

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
СУРГУТСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Филиал ТИУ в г. Сургуте)

УТВЕРЖДАЮ:
Председатель КСН
Ю.В. Ваганов
« 10 » 06 2019 г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

Наименование дисциплины:

направление подготовки:

направленность:

форма обучения:

Исследование скважин и пластов

21.03.01 Нефтегазовое дело

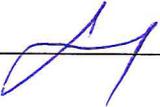
**Эксплуатация и обслуживание объектов
добычи нефти**

очная/очно-заочная/заочная

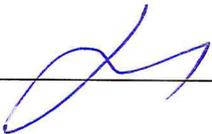
Рабочая программа разработана в соответствии с утвержденным учебным планом от 09.02.2018 г. и требованиями ОПОП ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти к результатам освоения дисциплины «Исследование скважин и пластов».

Рабочая программа рассмотрена
на заседании кафедры Нефтегазовое дело

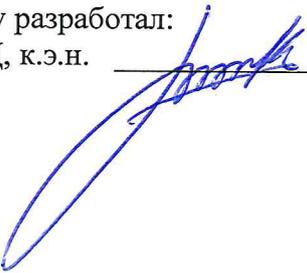
Протокол № 15 от « 6 » 06 2019 г.

Заведующий кафедрой  Р.Д. Татлыев

СОГЛАСОВАНО:

И.о. заведующего выпускающей кафедрой  Р.Д. Татлыев

« 6 » 06 2019 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 дисциплин «Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика», «Основы разработки нефтяных и газовых месторождений».

3. Результаты обучения по дисциплине

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:

Таблица 3.1

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)
ПКС-1 способность осуществлять и корректировать	ПКС-1.2 Разрабатывает и ведет нормативно-техническую документацию, регламентирующую	Знать (З1): виды и типы исследований скважин и пластов
		Уметь (У1): планировать необхо-

технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	щую осуществление технологических процессов	димые исследования в конкретных геолого-технических условиях
		Владеть (В1): навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов
<p>ПКС-3</p> <p>Способность выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПКС-3.1 Использует правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций</p>	Знать (З2): основные требования техники безопасности при проведении гидродинамических исследований; основные нормативно – технические документы регламентирующие экологические, производственные и другие ограничения при исследовании скважин и пластов
		Уметь (У2): подготавливать устье-вое и глубинное оборудование для проведения исследований
		Владеть (В2): современными технологиями исследования скважин и пластов в различных геолого-технологических условиях
	<p>ПКС-3.3 Осуществляет технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования</p>	Знать (З3): особенности применения отечественных и импортных глубинных приборов
		Уметь (У3): использовать полученные результаты проведенных исследований для контроля за процессом разработки нефтяных и газовых месторождений
Владеть (В3): навыками работы в программных комплексах по интерпретации исследований скважин и пластов		
<p>ПКС-5</p> <p>Способность оформлять технологическую, техническую, промышленную документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПКС-5.1 Выбор видов промышленной документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности</p>	Знать (З4): требования и порядок проведения экспериментов на стандартном оборудовании в условиях нефтяных промыслов
		Уметь (У4): пользоваться измерительными приборами и различными методами измерений
		Владеть (В4): навыками измерений и обработки полученных результатов
	<p>ПКС-5.3 Использует промышленные базы данных, геологические и технические отчеты</p>	Знать (З5): методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования в обла-

		сти исследования скважин и пластов
		Уметь (У6): пользоваться средствами обработки информации
		Владеть (В6): методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений

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	3/5	17	34	-	27	30	экзамен
очно-заочная	3/5	18	16	-	36	38	экзамен
заочная	4/7	8	6		9	85	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	2/2/1	2/-/-	-	4/5/12	8/7/13	ПКС-1.2 ПКС-5.1 ПКС-5.3	Тест
2	2	Исследования на установившихся режимах фильтрации.	2/2/1	8/4/1	-	4/5/12	14/11/14	ПКС-3.1 ПКС-3.3 ПКС-5.3	Тест, задачи
3	3	Исследования на	2/2/1	4/2/1	-	4/5/12	10/9/14	ПКС-3.1 ПКС-3.3	Тест, задачи

		неустановившихся режимах фильтрации.						ПКС-5.3	
4	4	Оценка состояния призабойной зоны скважин.	2/2/1	4/2/1	-	4/5/12	10/9/14	ПКС-3.3 ПКС-5.3	Тест, задачи
5	5	Моделирование в ГДИС.	2/2/1	4/2/1	-	4/5/12	10/9/14	ПКС-5.1 ПКС-5.3	Тест
6	6	Особенности исследований газовых, горизонтальных и наклонно-направленных скважин	3/4/1	4/2/1	-	4/5/12	11/11/14	ПКС-3.1 ПКС-5.3	Тест, задачи
7	7	Исследования методом гидро-прослушивания	4/4/2	8/4/1	-	6/8/13	18/16/16	ПКС-3.1 ПКС-5.3	Тест, задачи
8	Экзамен					27/36/ 9	27/36/9	ПКС-1.2 ПКС-3.1 ПКС-3.3 ПКС-5.1 ПКС-5.3	Билеты к экзамену
Итого:			17/18/ 8	34/16/ 6	-	57/74/ 94	108/108/ 08		

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 неустановившихся 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/ ЗФО	
1	1	2/2/1	Основы гидродинамических исследований скважин
2	2	2/2/1	Исследования на установившихся режимах фильтрации.
3	3	2/2/1	Исследования на неустановившихся режимах фильтрации.
4	4	2/2/1	Оценка состояния призабойной зоны скважин.
5	5	2/2/1	Моделирование в ГДИС.
6	6	3/4/1	Особенности исследований газовых, горизонтальных и наклонно-направленных скважин
7	7	4/4/2	Исследования методом гидропрослушивания
Итого:		17/18/8	

Практические занятия

Таблица 5.2.2

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема практического занятия
		ОФО /ОЗФО	
1	1	2/-/-	Расчет показателей процесса одномерной установившейся фильтрации
2	3	3/1/1	Интерпретация результатов кривой восстановления давления
3	2	8/4/1	Интерпретация результатов гидропрослушивания
4	4,6	8/4/2	Определение гидропроводности газового пласта по индикаторным диаграммам
5	5,3	5/3/1	Определение параметров пласта по К. В. Д. без учета дополнительного притока жидкости
6	7	8/4/1	Определение приемистости нагнетательной скважины
Итого:		34/16/6	

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	4/5/12	Основы гидродинамических исследований скважин	Подготовка к практическим занятиям
2	2	4/5/12	Исследования на установившихся режимах фильтрации.	Подготовка к практическим занятиям
3	3	4/5/12	Исследования на неустановившихся режимах фильтрации.	Подготовка к практическим занятиям
4	4	4/5/12	Оценка состояния призабойной зоны скважин.	Подготовка к практическим занятиям
5	5	4/5/12	Моделирование в ГДИС.	Подготовка к практическим занятиям
6	6	4/5/12	Особенности исследований газовых, горизонтальных и наклонно-направленных скважин	Подготовка к практическим занятиям
7	7	6/8/13	Исследования методом гидро-прослушивания	Подготовка к практическим занятиям
Экзамен		27/36/9		
Итого:		57/74/94		

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

- лекции: лекция – визуализация с использованием мультимедийного материала; лекция проблемного характера; лекция – беседа;
- практические работы: работа в парах; индивидуальная работа; работа в группах; разбор практических ситуаций.

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:

– Электронная библиотечная система Elib, полнотекстовая база данных ТИУ, <http://elib.tsogu.ru/> (дата обращения 30.08.19)

– Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU, <http://elibrary.ru/> (дата обращения 30.08.19)

– Профессиональные справочные системы. Национальный центр распространения информации ЕЭК ООН. – Режим доступа: <http://www.cntd.ru> (дата обращения: 29.08.2019).

– Справочно-правовая система КонсультантПлюс. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 29.08.2019).

– Система поддержки учебного процесса «Educon»;

– ЭБС «Издательства Лань», Гражданско-правовой договор №885-18 от 07.08.2018 г. на оказание услуг по предоставлению доступа к ЭБС между ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и ООО «Издательство Лань» (до 31.08.2020 г.);

– ЭБС «Электронного издательства ЮРАЙТ», Гражданско-правовой договор № 884-18 от 08.08.2018 г. на оказание услуг по предоставлению доступа к ЭБС между ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и ООО «Электронное издательство ЮРАЙТ» (до 31.08.2020 г.);

– ЭБС «Перспект», Гражданско-правовой договор № 882-18 от 09.08.2018 г. на предоставление доступа к электронно-библиотечной системе между ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и ООО «ПРОСПЕКТ»;

– Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина;

– Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО УГТУ (г. Ухта).

9.3. Лицензионное и свободно распространяемое программное обеспечение, в т.ч. отечественного производства: Windows 8 (Лицензионное соглашение №8686341), Microsoft Office Professional Plus (Договор №1120-18 от 03 августа 2018 г.).

9.4 Лицензионное и свободно распространяемое программное обеспечение, в т.ч. отечественного производства: MS Office

9.5 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 по организации СРС

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:

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.).

11.4. Методические указания к практическим занятиям

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	$Q_m = p_0 \cdot \frac{2\pi kh(P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)} = const$
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 координата r1	$\Delta P(r) = P_2 - P_1$
Время движения частиц от контура питания до точки с координатой r1	$T = \frac{m \cdot \mu \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) \cdot (R_k^2 - R_c^2)}{2k(P_k - P_c)}$
Массовая скорость в точке r1	$\rho_0 w = \rho_0 \frac{k(P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \cdot \frac{1}{r}$
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 t1	$Q_{t1} = Q \cdot t1$
Количество газа, которое выделится из вытесненной нефти за время t1	$V_r = Q_{t1} \cdot G$
Объем дегазированной нефти, вытесненной из рассматриваемого элемента пласта за время t1	$Q_{дег} = Q_{t1} \cdot (p_{пл} \cdot p_{дег})$
Плотность дегазированной нефти	$P_{дег} = \frac{P_{пл}}{(1 - v_t \cdot \Delta t)(1 + v_p \cdot \Delta P)}$
Запасы нефти в элементе пласта $Q_{зап}$	$Q_{зап} = \rho r^2 m$
Коэффициент нефтеотдачи в момент времени t1	$K = \frac{Q_m}{\Delta P}$

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

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

логично 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 $\text{grad } P(r)$:

$$\text{grad } p(1) = 11275802 \text{ Па} \cdot 49 \text{ м} = 2300118 \frac{\text{Па}}{\text{м}} = 230 \frac{\text{Кпа}}{\text{м}}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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 r_1 :

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

Время движения частиц от контура питания до точки с координатой r_1 :

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

Массовая скорость в точке r_1 :

$$P_{0w}(1) = 804 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \cdot \frac{0,255 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 2500000 \text{ Па}}{0,0026 \frac{\text{Па}}{\text{с}} \cdot \ln(700 \text{ м} / 0,1 \text{ м})} \cdot \frac{1}{1 \text{ м}} = 222,7 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с} / \text{м}$$

Аналогично считаем для восьми точек ($r=50; 100; 200; 300; 400; 500; 600; 700$) так как нам в дальнейшем потребуется построить график $P_{0w}(r)$:

$$P_{0w}(50) = 44,54 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с} / \text{м}$$

$$P_{0w}(100) = 22,27 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с} / \text{м}$$

$$P_{0w}(200) = 11,09 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с} / \text{м}$$

$$P_{0w}(300) = 7,39 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с} / \text{м}$$

$$P_{0w}(400) = 5,54 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с} / \text{м}$$

$$P_{0w}(500) = 4,42 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с} / \text{м}$$

$$P_{0w}(600) = 3,69 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \text{с} / \text{м}$$

$$P_{0w}(700) = 3,13 \cdot 10^{-5} \text{ кг} \cdot \frac{\text{с}}{\text{м}}$$

Средневзвешенное давление для пласта:

$$P_{\text{ср}} = 101352 \text{ Па} - \frac{2500000 \text{ Па}}{2 \ln(700 \text{ м} / 0,1 \text{ м})} = 39890 \text{ Па}$$

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

$$Q_{t1} = 0,0017 \text{ м}^3 \cdot 450 \text{ сут.} = 0,765 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

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

$$V_g = 0,765 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot 52,7 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} = 40,31 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

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

$$P_{\text{дег}} = \frac{101352 \text{ Па}}{(1 - 0,1 \cdot 22 \text{ C}^0)(1 + 0,01 \cdot 986 \text{ атм.})} = 7777,16 \text{ Па}$$

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 :

$$K = \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 0.255 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 10 \text{ м} \cdot 804 \text{ кг/м}^3}{0.0026 \text{ Па/с} \cdot \ln(700 \text{ м} / 0.1 \text{ м})} = 0.0005$$

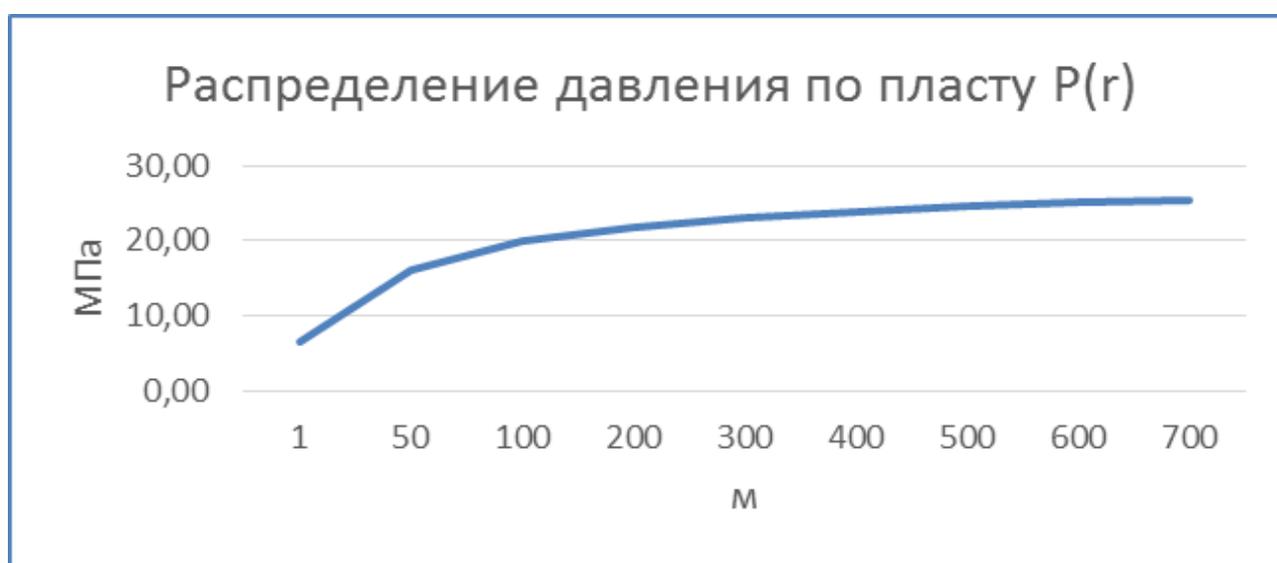


Рисунок 1.1 – Распределение давления по пласту

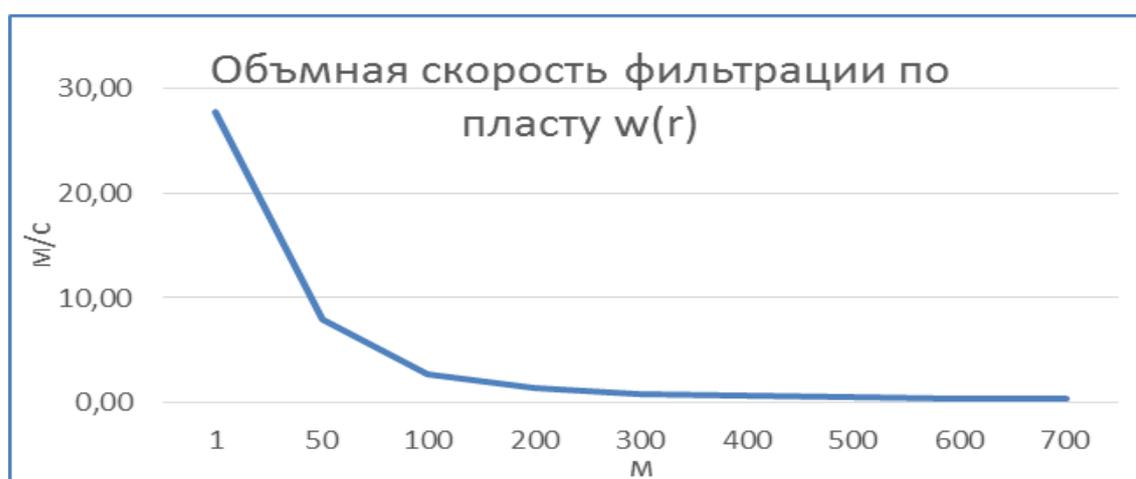


Рисунок 1.2 – Объемная скорость фильтрации

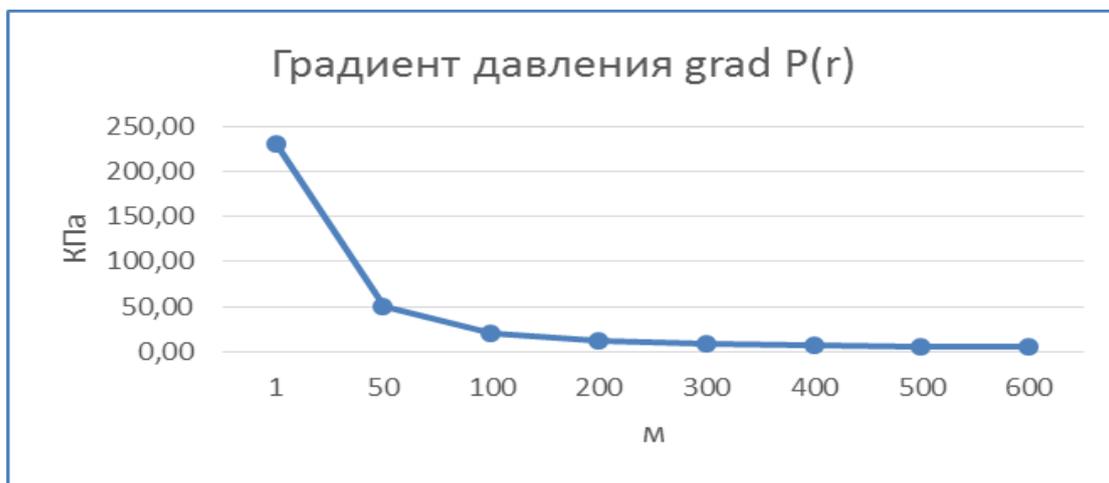


Рисунок 1.3 – Изменение градиента давления

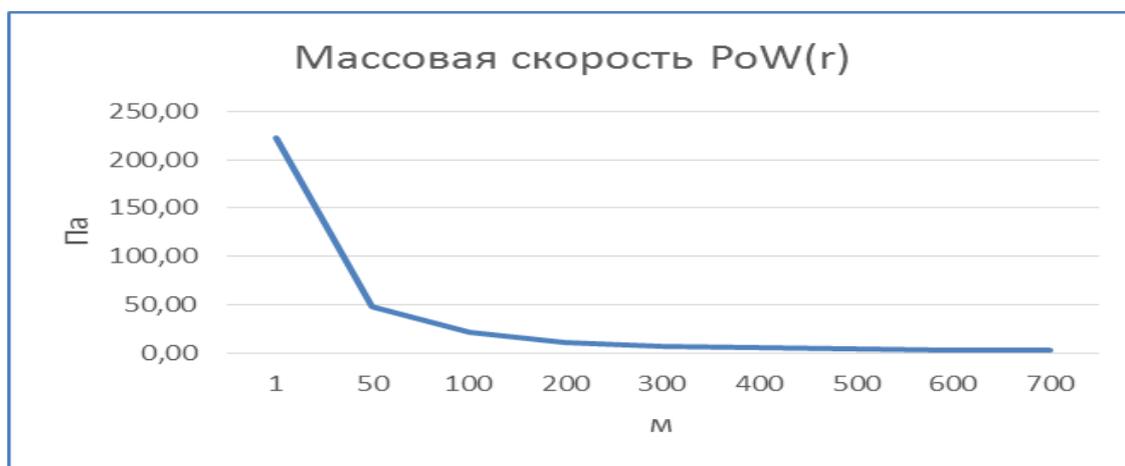


Рисунок 1.4 – Массовая скорость

В результате расчетов плоскорадиальной модели пласта были получены зависимости $p(r)$, $w(r)$, $\rho_0 w(r)$, $\text{grad } p(r)$.

Варианты для самостоятельного решения

№	k, мД	μ , 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 ВОС- СТАНОВЛЕНИЯ 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

$\Delta P, \text{атм}$	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 является минимальное ($\lg(t)_{\min}$ и $\Delta P(t)_{\min}$).

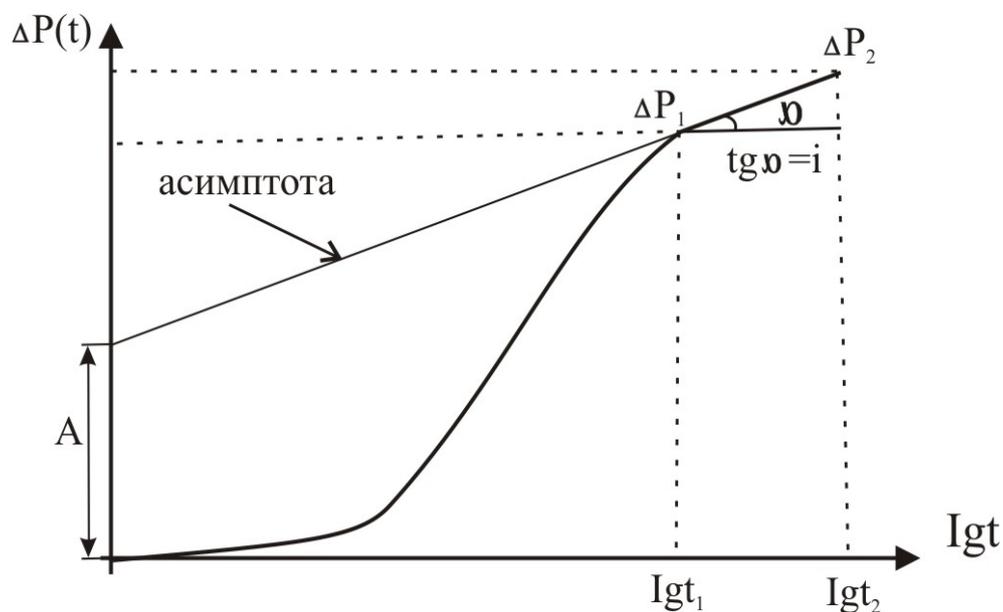


Рисунок 3.9 - Кривая восстановления давления

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:

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

где: если $n_g = 0$, 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:

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

где: β^* упругость пласта $\frac{1}{\text{атм}}$, принимаем равным $\beta^* = 2,6 \cdot 10^{-5}, \frac{1}{\text{ат}}$;

9. Определяем приведенный радиус скважины:

$$r_{снр} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot \chi}{10^{\frac{A}{i}}}} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot 31923,07}{10^{\frac{9,4}{2,77}}}} = 5,4 \text{ см}$$

10. Определяем функцию:

$$\text{In} \frac{R_k}{r_{снр}} = \frac{1,15 \cdot \Delta p_{снр}}{i} = B = 9,4$$

11. Вычисляем функцию:

$$\frac{R \cdot k^2}{\chi} = 2,25 \cdot 10^{\frac{\Delta p_{снр} - A}{i}} = 32522,4 \text{ с}$$

12. Вычисляем коэффициент продуктивности скважин:

$$\eta = \frac{Q}{\Delta p} = \frac{0,543 \cdot \frac{kh}{\mu}}{b_n \cdot \text{In} \frac{R_k}{r_{снр}}} = \frac{0,543 \cdot 200}{1,48 \cdot 9,4} = 3,906 \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{атм}}$$

13. Определяем время стабилизации режима:

$$t_{снр} = 2,78 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{Rk^2}{\chi} \right) \cdot \left[0,86 - 0,17 \cdot \text{In} \left(\text{In} \frac{R_k}{r_{снр}} \right) \right]^{20} = 2,78 \cdot 10^{-4} \cdot 32522,4 \cdot [0,86 - 0,17 \cdot \ln(9,4)]$$

= 4,33 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)	$\Delta P, \text{атм}$								
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)	$\Delta P, \text{атм}$								
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

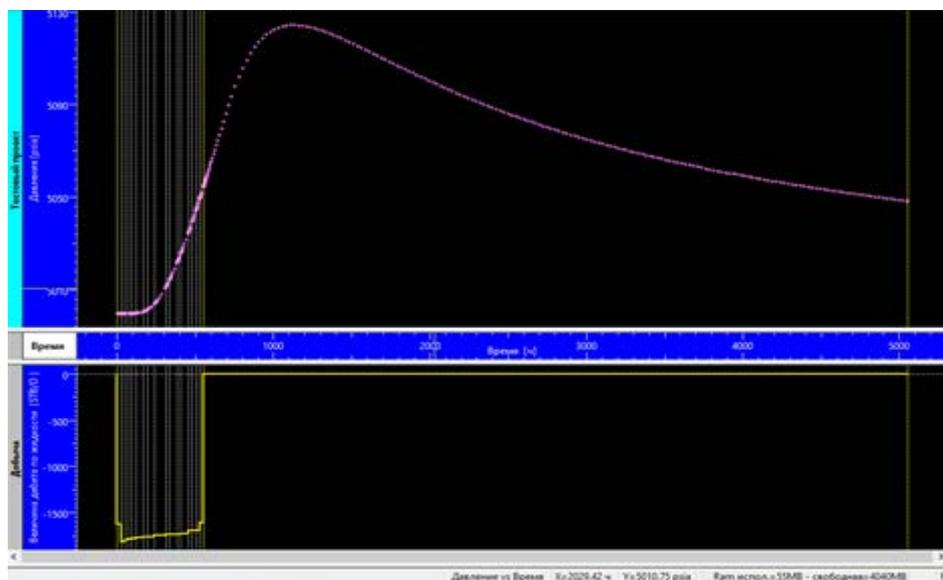


Рисунок 3.1 – График модельного решения гидропрослушивания участка

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:

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

Находим пьезопроводность по точке максимума:

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

Определяем общую сжимаемость:

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

Рассчитываем коэффициент проницаемости по двум значениям пьезопроводности:

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

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

Итоговые результаты исследования скважин и пласта методами ГП и КПД представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Итоговые результаты обработки КПД и гидропрослушивания

	График двойной производной	График Хорнера	Полулогарифмический график	ГП	
				Точка начала реагирования	Точка максимума
k, мД	126	117	113	97,8	66,8
S	3,37	2,37	3,37	–	–
χ , см ² /с	–	–	–	0,0000158	0,0000108
P _{пл.} , МПа	–	6,62	6,62	–	–

Варианты для самостоятельного решения

№	t _H , часов	t _{max} , часов	t ₃ , часов	k, мД	R _{K,м}	μ, 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 много-компонентная 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:

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

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

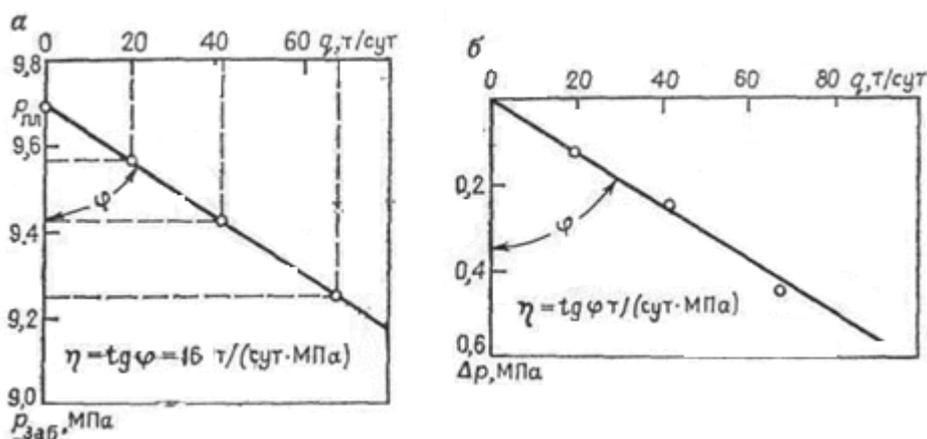
Для определения C обычно пользуются способом, разработанным В. И. Щуровым. Если коэффициент продуктивности измерен в поверхностных условиях ($K_{пов}$) и имеет размерность $т/(сут \cdot МПа)$, то для перехода к размерности $см^3/(с \cdot МПа)$ в пластовых условиях можно воспользоваться соотношением:

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

Здесь b – объемный коэффициент нефти; $\rho_{\text{пов}}$ – плотность нефти (в т/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 $\rho_{\text{пов}} = 0,86 \text{ т/м}^3$. 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 $\operatorname{tg}\varphi$ 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:

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

где $q_{пл}$ – дебит нефти в пластовых условиях, $\text{см}^3/\text{с}$; 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 $\text{см}^3/(\text{с} \cdot \text{МПа})$ 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 p для каждой залежи можно получить на основании данных исследований пластовой нефти, в процессе которых изучают изме-

нение 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; $r_c =$

$$= 12,4 \text{ см}; C = 5,3; T_{пл} = 355 \text{ К}; h = 6 \text{ м}; \mu_r = 0,0267 \text{ мПа} \cdot \text{с}; z = 0,77.$$

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

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

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: $a = 0,2$; $b = \text{tg } \varphi = BC/AB = 0,0001$.

4. Гидропроводность пласта

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

5. Проницаемость

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

Варианты для самостоятельного решения

№	h	Z	R _к , м	r _с , м
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 $\Delta p(\ell gt)$.

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

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

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

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

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):

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

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 с момента оста-	lg t	P _{заб} МПа	Время с момента оста-	lg t	P _{заб} МПа

НОВКИ t,c			НОВКИ t,c		
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 $\Delta p/t$.

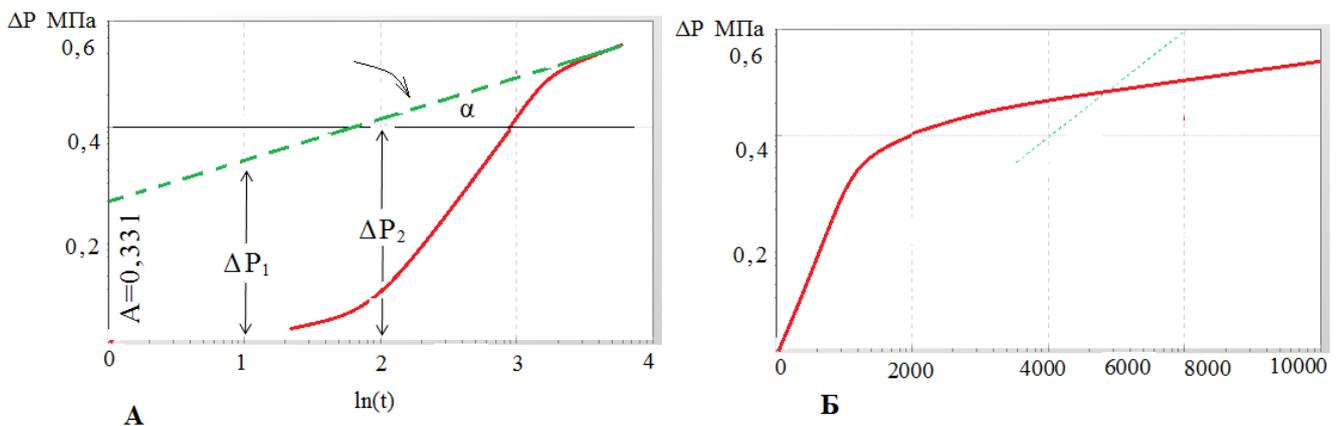


Рисунок 4.5 –Пример обработки К. В. Д. по нефтяной скважине

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: $\Delta p_1 = 0,403$; $\Delta p_2 = 0,475$.

Тогда:

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

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

2. Гидропроводность

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

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

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

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)	ΔP,атм								
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)	ΔP,атм								
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:

$$Q_{\text{наг}} = \frac{0,236kh(P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}})\varphi_c}{6\mu_v \lg \frac{R_k}{r_c}} = \frac{0,236 \cdot 0,15 \cdot 10 \cdot (24,19 - 16) \cdot 0,7}{1,12 \cdot 10^{-3} \lg \frac{500}{0,15}} = 517 \text{ м}^3/\text{сут}$$

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:

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

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

$$P_{\text{геод}} = \pm \Delta H_{\Gamma} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot 10^{-6} = 50 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 0,49 \text{ МПа}$$

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):

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

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

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

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м³;

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

d – внутренний диаметр НКТ (водовода), мм.

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

Варианты для самостоятельного решения задачи

Параметр	№ варианта							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Пластовое давление $P_{\text{пл}}$, 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_{ϕ} , 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 $P_{\text{кнс}}$, 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							

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 (З1): 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 (У1): 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 (В1): 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
ПКС-3 Способность выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-3.1 Использует правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нестандартных и аварийных ситуаций	Знать (З2): основные требования техники безопасности при проведении гидродинамических исследований; основные нормативно – технические документы регламентирующие экологические, производственные и другие ограничения при исследовании скважин и пластов	Не знает основные требования техники безопасности при проведении гидродинамических исследований; основные нормативно – технические документы регламентирующие экологические, производственные и другие ограничения при исследовании скважин и пластов	Слабо знает основные требования техники безопасности при проведении гидродинамических исследований; основные нормативно – технические документы регламентирующие экологические, производственные и другие ограничения при исследовании скважин и пластов	Знает основные требования техники безопасности при проведении гидродинамических исследований; основные нормативно – технические документы регламентирующие экологические, производственные и другие ограничения при исследовании скважин и пластов. Допускает незначительные неточности	Знает основные требования техники безопасности при проведении гидродинамических исследований; основные нормативно – технические документы регламентирующие экологические, производственные и другие ограничения при исследовании скважин и пластов
		Уметь (У2): подготавливать устьевое и глубинное оборудование для проведения исследований	Не умеет подготавливать устьевое и глубинное оборудование для проведения исследований	Испытывает сильные затруднения при подготавливке устьевого и глубинного оборудования для проведения исследований. затрудняется назвать назначение задвижек на фонтанной арматуре	Умеет подготавливать устьевое и глубинное оборудование для проведения исследований. Допускает незначительные неточности.	Умеет без затруднений подготавливать устьевое и глубинное оборудование для проведения 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	3	4	5
		Владеть (В2): современными технологиями исследования скважин и пластов в различных геолого-технологических условиях	Не владеет современными технологиями исследования скважин и пластов в различных геолого-технологических условиях	Слабо владеет современными технологиями исследования скважин и пластов в различных геолого-технологических условиях	Хорошо владеет современными технологиями исследования скважин и пластов в различных геолого-технологических условиях	В совершенстве владеет современными технологиями исследования скважин и пластов в различных геолого-технологических условиях
	ПКС-3.3 Осуществляет технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования	Знать (З3): особенности применения отечественных и импортных глубинных приборов	Не знает особенности применения отечественных и импортных глубинных приборов	Слабо знает особенности применения отечественных и импортных глубинных приборов	Знает особенности применения отечественных и импортных глубинных приборов. Испытывает небольшие затруднения при ответе на вопросы.	Знает основные особенности применения отечественных и импортных глубинных приборов
		Уметь (У3): использовать полученные результаты проведенных исследований для контроля за процессом разработки нефтяных и газовых месторождений	Не умеет использовать полученные результаты проведенных исследований для контроля за процессом разработки нефтяных и газовых месторождений	Испытывает сильные затруднения при использовании полученных результатов проведенных исследований для контроля за процессом разработки нефтяных и газовых месторождений	Умеет использовать полученные результаты проведенных исследований для контроля за процессом разработки нефтяных и газовых месторождений	Умеет без затруднений использовать полученные результаты проведенных исследований для контроля за процессом разработки нефтяных и газовых месторождений

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2	3	4	5
		Владеть (В3): 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	Хорошо владеет навыками работы в программных комплексах по интерпретации исследований скважин и пластов	В совершенстве владеет навыками работы в программных комплексах по интерпретации исследований скважин и пластов
ПКС-5 Способность оформлять технологическую, техническую, промышленную документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-5.1 Выбор видов промышленной документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности	Знать (З4): требования и порядок проведения экспериментов на стандартном оборудовании в условиях нефтяных промыслов	Не знает требования и порядок проведения экспериментов на стандартном оборудовании в условиях нефтяных промыслов	Частично знает требования и порядок проведения экспериментов на стандартном оборудовании в условиях нефтяных промыслов	Знает основные требования и порядок проведения экспериментов на стандартном оборудовании в условиях нефтяных промыслов	Знает требования и порядок проведения экспериментов на стандартном оборудовании в условиях нефтяных промыслов
		Уметь (У4): пользоваться измерительными приборами и различными методами измерений	Не умеет пользоваться измерительными приборами и различными методами измерений	Путается при использовании измерительными приборами и различными методами измерений	Умеет пользоваться измерительными приборами и различными методами измерений. Допускает небольшие неточности	Уверенно умеет пользоваться измерительными приборами и различными методами измерений
		Владеть (В4): навыками измерений и обработки полученных результатов	Не владеет навыками измерений и обработки полученных результатов	Слабо владеет навыками измерений и обработки полученных результатов	Достаточно хорошо владеет навыками измерений и обработки полученных результатов	Уверенно владеет навыками измерений и обработки полученных результатов

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-5.3 Использует промышленные базы данных, геологические и технические отчеты	Знать (З5): методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования в области исследования скважин и пластов	Не знает методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования в области исследования скважин и пластов	Частично знает методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования в области исследования скважин и пластов	Знает основные положения методик проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования в области исследования скважин и пластов	Знает методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования в области исследования скважин и пластов
		Уметь (У6): пользоваться средствами обработки информации	Не умеет пользоваться средствами обработки информации	Не уверенно пользуется средствами обработки информации. Допускает ошибки	Умеет пользоваться средствами обработки информации, испытывает незначительные затруднения	Умеет пользоваться средствами обработки информации без затруднений
		Владеть (В6): методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений	Не владеет методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений	Слабо владеет методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений	Достаточно хорошо владеет методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений	Уверенно владеет методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений

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

« ____ » _____ 20__ г.

Библиотекарь II категории _____ /А.Д.Кодрян /
(подпись)

« ____ » _____ 20__ г.

**Дополнения и изменения
к рабочей программе дисциплины (модуля)**

на 20__ - 20__ учебный год

В рабочую программу вносятся следующие дополнения (изменения):

Дополнения и изменения внес:

_____ (должность, ученое звание, степень) _____ (подпись) _____ (И.О. Фамилия)

Дополнения (изменения) в рабочую программу рассмотрены и одобрены на заседании кафедры

(наименование кафедры)

Протокол от « ____ » _____ 20__ г. № ____.

И.О. Заведующего кафедрой _____ Р.Д. Татлыев

СОГЛАСОВАНО:

И.о. Заведующего выпускающей кафедрой/

Руководить образовательной программы _____ Р.Д. Татлыев

« ____ » _____ 20__ г.