ кг}$$

Объемный расход Q:

$$Q = \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 0,255 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 10 \text{ м} \cdot 2500000 \text{ Па}}{0,0026 \text{ Па/с} \cdot \ln(700 \text{ м} / 0.1 \text{ м})} = 0.0017 \text{ м}^3$$

Депрессия на участке контур-координата r1:

$$\Delta P(200) = 23070696 \text{ Па} - 21917161 \text{ Па} = 1153535 \text{ Па}$$

Время движения частиц от контура питания до точки с координатой r1:

$$T(200) = \frac{0.21 \cdot 0,0026 \frac{\text{Па}}{\text{с}} \cdot \ln(700 \text{ м} - 200 \text{ м})(700 \text{ м}^2 - 200 \text{ м}^2)}{2 \cdot 0,255 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 21815836 \text{ Па}} = 3955 \text{ с}$$

Массовая скорость в точке r1:

$$p_0 w(1) = 804 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \cdot \frac{0,255 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 2500000 \text{ Па}}{0,0026 \frac{\text{Па}}{\text{с}} \cdot \ln(700 \text{ м} \cdot 0.1 \text{ м})} \cdot \frac{1}{1 \text{ м}} = 222.7 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с/м}$$

Аналогично считаем для восьми точек (r=50; 100; 200; 300; 400; 500; 600; 700) так как нам в дальнейшем потребуется построить график $p_0 w(r)$:

$$p_0 w(50) = 44.54 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с/м}$$

$$p_0 w(100) = 22.27 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с/м}$$

$$p_0 w(200) = 11.09 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с/м}$$

$$p_0 w(300) = 7.39 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с/м}$$

$$p_0 w(400) = 5.54 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с/м}$$

$$p_0 w(500) = 4.42 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с/м}$$

$$p_0 w(600) = 3.69 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с/м}$$

$$p_0 w(700) = 3.13 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \frac{\text{с}}{\text{м}}$$

Средневзвешенное давление для пласта:

$$P_{\text{ср}} = 101352 \text{ Па} - \frac{2500000 \text{ Па}}{2 \ln(700 \text{ м} \cdot 0.1 \text{ м})} = 39890 \text{ Па}$$

Объем пластовой нефти, вытесненной из рассматриваемого элемента пласта за время t1:

$$Q_{t1} = 0.0017 \text{ м}^3 \cdot 450 \text{ сут.} = 0.765 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Количество газа, которое выделится из вытесненной нефти за время t_1 :

$$V_r = 0.765 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot 52.7 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} = 40.31 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Объем дегазированной нефти, вытесненной из рассматриваемого элемента пласта за время t_1 :

$$P_{\text{дег}} = \frac{101352 \text{ Па}}{(1 - 0.1 \cdot 22 \text{ С}^0)(1 + 0.01 \cdot 986 \text{ атм.})} = 7777.16 \text{ Па}$$

теперь найдем объем дегазированной нефти:

$$Q_{\text{дег}} = 0.765 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot \left(804 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \cdot 7777.16 \text{ Па} \right) = 0.079 \text{ м}^3$$

Запасы нефти в элементе пласта $Q_{\text{зап}}$:

$$Q_{\text{зап}} = 3.14 \cdot 700 \text{ м}^2 \cdot 0.21 = 323106 \text{ м}^3$$

Коэффициент нефтеотдачи в момент времени t_1 :

$$K = \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 0,255 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 10 \text{ м} \cdot 804 \text{ кг/м}^3}{0,0026 \text{ Па/с} \cdot \ln(700 \text{ м} \cdot 0.1 \text{ м})} = 0.0005$$

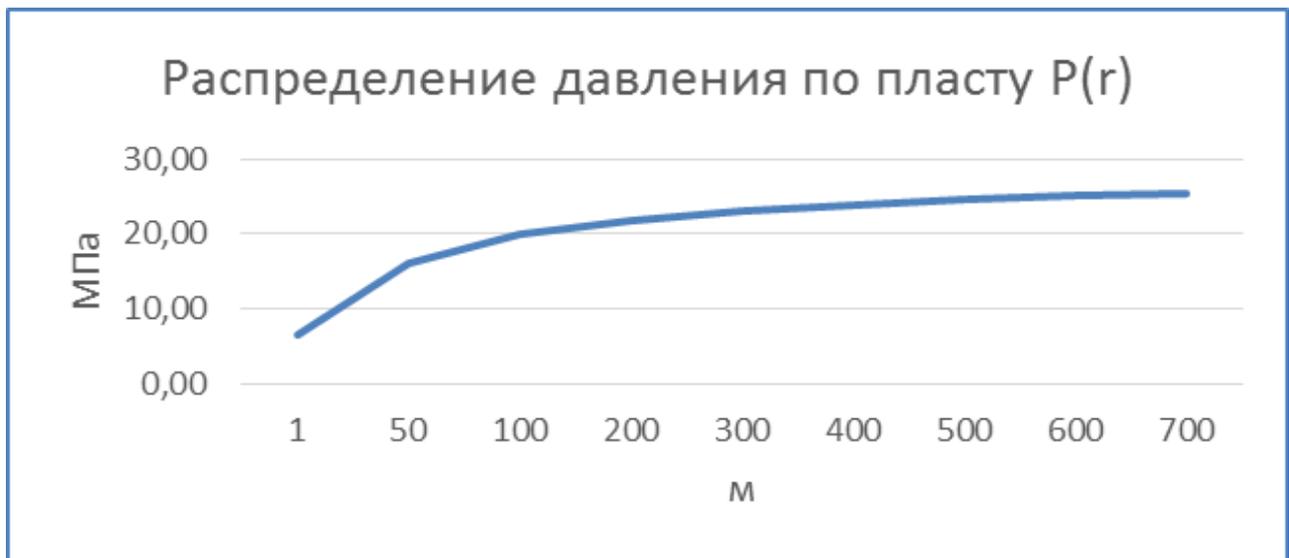


Рисунок 1.1 – Распределение давления по пласту

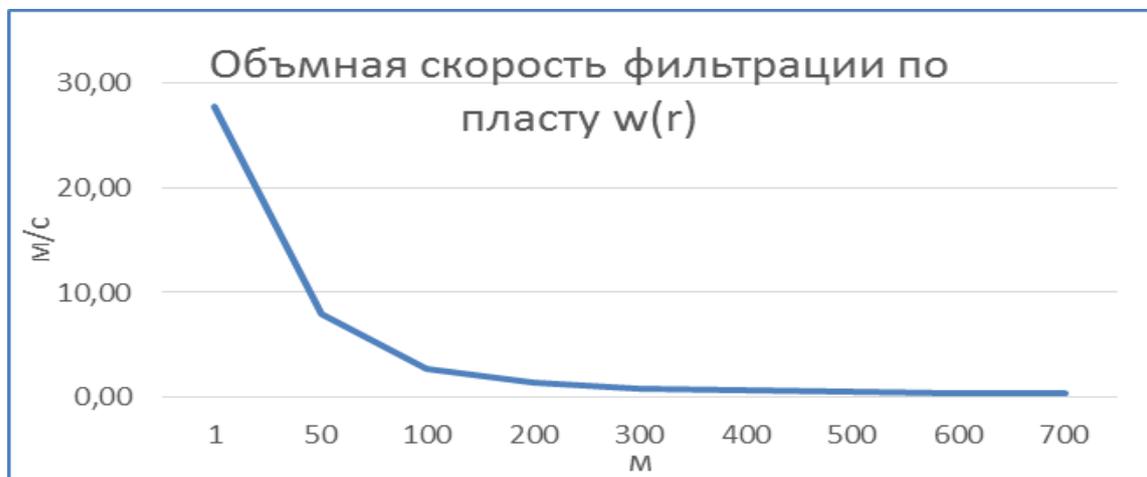


Рисунок 1.2 – Объемная скорость фильтрации

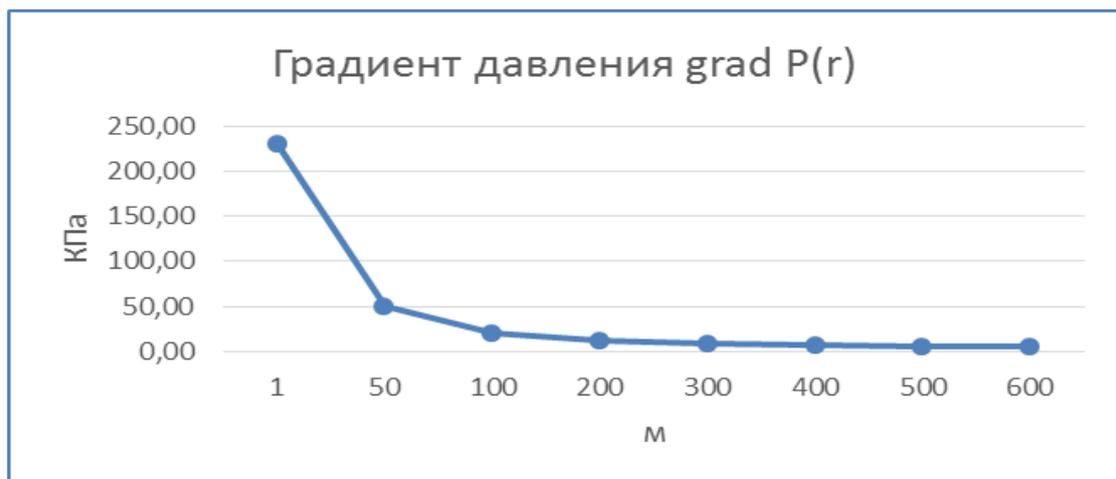


Рисунок 1.3 – Изменение градиента давления

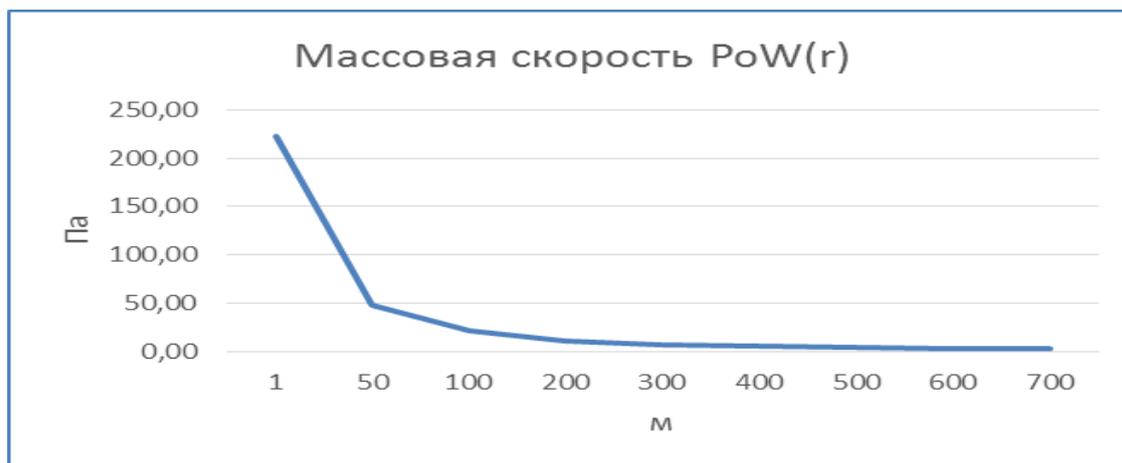


Рисунок 1.4 – Массовая скорость

В результате расчетов плоскорадиальной модели пласта были получены зависимости $p(r)$, $w(r)$, $p_0w(r)$, $\text{grad } p(r)$.

Варианты для самостоятельного решения

№	К, МД	М, МПА·С	ρ_0 , кг/м ³	ΔP , МПА	P_c , МПА	$R_{к,М}$	R_c , М
1.	200	6	900	2	25,97	700	0,1
2.	14	2	880	2,1	25	600	0,1
3.	33	3	870	2,2	26	500	0,1
4.	750	4	790	2,47	28,5	450	0,1
5.	725	5	820	1,46	28,4	400	0,1
6.	700	7	810	1,45	28,3	350	0,1
7.	675	2,3	840	4,44	28,2	700	0,1
8.	650	3,4	850	1,43	28,1	600	0,1
9.	67	4,2	860	2,42	28	500	0,1
10.	600	5,6	890	1,41	27,9	450	0,1
11.	575	3,3	880	2,4	27,8	400	0,1
12.	550	4	810	1,39	27,7	350	0,1
13.	525	4	840	1,38	27,6	700	0,1
14.	500	2	850	1,37	27,5	600	0,1
15.	475	6	860	3,36	27,4	500	0,1
16.	450	2,88	860	1,35	27,3	450	0,1
17.	425	3,24	890	1,34	27,2	400	0,1
18.	400	4,32	880	1,33	27,1	350	0,1
19.	375	5,33	810	3,32	27	700	0,1
20.	350	6,05	900	1,31	16,9	600	0,1

21.	325	5,6	880	1,3	16,8	500	0,1
22.	300	3,3	870	2,29	16,7	450	0,1
23.	275	4	790	2,28	16,6	400	0,1
24.	250	4	820	2,27	16,5	350	0,1
25.	225	2	810	3,26	16,4	700	0,1
26.	200	6	880	3,25	26,3	600	0,1
27.	175	2,88	870	3,24	26,2	500	0,1
28.	150	3,24	790	3,23	26,1	450	0,1
29.	125	2	859	3,22	26	400	0,1
30.	100	1	677	3,21	25,9	350	0,1

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Главное целью исследования методом КВД является определение однородности пласта, фильтрационных свойств по динамике давления, потенциала пласта, а также продуктивности скважины. Проводится исследование, регистрируя давление, согласно динамике во времени после остановки скважины, работающей в нормальном режиме. При этом контролируются такие параметры, как

- Забойное давление и последующее его восстановление после остановки скважины
- Дебит добывающей скважины в период работы и до ее остановки
- Обводненность продукции.

Как результат, получаем такие данные, как давление в пласте, длина трещин для скважин с ГРП, зона дренирования скважины, а так же модели течения флюида в пласте.

Разберем метод на примере конкретной скважины №1030, с дебитом в 175,6 м³/сут, толщиной пласта – 12,1 м, объемным коэффициентом 1,48 и вязкостью - 0,75 МПа·с

Имеем следующие данные по скважине:

Таблица 2.1 – Исходные данные по скважине

Время восст., сек	490	980	1450	2450	6002,5	9800	13475	19625
lg(t)	2,69	2,99	3,16	3,39	3,78	3,99	4,13	4,25
ΔP, атм	10,90	15,83	18,24	20,02	20,33	20,92	20,93	22,7

1. Строим график КВД по данным из таблицы 2.1 по координатам $\Delta p(t) - \lg t$. При построении, началом координат и разницы давления будет являться минимальное ($\lg(t)_{\min}$ и $\Delta P(t)_{\min}$).

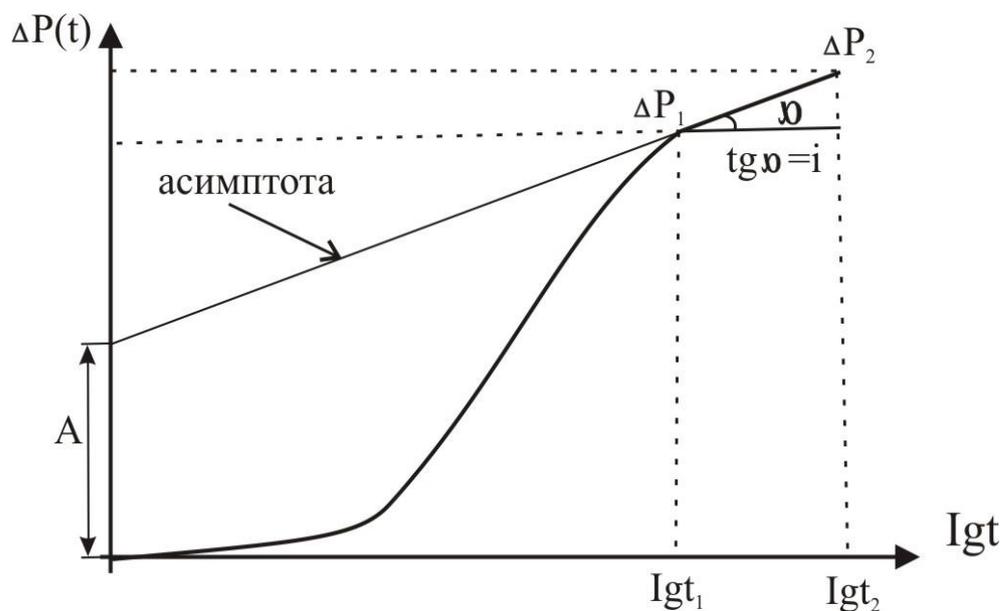


Рисунок 3.9 - Кривая восстановления давления

2. Проводим асимптоту по прямолинейному участку и по двум точкам определяем $\lg \alpha = i$

$$i = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\lg t_2 - \lg t_1} = \frac{20,93 - 18,24}{4,13 - 3,16} = 2,77$$

3. Рассчитываем точку пересечения оси $\Delta p(t)$ с асимптотой:

$$A = \Delta p_2 - i \cdot \lg t_2 = 20,93 - 2,77 \cdot 4,13 = 9,4$$

4. Рассчитываем коэффициент гидропроводности пласта:

Эта величина определяет ФЭС (фильтрационно-емкостные свойства пласта).

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{2,12 \cdot Q_{жс} \cdot b_{жс}}{i} = \frac{2,12 \cdot 175,6 \cdot 1,48}{2,77} = 200 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{см}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$$

где:

$Q_{жс}$ – м³/сут – дебит скважины

Если $n_e = 0$, то $b_{жс} = b_n = 1,48$;

5. Вычисляем коэффициент подвижности

$$\frac{k}{\mu_{жс}} = \frac{kh}{\mu} \cdot \frac{1}{h} = 200 \cdot \frac{1}{240} = 0,83 \frac{\text{мкм}^2}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$$

6. Определяем проницаемость пласта:

$$k = \left(\frac{k}{\mu_{жс}} \right) \cdot \mu_{жс} = 0,83 \cdot 0,75 = 0,08$$

где: если $n_e = 0$, то $\mu_{жс} = \mu_n = 0,75$

7. Вычислим относительную пьезопроводность пласта: $\frac{1}{c}$

$$\frac{\chi}{r_{снр}^2} = \frac{1}{2,25} \cdot 10^{\frac{A}{i}} = \frac{1}{2,25} \cdot 10^{\frac{9,4}{2,77}} = 1091 \frac{1}{\text{с}}$$

8. Вычисляем коэффициент пьезопроводности пласта:

$$\chi = \frac{k}{\beta^*} = \frac{0,83}{2,6 \cdot 10^{-5}} = 31923,07 \frac{\text{см}^2}{\text{с}}$$

где: β^* упругость пласта $\frac{1}{атм}$, принимаем равным $\beta^* = 2.6 \cdot 10^{-5}, \frac{1}{ат}$;

9. Определяем приведенный радиус скважины:

$$r_{cnp} = \sqrt{\frac{2.25 \cdot \chi}{10^{\frac{A}{i}}}} = \sqrt{\frac{2.25 \cdot 31923,07}{10^{\frac{9,4}{2,77}}}} = 5,4 \text{ см}$$

10. Определяем функцию:

$$\ln \frac{R_k}{r_{cnp}} = \frac{1.15 \cdot \Delta p_{cm}}{i} = B = 9,4$$

11. Вычисляем функцию:

$$\frac{R \cdot k^2}{\chi} = 2.25 \cdot 10^{\frac{\Delta p_{cm} - A}{i}} = 32522,4 \text{ с}$$

12. Вычисляем коэффициент продуктивности скважин:

$$\eta = \frac{Q}{\Delta p} = \frac{0.543 \cdot \frac{kh}{\mu}}{b_n \cdot \ln \frac{R_k}{r_{cnp}}} = \frac{0.543 \cdot 200}{1.48 \cdot 9,4} = 3,906 \frac{м^3}{сут \cdot атм}$$

13. Определяем время стабилизации режима:

$$t_{cm} = 2.78 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{Rk^2}{\chi} \right) \cdot \left[0.86 - 0.17 \cdot \ln \left(\ln \frac{R_k}{r_{cnp}} \right) \right] = 2.78 \cdot 10^{-4} \cdot 32522,4 \cdot [0.86 - 0.17 \cdot \ln(9,4)]$$

$= 4,33 \text{ ч}$ Время стабилизации режима скважины, как видно из приведенных расчетов, зависит от фильтрационных характеристик пласта.

Варианты для самостоятельного решения

1		2		3		4		5	
LG(T)	ΔP,ATM								
2,69	10	1,69	11	1,6	14	2,69	18	1,69	10
2,99	15	1,99	13	1,9	15	2,99	19	1,99	15
3,16	18	2,16	16	2,1	16	3,16	20	2,16	18
3,39	20	2,39	20	2,3	17	3,39	21	2,39	20
3,78	21	2,78	21	2,7	18	5,78	22	2,78	21
3,99	22	2,99	21,2	2,9	18,5	5,99	23	2,99	22

4,13	22,5	3,13	21,5	3,1	19,5	5,13	24	3,13	22,5
4,25	23	3,25	21,8	3,3	20,8	5,25	24,2	3,25	23
6		7		8		9		10	
LG(T)	$\Delta P, \text{ATM}$								
1,6	12	2,69	10	2,69	14	1,6	14	1,6	14,1
1,9	15,2	2,99	15	2,99	15	1,9	14,3	1,9	15,1
2,1	18,1	3,16	18	3,16	16	2,1	16,4	2,1	16,8
2,3	20,5	3,39	20	3,39	17	2,3	17,1	2,3	17,6
2,7	21,5	3,78	21	3,78	18	2,7	18,2	2,7	18
2,9	22,1	3,99	22	3,99	18,5	2,9	18,5	2,9	18,5
3,1	22,5	4,13	22,5	4,13	19,5	3,1	19,5	3,1	19,5
3,3	23	4,25	23	4,25	20,8	3,3	20,8	3,3	20,8

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ

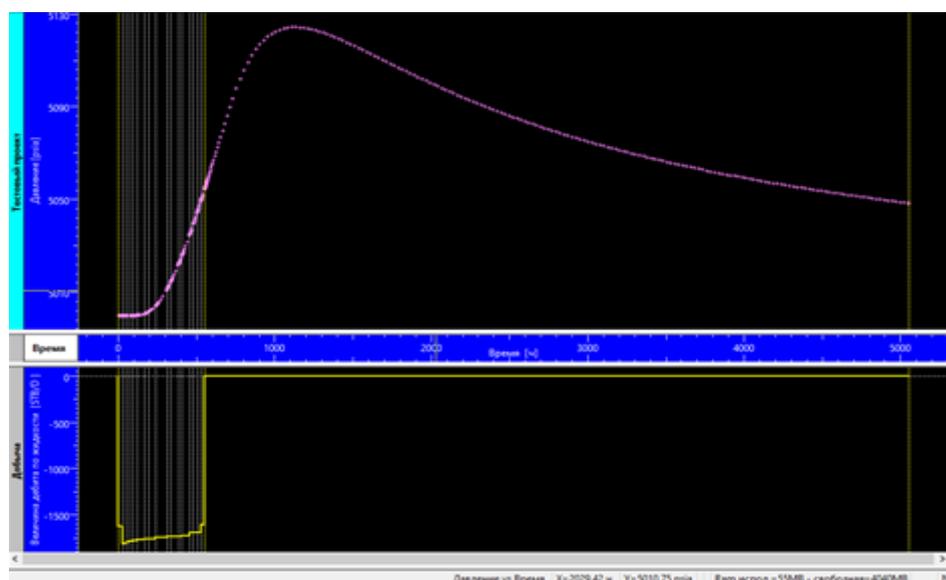


Рисунок 3.1 – График модельного решения гидропрослушивания участка

Обработаем кривую методом характерных точек, а именно по точке начала реагирования и точке максимума. Время начала реагирования $t_H = 150$ часов. Время точки максимума $t_{max} = 1100$ часов. Время закачки $t_3 = 556$ часов.

Находим пьезопроводность по точке начала реагирования:

$$\chi = \frac{0,0732 * R^2}{t_H} = \frac{0,0732 * (10,8)^2}{540000} = 0,0000158 \text{ см}^2/\text{с}.$$

Находим пьезопроводность по точке максимума:

$$\chi = \frac{R^2 * t_3}{4 * t_{max} * (t_{max} - t_3) * \ln \frac{t_{max}}{t_{max} - t_3}} = \frac{10,8^2 * 2001600}{4 * 3960000 * 1958400 * \ln \frac{3960000}{1958400}} = 0,0000108 \text{ см}^2/\text{с}.$$

Определяем общую сжимаемость:

$$C_{\text{общ.}} = 3,094 * 10^{-4} \text{ 1/Мпа}$$

Рассчитываем коэффициент проницаемости по двум значениям пьезопроводности:

$$k = \chi * \mu * C_{\text{общ.}} = 0,0000158 * 10^{-4} * 2 * 10^{-3} * 3,094 * 10^{-4} * 10^2 = 97,8 \text{ мД}.$$

$$k = 0,0000108 * 10^{-4} * 2 * 10^{-3} * 3,094 * 10^{-4} * 10^2 = 66,8 \text{ мД}.$$

Итоговые результаты исследования скважин и пласта методами ГП и КПД представлены в таблице 4.1.

Таблица 3.1 – Итоговые результаты обработки КПД и гидропрослушивания

	ГРАФИК ДВОЙНОЙ ПРОИЗ- ВОДНОЙ	ГРА- ФИК ХОРНЕ- РА	ПОЛУЛО- ГАРИФ МИЧЕСКИЙ ГРАФИК	ГП	
				ТОЧКА НАЧАЛА РЕАГИРО- ВАНИЯ	ТОЧКА МАКСИ- МУМА
К, мД	126	117	113	97,8	66,8
S	3,37	2,37	3,37	–	–
X, см²/с	–	–	–	0,0000158	0,0000108
R_{пл}, МПА	–	6,62	6,62	–	–

Варианты для самостоятельного решения

№	T _H , ЧА- СОВ	T _{МАХ} , ЧА- СОВ	T _з , ЧАСОВ	К, мД	R _к , М	М, МПА·С
1.	120	1000	500	200	700	6
2.	140	1100	480	14	600	2
3.	330	1050	470	33	500	3
4.	150	1010	490	750	450	4
5.	125	1020	420	725	400	5
6.	200	1120	410	700	350	7
7.	175	1090	340	675	700	2,3
8.	150	1040	350	650	600	3,4
9.	167	1100	360	67	500	4,2

10.	300	1212	490	600	450	5,6
11.	275	1200	580	575	400	3,3
12.	250	1180	410	550	350	4
13.	125	1200	440	525	700	4
14.	100	1160	450	500	600	2
15.	175	1070	460	475	500	6
16.	350	1060	460	450	450	2,88
17.	225	1066	490	425	400	3,24
18.	100	1030	480	400	350	4,32
19.	275	1050	410	375	700	5,33
20.	350	1100	400	350	600	6,05
21.	325	5,6	880	325	500	5,6
22.	300	3,3	870	300	450	3,3
23.	275	4	790	275	400	4
24.	250	4	820	250	350	4
25.	225	2	810	225	700	2
26.	200	6	880	200	600	6
27.	175	2,88	870	175	500	2,88
28.	150	3,24	790	150	450	3,24
29.	125	2	859	125	400	2
30.	100	1	677	100	350	1

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОПРОВОДНОСТИ ГАЗОВОГО ПЛАСТА ПО ИНДИКАТОРНЫМ ДИАГРАММАМ

Способ обработки результатов исследований методом установившихся отборов с целью определения гидропроводности, его выбирают в зависимости от условий фильтрации жидкости в районе скважины (одно или многокомпонентная смесь) и формы полученной индикаторной диаграммы.

При фильтрации жидкости (нефти, воды или водонефтяной смеси) в тех случаях, когда индикаторная диаграмма прямолинейна, гидропроводность пласта можно определить по формуле:

$$\varepsilon = 0,159 \cdot 10^{-3} K_{пл} [\ln (\sigma_{cp}/r_c) + C] \quad (4.1)$$

где $K_{пл}$ — коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях, $см^3/(с \cdot МПа)$; C — поправочный коэффициент, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины.

Для определения C обычно пользуются способом, разработанным В. И. Щуровым. Если коэффициент продуктивности измерен в поверхностных

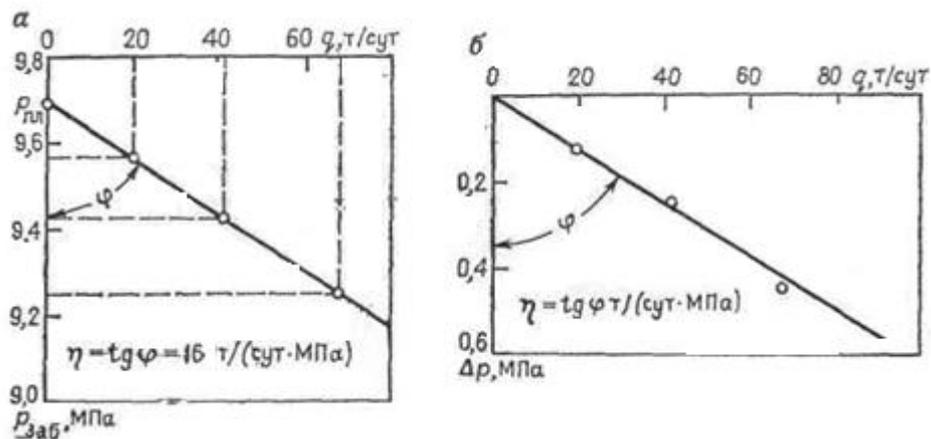
условиях ($K_{\text{пов}}$) и имеет размерность $\text{т}/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$, то для перехода к размерности $\text{см}^3/(\text{с}\cdot\text{МПа})$ в пластовых условиях можно воспользоваться соотношением:

$$K_{\text{пл}} = K_{\text{пов}} \cdot b \cdot 11,57 / \rho_{\text{пов}}$$

Здесь b – объемный коэффициент нефти; $\rho_{\text{пов}}$ – плотность нефти (в $\text{т}/\text{м}^3$), определенные по результатам исследования проб жидкости в лабораториях.

Определим гидропроводность пласта в районе нефтяной эксплуатационной скважины, имеющей индикаторную диаграмму, приведенную на рисунке 5.1 ($K = \text{tg}\varphi = 16 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$) при следующих исходных данных: $\sigma_{\text{ср}} = 250 \text{ м}$; $\Gamma_c = 0,15 \text{ м}$;

$n = 10$. Эффективная толщина $h = 12 \text{ м}$; $C = 8,7$; вязкость нефти $\mu_n = 3,8 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; объемный коэффициент $b = 1,1$, плотность жидкости в поверхностных условиях $\rho_{\text{пов}} = 0,86 \text{ т}/\text{м}^3$. Определим гидропроводность пласта ε и его проницаемость k .



а – в координатах $q - P_{\text{заб}}$; б – в координатах $q - \Delta p$

Рисунок 4.1 – Индикаторная диаграмма добывающей скважины:

1. Коэффициент продуктивности в пластовых условиях:

$$K_{\text{пр}} = \frac{16 \cdot 1,1 \cdot 11,57}{0,86} = 2368 \text{ см}^3/(\text{с}\cdot\text{МПа})$$

2. Коэффициент гидропроводности

$$\varepsilon = 0,159 \cdot 10^{-3} \cdot 2368 \left(\ln \frac{250}{0,15} + 8,7 \right) = 6,07 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$$

3. Проницаемость пласта

$$k = \frac{3,86,07}{12} = 1,92 \text{ мкм}^2$$

Гидропроводность пласта в районе скважин, по которым индикаторная диаграмма криволинейна вследствие нарушения линейного закона фильтрации, может быть определена таким же образом. При этом, если начальный участок диаграммы прямолинейный, в формулы следует подставлять значение $\text{tg}\varphi$ этого участка; если вся диаграмма криволинейна, то приближенное значение гидропроводности можно получить после подстановки в указанные формулы значения тангенса угла между осью давлений и касательной, проведенной к индикаторной линии в точке ее пересечения с осью давлений.

Если индикаторная диаграмма криволинейна вследствие изменения степени раскрытости трещин в призабойной зоне в зависимости от давления, то гидропроводность пласта в районе скважины является величиной переменной. Она, как и коэффициент продуктивности, будет функцией забойного давления.

Ее можно определить при разных значениях забойного давления.

Фильтрация газонефтяной смеси. В этом случае коэффициент продуктивности в принципе величина переменная и зависит от депрессии. Если обработку индикаторной диаграммы проводить так же, как и для фильтрации однофазной жидкости, то в итоге можно определить фазовые гидропроводность и проницаемость для нефти при разных забойных давлениях.

Однако часто необходимо знать физическую проницаемость коллектора и соответствующую ей гидропроводность пласта. Для этой цели используют методику обработки результатов исследований, основанную на применении вспомогательной функции H , имеющей размерность давления и учитывающей изменения фазовой проницаемости для жидкости, вязкости нефти и объемного коэффициента при выделении из нее растворенного газа в пласте.

Эту функцию подставляют в формулу Дюпюи вместо давления:

$$w_{nl} = \frac{10^3 2\pi k h (H_{nl} - H_{заб})}{\mu_n [\ln(\sigma_{cp} / r_c) + C]} = K' (H_{nl} - H_{заб}),$$

где $q_{пл}$ – дебит нефти в пластовых условиях, $см^3/с$; k – физическая проницаемость коллектора; $H_{пл}$ и $H_{заб}$ – функция H соответственно при пластовом и забойном давлениях; K' – коэффициент продуктивности в случае притока однородной жидкости.

Индикаторная диаграмма, построенная для данной скважины в координатах $q_{nl} - H$ или $q - H$ должна быть прямолинейной, а расчетная формула для определения гидропроводности будет иметь вид

$$\varepsilon = 0,159 \cdot 10^3 K' [\ln(\sigma_{cp}/r_c) + C]$$

где K' имеет размерность $см^3/(с \cdot МПа)$ в пластовых условиях.

Чтобы воспользоваться этой формулой, необходимо построить индикаторную диаграмму в координатах $q - H$, т. е. знать значения функции H при пластовом давлении и при зафиксированных на каждом режиме забойных давлениях. Зависимость H от r для каждой залежи можно получить на основании данных исследований пластовой нефти, в процессе которых изучают изменение растворимости в ней газа, вязкости и объемного коэффициента в зависимости от давления и данных исследований фазовых проницаемостей для нефти и газа в зависимости от нефтенасыщенности.

Задача 4.1. Определить коэффициенты a и b , а также гидропроводность и проницаемость пласта при следующих исходных данных: $\sigma_{cp} = 250$ м; $r_c = 12,4$ см; $C = 5,3$; $T_{nl} = 355$ К; $h = 6$ м; $\mu_r = 0,0267$ мПа·с; $z = 0,77$.

Результаты исследований скважины приведены в табл. 4.1 (исходные величины).

Решение. Найдем зависимость $(p_{пл}^2 - P_{заб}^2)/w_{Г}$ от $w_{Г}$.

С этой целью произведем расчеты, порядок которых указан в таблице.4.1

2. По полученным результатам строим график искомой зависимости (рис. 4.1)

3. По графику определяем: $a=0,2$; $b = \operatorname{tg} \varphi = BC/AB = 0,0001$.

4. Гидропроводность пласта

$$\varepsilon = \frac{11,557 \cdot 0,1 \cdot 0,77 \left(\ln \frac{250}{0,124} + 5,3 \right)}{3,14 \cdot 0,20} \cdot \frac{355}{293} = 22,1 = 22,1 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$$

5. Проницаемость

$$k = 22,1 \cdot 0,0267 / 6 = 0,098 \text{ мкм}^2.$$

Варианты для самостоятельного решения

№	H	Z	R _к ,M	R _с , M
1.	12,0	0,9	700	0,1
2.	12,1	0,98	600	0,1
3.	12,4	1	500	0,1
4.	12,4	1	450	0,1
5.	11,4	1	400	0,1
6.	11,4	0,88	350	0,1
7.	14,4	0,9	700	0,1
8.	11,4	0,91	600	0,1
9.	12,4	0,92	500	0,1
10.	11,4	0,93	450	0,1
11.	12,4	0,95	400	0,1
12.	11,3	0,98	350	0,1
13.	11,3	0,78	700	0,1
14.	11,3	0,79	600	0,1
15.	13,3	0,8	500	0,1
16.	11,3	0,81	450	0,1
17.	11,3	0,82	400	0,1
18.	11,3	0,83	350	0,1
19.	13,3	0,84	700	0,1
20.	11,3	0,86	600	0,1

21.	11,3	0,93	500	0,1
22.	12,2	0,95	450	0,1
23.	12,2	0,98	400	0,1
24.	12,2	0,78	350	0,1
25.	13,2	0,79	700	0,1
26.	13,2	0,8	600	0,1
27.	13,2	0,81	500	0,1
28.	13,2	0,82	450	0,1
29.	13,2	1	400	0,1
30.	13,2	1	350	0,1

Недостающие данные взять из условия задачи 4.1

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПО К. В. Д. БЕЗ УЧЕТА ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРИТОКА ЖИДКОСТИ

Наиболее точные результаты обработки К.В.Д. без учета дополнительного притока в ствол скважины можно получить при условии, что до момента изменения режима эксплуатации скважины (в частности, остановки) ее дебит оставался неизменным в течение длительного периода, в 10 раз и более превышающего время регистрации К.В.Д. Кроме того, есть основания считать дополнительный приток незначительным. Это условие практически соблюдается в добывающих скважинах с высоким затрубным давлением и незначительным объемом газа в затрубном пространстве, а также в нагнетательных скважинах, весь ствол которых в период исследования остается заполненным водой.

Обработка данных исследования осуществляется в следующем порядке.

1. По результатам регистрации изменения забойного давления (Δp) глубинным манометром или дифманометром во времени (t) строится график зависимости $\Delta p(t)$.

2. Прямолинейный участок графика экстраполируется (продолжается) до пересечения с осью ординат, определяется отрезок A , отсекаемый на оси ординат, и

уклон i прямолинейного участка К. В. Д.

3. Определяют гидропроводность

$$\varepsilon = \frac{10^{-3} \cdot 2,12 \cdot qb}{i\rho_n}.$$

Предполагается, что объемный коэффициент нефти b и плотность дегазированной нефти ρ_n известны по данным лабораторных определений.

4. Определяют проницаемость пласта

$$k = \mu\varepsilon/h,$$

если известны μ и h .

5. Определяют приведенный радиус скважины:

$$r_{np} = \sqrt{\frac{2,25\chi}{10^{A/i}}},$$

для чего необходимо предварительно найти параметр χ по известным значениям пористости m , сжимаемости пласта β_c и жидкости $\beta_{ж}$ или на основании исследований пласта методом гидропрослушивания

$$\chi = \frac{10^{-3} \kappa}{\mu(m\beta_{ж} + \beta)_c}$$

6. Определяют коэффициент гидродинамического совершенства скважины

$$\alpha = \frac{\ell g \sigma_{cp/r_c}}{\ell g \sigma_{cp} / r_{np}},$$

где σ_{cp} – половина среднего расстояния между исследуемой скважиной и соседними.

7. Определяем коэффициент продуктивности скважины, т/(сут·МПа):

$$K = \frac{236 \varphi_{пов}}{b \lg \sigma_{cp/r_{np}}}$$

Определим гидропроводность и проницаемость пласта в районе нефтяной фонтанной скважины, приведенный радиус, коэффициент совершенства и коэффициент продуктивности при следующих исходных данных: $b=1,1$; $\rho_{нов} = 0,86$ т/м³;

$\mu_n=4,5$ мПа·с; $h=8$ м; $m = 0,2$; $\beta_n=9,42 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа; $\beta_c = 3,6 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа; $r_c=0,15$ м; $\sigma_{cp}=150$ м. Кривая восстановления давления регистрировалась после остановки скважин. Дебит скважины до остановки составлял 70 т/сут. Известно, что в пласте движется однофазная нефть.

Данные исследований скважины приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1 – Данные исследования скважины

ВРЕМЯ МОМЕНТА ОСТАНОВКИ Т,С	С	LG T	Р _{ЗАБ} МПА	ВРЕМЯ МОМЕНТА ОСТАНОВКИ Т,С	С	LG T	Р _{ЗАБ} МПА
60		1,78	0,041	4800		3,68	0,595
120		2,08	0,082	5400		3,73	0,598
180		2,26	0,147	6000		3,78	0,605
300		2,48	0,231	6600		3,82	0,607
600		2,78	0,352	7200		3,86	0,608
1200		3,08	0,495	7 800		3,89	0,61
1800		3,255	0,530	8400		3,92	0,612
2400		3,38	0,56	9000		3,95	0,615
3000		3,48	0,575	9600		3,98	0,618
3600		3,56	0,58	10200		4,01	0,62
4200		3,62	0,59	10800		4,03	0,621

Определяем значение $\lg t$ и строим кривую восстановления давления в координатах $\Delta p/\lg t$ (рис. 5.2, а). На рис. 4.5,б для сопоставления приведена та же кривая в обычных координатах $\Delta p/t$.

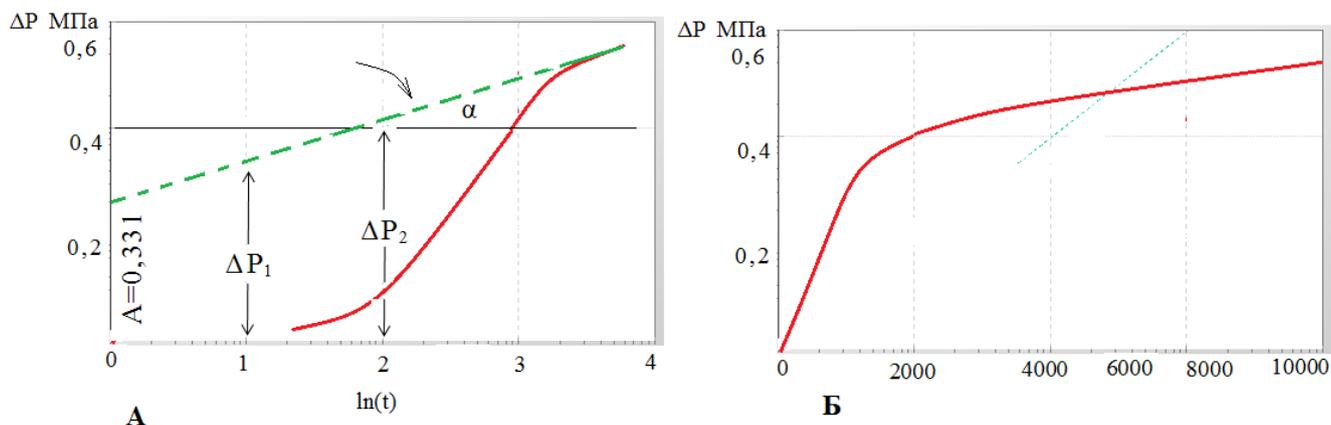


Рисунок 4.5 –Пример обработки К. В. Д. по нефтяной скважине

2. Экстраполируем прямолинейный участок кривой до пересечения с осью ординат и определяем A ($A = 0,331$).

Для оценки i зададимся значениями: $\lg t_1 = 1$ $\lg t_2 = 2$.

Им соответствуют депрессии: $\Delta p = 0,403$; $\Delta p_2 = 0,475$.

Тогда:

1. Уклон t прямолинейного участка К. В. Д.

$$t = \frac{0,475 - 0,403}{2 - 1} = 0,072$$

2. Гидропроводность

$$\varepsilon = \frac{10^{-3} \cdot 2,12 \cdot 1,1 \cdot 1,1 \cdot 70}{0,072 \cdot 0,86} = 2,64 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{МПа} \cdot \text{с}}$$

3 Проницаемость пласта

$$k = \frac{2,64 \cdot 4,5}{8} = 1,48 \text{ мкм}^2$$

3. Коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{10^{-3} \cdot 1,48}{4,5(0,2 \cdot 9,42 \cdot 10^{-4} + 3,6 \cdot 10^{-4})} \approx 0,6 \text{ м}^2/\text{с}$$

6. Приведенный радиус скважины

$$r_{np} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot 0,6}{10 \cdot 0,331/0,072}} = 5,83 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

7. Коэффициент гидродинамического совершенства скважины

$$\alpha = \frac{\lg 150/015}{\lg 150/(0,588 \cdot 10^{-3})} = 0,68$$

8. Коэффициент продуктивности скважины

$$K = \frac{236 \cdot 0,86 \cdot 2,64}{1,1 \cdot \lg 15000/0,588 \cdot 10^{-3}} = 10,5 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$$

В приведенном примере рассматривается случай фильтрации однофазной

нефти.

Если в пласте имеется связанная вода, то полученное в расчете значение k характеризует величину его фазовой проницаемости для нефти, соответствующую начальной нефтенасыщенности. Она может отличаться от физической проницаемости. Соответственно и определяемая величина ε характеризует фазовую гидропроводность пласта при начальной нефтенасыщенности.

Варианты для самостоятельного решения задачи

1		2		3		4		5	
LG(T)	$\Delta P, \text{ATM}$								
2,69	10	1,69	11	1,6	14	2,69	18	1,69	10
2,99	15	1,99	13	1,9	15	2,99	19	1,99	15
3,16	18	2,16	16	2,1	16	3,16	20	2,16	18
3,39	20	2,39	20	2,3	17	3,39	21	2,39	20
3,78	21	2,78	21	2,7	18	5,78	22	2,78	21
3,99	22	2,99	21,2	2,9	18,5	5,99	23	2,99	22
4,13	22,5	3,13	21,5	3,1	19,5	5,13	24	3,13	22,5
4,25	23	3,25	21,8	3,3	20,8	5,25	24,2	3,25	23
6		7		8		9		10	
LG(T)	$\Delta P, \text{ATM}$								
1,6	12	2,69	10	2,69	14	1,6	14	1,6	14,1
1,9	15,2	2,99	15	2,99	15	1,9	14,3	1,9	15,1
2,1	18,1	3,16	18	3,16	16	2,1	16,4	2,1	16,8
2,3	20,5	3,39	20	3,39	17	2,3	17,1	2,3	17,6
2,7	21,5	3,78	21	3,78	18	2,7	18,2	2,7	18
2,9	22,1	3,99	22	3,99	18,5	2,9	18,5	2,9	18,5
3,1	22,5	4,13	22,5	4,13	19,5	3,1	19,5	3,1	19,5
3,3	23	4,25	23	4,25	20,8	3,3	20,8	3,3	20,8

Недостающие данные взять из таблицы 5.1

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Цель работы – научиться рассчитывать приемистость нагнетательной скважины без учета сил трения и с учетом сил трения.

Общие положения

Приемистость скважины — характеристика нагнетательной скважины, показывающая возможность закачки рабочего агента (воды, газа, пара и др.) в пласт; определяется объемом смеси, закачиваемой в пласт в единицу времени.

Приемистость скважины зависит от репрессии, создаваемой на забое скважины (разности забойного и пластового давлений), совершенства вскрытия пласта, его мощности и проницаемости для закачиваемого флюида. В технологических расчетах используется также коэффициент приемистости скважины, равный отношению количества рабочего агента, закачиваемого в пласт в единицу времени, к репрессии, создаваемой на забое скважины при закачке. Расход рабочего агента измеряется на поверхности (например, расход наиболее распространенного рабочего агента — воды определяется с помощью счетчиков или расходомеров диафрагменного типа, турбинных, электромагнитных и других приборов, устанавливаемых на кустовых насосных станциях, водораспределительных пунктах или на устье скважин) и (или) в скважине, в интервале перфорации пласта-коллектора (с помощью глубинных расходомеров, спускаемых в скважину на кабеле).

Задача

Определить приемистость нагнетательной скважин по исходным данным, по аналогии с рассчитанным примером.

Решение

1. Определяют количество нагнетаемой в скважину воды за сутки:

$$Q_{\text{наг}} = \frac{0,236kh(P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}})\varphi_c}{\nu\mu_v \lg \frac{R_k}{r_c}} = \frac{0,236 \cdot 0,15 \cdot 10 \cdot (24,19 - 16) \cdot 0,7}{1,12 \cdot 10^{-3} \lg \frac{500}{0,15}} = 517 \text{ м}^3/\text{сут}$$

где μ_v – вязкость воды, Па*с, $\mu_v = 10^{-3}$ Па*с

Предварительно определяем давление на забое нагнетательной скважины. Так как расход жидкости неизвестен, давление на забое определяется приближенно без учета потерь на трение:

$$P'_{\text{заб}} = \pm P_{\text{геод}} + \rho * q * H_{\text{ф}} * 10^{-6} + P_{\text{кнс}} = 9 + 0,49 + 1000 * 9,81 * 1500 * 10^{-6} = 24,19 \text{ МПа}$$

где $P_{\text{геод}}$ – давление обусловленное разностью геодезических отметок КНС и скважины, МПа

$$P_{\text{геод}} = \pm \Delta H_{\text{г}} * \rho_v * g * 10^{-6} = 50 * 1000 * 9,81 * 10^{-6} = 0,49 \text{ МПа}$$

2. Определяют приемистость нагнетательной скважины $Q_{\text{нагн}}$ с учетом потерь давления на трение по предыдущей формуле.

Предварительно определяем давление на забое с учетом потерь на трение нагнетательной скважины, зависит от давления на выкиде насосов кустовой насосной станции (КНС):

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{кнс}} \pm P_{\text{геод}} - P_{\text{тр}} + \rho * q * H_{\text{ф}} * 10^{-6} = 9 + 0,49 + 1000 * 9,81 * 1500 * 10^{-6} - 2,3 = 21,8 \text{ МПа}$$

где потери давления на трение определяются по формуле Дарси – Вейсбаха:

$$P_{\text{тр}} = 0,108 * \lambda \frac{(Q'_{\text{нагн}})^2 (H_{\text{ф}} + l_{\text{вод}}) \rho_v}{d^5} = 0,108 * 0,025 \frac{517^2 * (1500 + 1000) * 1000}{60^5} = 2,3 \text{ МПа}$$

где ρ_v – плотность воды, кг/м³;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления, принимаем $\lambda = 0,02 \dots 0,03$;

d – внутренний диаметр НКТ (водовода), мм.

$$Q_{\text{наг}} = \frac{0,236kh(P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}})\varphi_c}{\nu\mu_v \lg \frac{R_k}{r_c}} = \frac{0,236 \cdot 0,15 \cdot 10 \cdot (21,8 - 16) \cdot 0,7}{1,12 \cdot 10^{-3} \lg \frac{500}{0,15}} = 366 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Варианты для самостоятельного решения задачи

Параметр	№ варианта							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	16,0	16,5	16,8	13,9	14,0	15,0	15,2	17,0
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтрации H_f , м	1500	1550	1600	1300	1350	1400	1450	1200
Диаметр НКТ d , мм	60	73	60	73	60	73	60	73
Толщина пласта h , м	10	8	9	8	10	7	11	9
Коэффициент проницаемости породы k , мкм ²	0,15	0,2	0,15	0,2	0,15	0,2	0,15	0,2
Радиус контура питания R_k , м	500	600	700	500	600	700	500	600
Радиус скважины по долоту r , мм	150							
Коэффициент гидродинамического несовершенства φ_c	0,7							
Давление насосов КНС $P_{кнс}$, МПа	9	9,5	10	10,5	11	9	9,5	10
Разность геодезических отметок ΔH_r , м	50	45	40	35	30	25	20	50
Длина водовода $l_{вод}$, м	1000	900	800	1000	900	800	1000	900
Вязкость воды μ_v , мПа*с	1							
Плотность воды ρ_v , кг/м ³	1000							
Ускорение свободного падения g , м/с	9,8							
Объемный коэффициент b	1,12							

Параметр	№ варианта						
	9	10	11	12	13	14	15
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	13,0	12,0	12,0	13,2	13,6	14,3	15,0
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтрации H_f , м	1250	1100	1150	1220	1280	1330	1420
Диаметр НКТ d , мм	60	73	60	73	60	73	60
Толщина пласта h , м	10	8	9	8	10	7	11
Коэффициент проницаемости породы k , мкм ²	0,15	0,2	0,15	0,2	0,15	0,2	0,15

Радиус контура питания R_k , м	500	600	700	500	600	700	500
Радиус скважины по долоту r , мм	150						
Коэффициент гидродинамического несовершенства φ_c	0,7						
Давление насосов КНС $P_{кнс}$, МПа	10,5	11	9	9,5	10	10,5	11
Разность геодезических отметок ΔH_r , м	45	40	35	30	25	20	30
Длина водовода $l_{вод}$, м	800	1000	900	800	1000	900	800
Вязкость воды μ_v , мПа*с	1						
Плотность воды ρ_v , кг/м ³	1000						
Ускорение свободного падения g , м/с	9,8						
Объемный коэффициент b	1,12						

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;
- 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 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 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 **Исследование скважин и пластов**

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	3	4	5
ПКС-1 способность осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-1.2 Разрабатывает и ведет нормативно-техническую документацию, регламентирующую осуществление технологических процессов	Знать: виды и типы исследований скважин и пластов	Не знает основные виды и типы исследований скважин и пластов	Частично знает основные виды и типы исследований скважин и пластов	Знает основные виды и типы исследований скважин и пластов, может тезисно пояснить их содержание	Знает виды и типы исследований скважин и пластов, может подробно излагать их физический смысл
		Уметь: планировать необходимые исследования в конкретных геолого-технических условиях	Не умеет планировать необходимые исследования в конкретных геолого-технических условиях	Слабо применяет полученные знания для решения профессиональных задач в области планирования исследований в конкретных геолого-технических условиях	Умеет планировать необходимые исследования в конкретных геолого-технических условиях	Умеет быстро и в оптимальных объемах планировать необходимые исследования в конкретных геолого-технических условиях
		Владеть: навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов	Не владеет навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов	Обладает слабыми навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов	Владеет навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов, допускает незначительные ошибки	Владеет навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов

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	3	4	5
<p align="center">ПКС-7</p> <p>Способность выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПКС-7.1 Осуществляет сбор, анализ и систематизацию исходных данных для проектирования</p>	Знать: основные требования предъявляемые к исходным данным для проектирования	Не знает основные требования предъявляемые к исходным данным для проектирования	Слабо знает основные требования предъявляемые к исходным данным для проектирования	Знает основные требования предъявляемые к исходным данным для проектирования, допускает неточности	Знает основные требования предъявляемые к исходным данным для проектирования
		Уметь: осуществлять сбор, анализ и систематизацию исходных данных	Не умеет осуществлять сбор, анализ и систематизацию исходных данных	Умеет осуществлять сбор, анализ и систематизацию исходных данных, испытывает существенные затруднения	Умеет осуществлять сбор, анализ и систематизацию исходных данных, допускает неточности	Умеет осуществлять сбор, анализ и систематизацию исходных данных
		Владеть: современными технологиями сбора, анализа и систематизации данных	Не владеет современными технологиями сбора, анализа и систематизации данных	Слабо владеет современными технологиями сбора, анализа и систематизации данных	Владеет современными технологиями сбора, анализа и систематизации данных, испытывает небольшие затруднения	Уверенно владеет современными технологиями сбора, анализа и систематизации данных

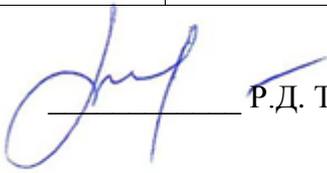
Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2	3	4	5
	ПКС-7.4 Оформляет текстовую и графическую части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Знать: содержание текстовой и графической части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Не знает содержание текстовой и графической части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Частично знает содержание текстовой и графической части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Знает содержание текстовой и графической части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли, допускает незначительные неточности	Знает содержание текстовой и графической части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли
		Уметь: Оформлять текстовую и графическую части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Не умеет оформлять текстовую и графическую части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Умеет оформлять текстовую и графическую части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли, испытывает существенные затруднения	Умеет оформлять текстовую и графическую части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли, допускает неточности	Уверенно умеет оформлять текстовую и графическую части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли
		Владеть: навыками работы в программных комплексах по интерпретации исследований скважин и пластов	Не владеет навыками работы в программных комплексах по интерпретации исследований скважин и пластов	Слабо владеет навыками работы в программных комплексах по интерпретации исследований скважин и пластов	Владеет навыками работы в программных комплексах по интерпретации исследований скважин и пластов, испытывает затруднения	Уверенно владеет навыками работы в программных комплексах по интерпретации исследований скважин и пластов

КАРТА

обеспеченности дисциплины (модуля) учебной и учебно-методической литературой
 Дисциплина **Исследование скважин и пластов**
 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	Основы нефтегазового дела : учебное пособие / Л.В. Воробьева ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 202 с.	Электр. ресурс	100	100	+
2	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	+
3	Ягофаров, А.К. Современные геофизические и гидродинамические исследования нефтенных и газовых скважин : учебное пособие / А.К. Ягофаров, И.И. Клещенко, Д.В. Новоселов. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. — 140 с.	Электр. ресурс	100	100	+

Заведующий кафедрой


 Р.Д. Татлыев

«31» 08 2022 г.