

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:	Особенности разработки месторождений нефти горизонтальными скважинами
направление подготовки:	21.03.01 Нефтегазовое дело
направленность:	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
форма обучения:	очная/очно-заочная

Рабочая программа разработана в соответствии с утвержденным учебным планом от 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 «Особенности разработки месторождений нефти горизонтальными скважинами».

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: приобретение углубленных знаний в области теоретических основ технологии и техники добычи нефти скважинами с горизонтальным окончанием.

Задачи:

- изучение особенностей (условий) применения скважин с горизонтальным окончанием;
- изучение новых технологий, материалов и оборудования применяемых при эксплуатации горизонтальных скважин
- изучение правил технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса
- освоить методы управления режимами работы технологических объектов нефтегазового комплекса;
- сформировать навыки планирования и разработки производственных процессов связанные с добычей нефти из горизонтальных скважин;
- получить умение учитывать особенности технологических процессов нефтегазового комплекса при организации работы коллектива исполнителей;
- изучение методик расчета оптимальной длины и сетки скважин с горизонтальным окончанием для объектов различного геологического строения;
- изучение методов интенсификации добычи нефти, повышения нефтеотдачи пластов и прогнозирование их эффективности с учетом применения горизонтальных скважин.

2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина относится к дисциплинам (модулям) по выбору 4 (ДВ.4)

Необходимыми условиями для освоения дисциплины являются:

знание:

- основных показателей разработки месторождений углеводородов;
- правил технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса;
- основных прикладных программных продуктов применяемых в нефтегазовой отрасли.

умение:

- применять приборы и оборудование для исследования скважин и пластов;
- пользоваться технической документацией и литературой;
- пользоваться вычислительной техникой.

владение:

- методиками расчета основных технологических показателей при разработке нефтяных 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 «Особенности разработки месторождений нефти горизонтальными скважинами» является логическим продолжением содержания дисциплин «Разработка нефтяных месторождений», «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-6 Способность применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-6.2 Анализирует правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы	Знать (З1): правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса
		Уметь (У1): пользоваться технической документацией
		Владеть (В1): методами управления режимами работы технологических объектов нефтегазового комплекса
	ПКС-6.3 Планирование и разработка производственных процессов с учетом новых технологий, материалов и оборудования	Знать (З2): новые технологии, материалы и оборудование применяемые при эксплуатации горизонтальных скважин
		Уметь (У2): Планировать и разрабатывать производственные процессы связанные с добычей нефти из горизонтальных скважин
		Владеть (В2): навыками работы с научно-технической литературой
ПКС-9 Способность осуществлять организацию работ по оперативному сопровождению технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-9.2 Учитывает особенности технологических процессов нефтегазового комплекса для организации работы коллектива исполнителей	Знать (З3): особенности (условия) применения скважин с горизонтальным окончанием
		Уметь (У3): учитывать особенности технологических процессов нефтегазового комплекса при организации работы коллектива исполнителей
		Владеть (В3): навыками организации работы коллектива исполнителей

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	4/7	30	-	15	36	27	экзамен
очно-заочная	5/А	16	-	8	36	48	экзамен
заочная	5/9	10	-	6	9	83	экзамен

5. Структура и содержание дисциплины

5.1. Структура дисциплины

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

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	Расчет дебитов скважины с горизонтальным окончанием и сопоставление результатов	2/2/1	-	1/1/-	2/6/10	5/9/11	ПКС-6.2 ПКС-6.3 ПКС-9.2	Задачи
2	2	Расчет дебита горизонтальной скважины и наклонно - направленной с трещиной ГРП по приведенным формулам, сопоставление результатов	4/2/1	-	2/1/-	2/6/10	8/9/11	ПКС-6.2 ПКС-6.3 ПКС-9.2	Задачи
3	3	Расчет дебита многоствольной скважины.	4/2/1	-	2/1/1	3/6/10	9/9/12	ПКС-6.2 ПКС-6.3 ПКС-9.2	Задачи
4	4	Расчет оптимальной сетки горизонтальных скважин и сравнительная эффективность их работы с вертикальными	4/2/1	-	2/1/1	4/6/10	10/9/12	ПКС-6.2 ПКС-6.3 ПКС-9.2	Задачи
5	5	Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин с горизонтальным окончанием на установившихся режимах (по методике Евченко В.С.).	4/2/1	-	2/1/1	4/6/10	10/9/12	ПКС-6.2 ПКС-6.3 ПКС-9.2	Задачи
6	6	Дебит горизонтальной скважины с трещинами ГРП, расположенной в анизотропном, полосообразном пласте.	4/2/1	-	2/1/1	4/6/10	10/9/12	ПКС-6.2 ПКС-6.3 ПКС-9.2	Задачи
7	7	Расчет предельной безводной депрессии скважины с горизонтальным окончанием	4/2/2	-	2/1/1	4/6/10	10/9/13	ПКС-6.2 ПКС-6.3 ПКС-9.2	Задачи
8	8	Моделирование неустановившегося движения жидкости к горизонтальной скважине по двухфазной схеме	4/2/2	-	2/1/1	4/6/13	10/9/16	ПКС-6.2 ПКС-6.3 ПКС-9.2	
9	Экзамен					36/36/9	36/36/9		Билеты к экзамену
Итого:			30/16/10	-	15/8/6	63/84/92	108/108/108		

27/48/83

5.2. Содержание дисциплины.

5.2.1. Содержание разделов дисциплины (дидактические единицы).

Раздел 1. Расчет дебитов скважин с горизонтальным окончанием и сопоставление результатов

История возникновения горизонтального бурения; проблемы строительства горизонтальных скважин; сравнительная оценка эффективности строительства горизонтальных скважин; перспективы строительства горизонтальных скважин; понятие о горизонтальных скважинах; определение притока к совершенной и несовершенной ГС; требования к конструкции и внутрискважинному оборудованию горизонтальных скважин; первичное и вторичное вскрытие, освоение горизонтальных скважин; назначение и разновидность исследований горизонтальных скважин.

Раздел 2. Расчет дебита горизонтальной скважины и наклонно - направленной с трещиной ГРП по приведенным формулам, сопоставление результатов

Области фильтрации флюидов к горизонтальному стволу скважины; цель проведения ГРП в горизонтальной скважине; ориентация трещин ГРП в пределах продуктивного пласта; технологии проведения ГРП в горизонтальных скважинах; многостадийный ГРП проводимый по шаровой технологии; бесшаровые технологии многостадийного ГРП; критерии выбора горизонтальных скважин-кандидатов для проведения ГРП; расчет дебита горизонтальной скважины после ГРП.

Раздел 3. Расчет дебита многоствольной скважины

Методики Борисова Ю.П., Пилатовского В.П., Табакова В.П., Григулецкого В.Г., Никитина Б.А. для определения дебитов многозабойных скважин; типовые профили многоствольных горизонтальных скважин; основные объекты применения многоствольных горизонтальных скважин; преимущества и недостатки многоствольных горизонтальных скважин; математические методики расчета моделирования МГС; основные объекты применения многоствольных горизонтальных скважин.

Раздел 4. Расчет оптимальной сетки горизонтальных скважин и сравнительная эффективность их работы с вертикальными

Схемы размещения горизонтальных скважин; фильтрационное сопротивление ряда горизонтальных скважин; формула общего дебита нефтяной площади с чередованием параллельных линейных нагнетательных и добывающих рядов вертикальных скважин; формула общего дебита нефтяной площади с чередованием параллельных линейных рядов нагнетательных вертикальных скважин и добывающих горизонтальных скважин.

Раздел 5. Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин с горизонтальным окончанием на установившихся режимах (по методике Евченко В.С.).

Основные факторы определяющие успешность проведения ПГИ в скважинах с горизонтальным окончанием (профиль скважины, оборудование заканчивания горизонтального участка, приток, состояние призабойной зоны скважины); оборудование, используемое при проведении ПГИ в ГС; параметры, определяемые по результатам ПГИ нефтяных горизонтальных скважинах; задачи гидродинамических методов исследования горизонтальных скважин.

Раздел 6. Дебит горизонтальной скважины с трещинами ГРП, расположенной в анизотропном, полосообразном пласте.

Развитие трещины гидроразрыва вдоль ствола ГС; Развитие трещины гидроразрыва перпендикулярно стволу ГС; дебит горизонтальной скважины с поперечными и продольными трещинами ГРП; ориентация трещин ГРП в пределах продуктивного пласта; технологии проведения ГРП в горизонтальных скважинах; виды притока к продольным и поперечным трещинам ГРП.

Раздел 7. Расчёт предельной безводной депрессии скважины с горизонтальным окончанием

Задачи определения предельных безводных, безгазовых дебитов и депрессии для скважин с горизонтальным окончанием; способы снижения скорости конусообразования воды, газа; и причины конусообразования воды, газа при разработке нефтегазовых залежей, залежей с подошвенной водой.

Раздел 8. Моделирование неустановившегося движения жидкости к горизонтальной скважине по двухзонной схеме

Формирование зоны отбора в окрестности горизонтального ствола; снижение среднего пластового давления вследствие роста накопленного отбора жидкости; виды притока жидкости к горизонтальным скважинам; отличия стационарного и нестационарного притоков жидкости к ГС; область дренирования горизонтальных скважин; влияние расположения горизонтальных скважин на их дебиты; зависимость дебита скважины от ее геометрических свойств; зависимости дебита горизонтальной скважины от: времени, фильтрационно-ёмкостных параметров пласт, длины и радиуса контура питания, кривизны горизонтального ствола; безразмерная функция изменения дебита от «второстепенных» ФЕС и условий вскрытия пласта.

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	Расчет дебитов скважин с горизонтальным окончанием и сопоставление результатов
2	2	4/2/1	Расчет дебита горизонтальной скважины и наклонно - направленной с трещиной ГРП по приведенным формулам, сопоставление результатов
3	3	4/2/1	Расчет дебита многоствольной скважины.
4	4	4/2/1	Расчет оптимальной сетки горизонтальных скважин и сравнительная эффективность их работы с вертикальными
5	5	4/2/1	Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин с горизонтальным окончанием на установившихся режимах (по методике Евченко В.С.).
6	6	4/2/1	Дебит горизонтальной скважины с трещинами ГРП, расположенной в анизотропном, полосообразном пласте.
7	7	4/2/2	Расчёт предельной безводной депрессии скважины с горизонтальным окончанием
8	8	4/2/2	Моделирование неустановившегося движения жидкости к горизонтальной скважине по двухзонной схеме
Итого:		30/16/10	

Практические занятия

Практические занятия учебным планом не предусмотрены

Лабораторные работы

Таблица 5.2.2

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема лабораторной работы
		ОФО/ ОЗФО/ ЗФО	
1	1	1/1/-	Определение дебитов горизонтальных скважин по различным методикам
2	2	2/1/-	Расчет дебита скважины с горизонтальным окончанием и наклонно - направленной с трещиной ГРП
3	3	2/1/1	Расчет дебита многоствольной скважины
4	4	2/1/1	Расчет оптимальной сетки горизонтальных скважин и сравнительная эффективность их работы с вертикальными
5	5	2/1/1	Расчет гидродинамических параметров пласта по методу Евченко В.С.
6	6	2/1/1	Определение дебита горизонтальной скважины с трещинами ГРП, расположенной в анизотропном, полосообразном пласте
7	7	2/1/1	Расчет предельной безводной депрессии горизонтальной скважины
8	8	2/1/1	Моделирование неустановившегося притока жидкости к горизонтальной скважине по двухзонной схеме
Итого:		15/8/6	

Самостоятельная работа студента

Таблица 5.2.3

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема	Вид СРС
		ОФО/ ОЗФО/ ЗФО		
1	1	2/6/10	Расчет дебитов скважин с горизонтальным окончанием и сопоставление результатов	Подготовка к лабораторным работам
2	2	2/6/10	Расчет дебита горизонтальной скважины и наклонно - направленной с трещиной ГРП по приведенным формулам, сопоставление результатов	Подготовка к лабораторным работам
3	3	3/6/10	Расчет дебита многоствольной скважины.	Подготовка к лабораторным работам
4	4	4/6/10	Расчет оптимальной сетки горизонтальных скважин и сравнительная эффективность их работы с вертикальными	Подготовка к лабораторным работам
5	5	4/6/10	Интерпретация результатов	Подготовка к лабораторным работам

			гидродинамических исследований скважин с горизонтальным окончанием на установившихся режимах (по методике Евченко В.С.).	там
6	6	4/6/10	Дебит горизонтальной скважины с трещинами ГРП, расположенной в анизотропном, полосообразном пласте.	Подготовка к лабораторным работам
7	7	4/6/10	Расчёт предельной безводной депрессии скважины с горизонтальным окончанием	Подготовка к лабораторным работам
8	8	4/6/13	Моделирование неустановившегося движения жидкости к горизонтальной скважине по двухзонной схеме	Подготовка к лабораторным работам
Экзамен		36/36/9	1-8	Подготовка к экзамену
Итого:		63/84/92		

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;
- лабораторные 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 всех форм обучения представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1

№ п/п	Виды мероприятий в рамках текущего контроля	Количество баллов
1 текущая аттестация		
1	Тест №1	0-10
2	Выполнение лабораторной работы №1	0-10

3	Выполнение лабораторной работы №2	0-10
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
2 текущая аттестация		
1	Тест №2	0-20
2	Выполнение лабораторной работы №3	0-10
3	Выполнение лабораторной работы №4	
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
3 текущая аттестация		
1	Выполнение лабораторной работы №5	0-10
2	Выполнение лабораторной работы №6	0-20
3	Выполнение лабораторной работы №7	0-10
4	Выполнение лабораторной работы №8	
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	газоволюметрический пикнометр «Поромер»; установка Эпрон-2000	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
2	газоволюметрический пикнометр «Поромер»; установка Эпрон-2000	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
3	газоволюметрический пикнометр «Поромер»; установка Эпрон-2000	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
4	газоволюметрический пикнометр «Поромер»; установка Эпрон-2000	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
5	газоволюметрический пикнометр «Поромер»; установка Эпрон-2000	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
6	газоволюметрический пикнометр «Поромер»; установка Эпрон-2000	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть

7	газовопонометрический пикнометр «Поромер»; установка Эпрон-2000	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 лабораторных работах обучающиеся получают индивидуально. Порядок выполнения типовых расчетов изложены в следующих методических указаниях:

11.2. Методические указания по подготовке к лабораторным работам.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1 – ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПО РАЗЛИЧНЫМ МЕТОДИКАМ

Задача 1. Для геолого-физических условий представленных в таблице 1.1 рассчитать дебит скважины с горизонтальным окончанием Q_c по различным методикам, сопоставить полученные результаты, определить оптимальную длину горизонтального участка по графику зависимости дебита скважины от длины ГС для 10 значений (от изначального) с шагом в 50 метров для решений рассмотренных авторов.

Таблица 1.1

Наименование параметра	Условное обозначение	Единицы измерения (СИ)	Значение
Нефтенасыщенная толщина	h	м	5,5
Проницаемость по горизонтали, m^2	k_h	m^2	$443 \cdot 10^{-15}$
Проницаемость по вертикали, m^2	k_v	m^2	определить самостоятельно
Вязкость нефти	μ_n	Па·с	0,00112
Пластовое давление	$P_{пл}$	Па	$17,5 \cdot 10^6$
Забойное давление	$P_{зab}$	Па	$14,5 \cdot 10^6$
Радиус горизонтального участка скважины	r_c	м	0,1
Радиус контура питания	R_k	м	300
Объемный коэффициент нефти	B_0	д.ед	1,2

Проницаемость по вертикали определить с использованием установки «Эпрон-2000». Группа студентов разделяется на подгруппы, каждая подгруппа получает свой керн для определения проницаемости.

Решение. Задача решается следующим порядком:

1. Рассчитаем дебит ГС по методике Joshi S.D. Для этого необходимо определить параметр анизотропии из выражения 1.1 и большую полуось эллипса дренирования (выражение 1.2):

$$\chi = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} = \sqrt{\frac{443 \cdot 10^{-15}}{55 \cdot 10^{-15}}} = 2,84 \quad (1.1)$$

$$a = 0,5 \cdot L \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4}} = 0,5 \cdot 250 \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{300}{0,5 \cdot 250}\right)^4}} = 313,3 \text{ м.} \quad (1.2)$$

Подставляя полученные результаты в выражение 1.1 получаем,

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

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 443 \cdot 10^{-15} \cdot 5,5 \cdot (17,5 \cdot 10^6 - 14,5 \cdot 10^6)}{0,00112 \cdot 1,2 \cdot \left[\ln \left(\frac{313,3 + \sqrt{313,3^2 - 0,25 \cdot 250^2}}{0,5 \cdot 250} \right) + \left(\frac{2,84 \cdot 5,5}{250} \right) \ln \left(\frac{2,84 \cdot 5,5}{2 \cdot 0,1} \right) \right]} = 0,0171 \text{ м}^3 / \text{с.}$$

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

$$Q_c = 0,0171 \cdot 86400 \approx 1481 \text{ м}^3 / \text{сут.}$$

2. Рассчитаем дебиты ГС по методике Борисова Ю.П.

Фильтрационное сопротивление, определяемое по формуле 1.3:

$$J = \ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h \cdot \chi^*}{L} \ln \frac{h \cdot \chi^*}{2r_c} \quad (1.3)$$

$$J = \ln \frac{4 \cdot 300}{250} + \frac{5,5 \cdot 2,84}{250} \ln \frac{5,5 \cdot 2,84}{2 \cdot 0,1} = 1,77.$$

$$Q_c = \frac{2\pi k_h h \Delta P}{B\mu_n J} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 443 \cdot 10^{-15} \cdot 5,5 \cdot (17,5 \cdot 10^6 - 14,5 \cdot 10^6)}{0,00112 \cdot 1,2 \cdot 1,77} = 0,0193 \text{ м}^3 / \text{с.}$$

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

$$Q_c = 0,0193 \cdot 86400 \approx 1667,93 \text{ м}^3 / \text{сут.}$$

3. Рассчитаем дебиты ГС по методике Giger.

Фильтрационное сопротивление J принимать выражение (1.4)

$$J = \frac{1 + \left[1 - \left(\frac{L}{2R_k} \right)^2 \right]^{0,5}}{\frac{L}{2R_k}} + \frac{h \cdot \chi^*}{L} \ln \frac{h \cdot \chi^*}{2r_c} \quad (1.4)$$

$$J = \frac{1 + \left[1 - \left(\frac{250}{2 \cdot 300} \right)^2 \right]^{0,5}}{\frac{250}{2 \cdot 300}} + \frac{5,5 \cdot 2,84}{250} \ln \frac{5,5 \cdot 2,84}{2 \cdot 0,1} = 4,853$$

Определяем дебит ГС:

$$Q_z = \frac{2\pi k_h h \Delta P}{B\mu_n J} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 443 \cdot 10^{-15} \cdot 5,5 \cdot (17,5 \cdot 10^6 - 14,5 \cdot 10^6)}{0,00112 \cdot 1,2 \cdot 4,853} = 0,007 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

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

$$Q_z = 0,007 \cdot 86400 \approx 607,9 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

4. Сопоставляем полученные результаты:

Автор методики	Полученное значение	Отклонение
Joshi S.D.	1481 м ³ /сут	
Борисова Ю.П.	1667,9 м ³ /сут	
Giger	607,9 м ³ /сут	

5. Рассчитаем дебиты скважины для 20 значений длины горизонтального участка с шагом в 50 метров по представленным методикам и построим графическую зависимость:

L длина горизонтального участка	Дебит ГС, м ³ /сут (Joshi S.D.)	Дебит ГС, м ³ /сут (Борисова Ю.П.)	Дебит ГС, м ³ /сут (Giger)
50	1360,612	1647,162	1011,10254
100	1982,238	2287,564	1318,32873
150	2338,347	2628,166	1466,90284
200	2569,118	2839,562	1554,49788
250	2730,82	2983,551	1612,26295
300	2850,426	3087,939	1653,21864
350	2942,48	3167,09	1683,77018
400	3015,519	3229,168	1707,43528
450	3074,884	3279,159	1726,30646
500	3124,085	3320,28	1741,70642
550	3165,528	3354,7	1754,51226
600	3200,912	3383,933	1765,32852
650	3231,477	3409,07	1774,58546
700	3258,144	3430,915	1782,59759
750	3281,613	3450,074	1789,60019
800	3302,428	3467,016	1795,77275
850	3321,015	3482,103	1801,2546
900	3337,713	3495,624	1806,15552
950	3352,797	3507,811	1810,56322
1000	3366,489	3518,853	1814,54859

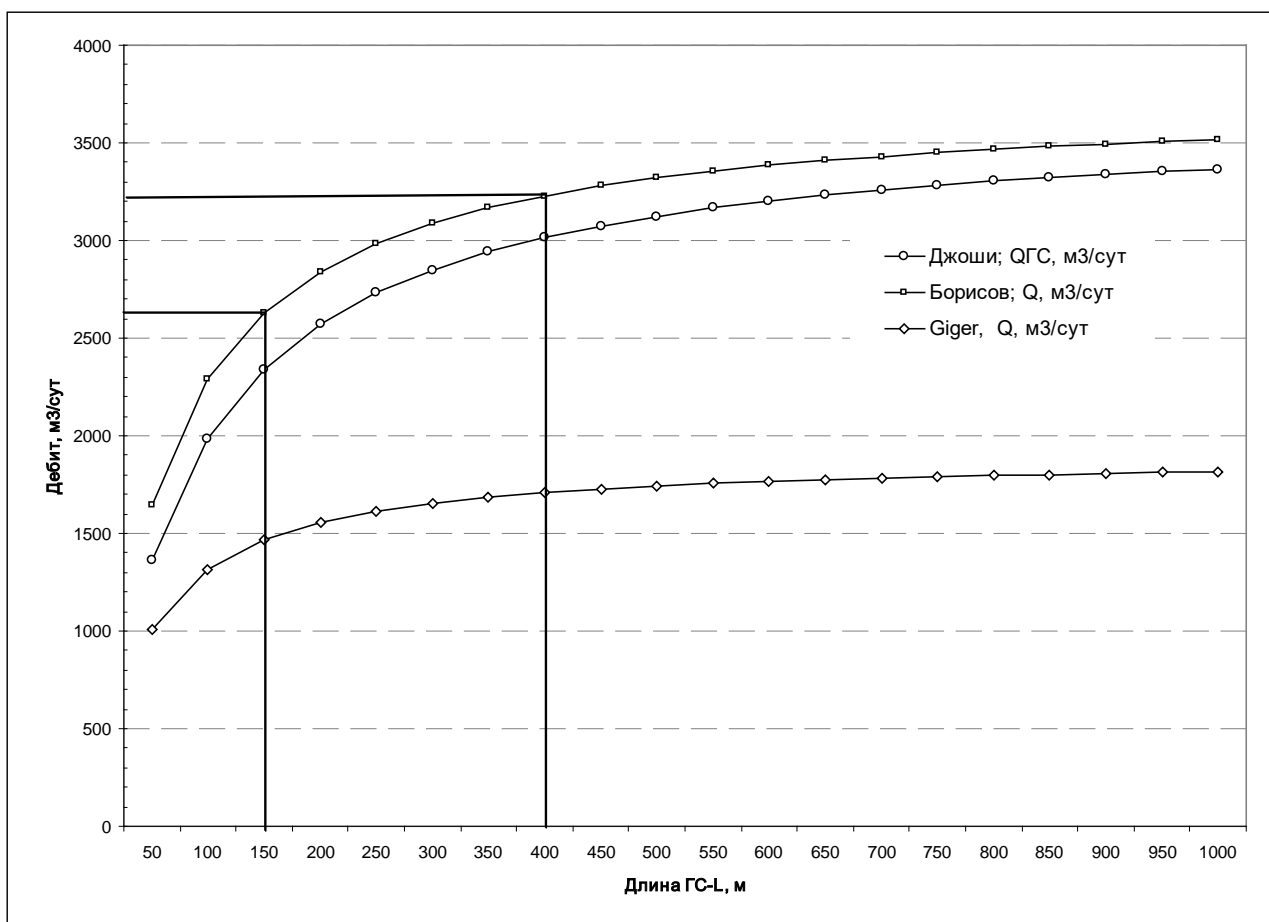


Рисунок 1.1 – Зависимость изменения дебита скважины от длины горизонтального участка

Выводы: По результатам расчета прогнозного дебита горизонтальной скважины по методикам Joshi S.D., Борисова Ю.П., Giger для геолого-физических условий пласта ПК₂₀ Ярайнерского месторождения следует:

- при незначительном отличии (формой притока в горизонтальной проекции) аналитических моделей работы горизонтальных скважин, вскрывших однородно-анизотропный пласт в середине между кровлей и подошвой, отличие расчетных дебитов достаточно большое;
- для условий пласта ПК₂₀ Ярайнерского месторождения были построены графические зависимости прогнозного дебита скважины от длины горизонтального участка, по результатам анализа следует, что оптимальными будут варианты в интервале $L_1=150$ м. $Q_1=2620$ м³/сут до $L_2=400$ м. $Q_2=3230$ м³/сут;
- полученные значения являются первыми приближенными результатами подбора оптимальной длины горизонтального участка скважины, дальнейшее обоснование строится на уточнении прогнозных значений дебитов на цифровых моделях пласта и пересчете экономики, по результатам расчета которых будет выбран наиболее рациональный вариант.

Варианты для самостоятельного решения №1

Ва р.	Длина ГС, м	h нн, м	Kh, мД	Кв, мД	Вязкость, мПа*с	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Радиус скв, м	Rk, м
1	850	23	443	лабораторным путем	1,12	17,5	14,0	0,1	470
2	850	9	64		1,16	19	6,0	0,1	470
3	400	5	145		1,16	19	11,0	0,1	220

4	200	8	55	1,16	21,8	13,0	0,1	110
5	400	7	111	0,98	21,1	13,7	0,1	220
6	600	8	147	0,98	23,1	16,0	0,1	330
7	200	9	147	0,98	23,3	16,0	0,1	110
8	500	10	158	0,51	24	16,0	0,1	275
9	700	11	96	0,41	24,3	5,8	0,1	385
10	300	19	96	0,41	24,3	11,2	0,1	165
11	250	8	443	1,12	17,5	15,0	0,1	470
12	500	15	64	1,16	19	11,0	0,1	470
13	350	6	145	1,16	19	16,0	0,1	220
14	800	9	55	1,16	21,8	15,0	0,1	110
15	600	11	111	0,98	21,1	17,8	0,1	220
16	550	12	147	0,98	23,1	13,0	0,1	330
17	400	8	147	0,98	23,3	18,0	0,1	110
18	700	16	158	0,51	24	19,5	0,1	275
19	350	18	96	0,41	24,3	11,34	0,1	385
20	250	17	96	0,41	24,3	16,2	0,1	165
21	400	22	443	1,12	17,5	14,9	0,1	470
22	750	16	64	1,16	19	15,3	0,1	470
23	150	10	145	1,16	19	12,7	0,1	220
24	350	11	55	1,16	21,8	9,8	0,1	110
25	450	6	111	0,98	21,1	12,9	0,1	220
26	650	9	147	0,98	23,1	13,8	0,1	330
27	700	19	147	0,98	23,3	18,2	0,1	110
28	500	21	158	0,51	24	14,3	0,1	275
29	650	8	96	0,41	24,3	18,6	0,1	385
30	350	9	96	0,41	24,3	15,2	0,1	165

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №2 – РАСЧЕТ ДЕБИТА СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ И НАКЛОННО - НАПРАВЛЕННОЙ С ТРЕЩИНОЙ ГРП

Задача 2.1. Выполнить расчет дебитов вертикальной скважины с эллиптической трещиной ГРП для геолого-физических условий пласта ПК₂₀ Ярайнерского месторождения и сравнить с результатами расчета дебитов горизонтальной скважины, рассчитанной по методике Joshi (задача 1);

- сопоставить полученные результаты;

- определить по графику зависимости дебита скважины от размеров трещины (для 10 значений (от начального) с шагом в 10 метров) и от длины ГС для 10 значений (от изначального) с шагом в 50 метров, какая из скважин наиболее эффективна для дынных геолого-физических условий.

Таблица 2.1

Наименование параметра	Условное обозначение	Единицы измерения (СИ)	Значение
Нефтенасыщенная толщина	h	м	5,5
Проницаемость по горизонтали, м^2	k_h	м^2	$443 \cdot 10^{-15}$
Проницаемость по вертикали, м^2	k_v	м^2	определить лабораторным путем
Вязкость нефти	μ_n	Па·с	0,00112
Пластовое давление	$P_{пл}$	Па	$17,5 \cdot 10^6$
Забойное давление	$P_{заб}$	Па	$14,5 \cdot 10^6$
Радиус горизонтального участка скважины	r_c	м	0,1
Радиус контура питания	R_k	м	250
Объемный коэффициент нефти	B_0	д.ед	1,2
Длина трещины ГРП	l_1	м	50
Ширина трещины ГРП	w	м	0,02
Проницаемость загрязненной зоны	k_3	м^2	$55 \cdot 10^{-15}$
Большая полуось загрязненной зоны	a	м	15
Меньшая полуось загрязненной зоны	b	м	2

Проницаемость по вертикали определить с использованием установки «Эпрон-2000». Группа студентов разделяется на подгруппы, каждая подгруппа получает свой керн для определения проницаемости.

Методические рекомендации

Задача решается следующим порядком:

1. Прогнозное значение дебита ГС в зависимости от длины определяется по алгоритму представленному в теме №1.
2. Дебит вертикальной скважины определяется по формуле Дюпюи:

$$Q_0 = \frac{2\pi k h}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (2.1)$$

$$Q_0 = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 443 \cdot 10^{-15} \cdot 5,5 \cdot (17,5 \cdot 10^6 - 14,5 \cdot 10^6)}{0,00112 \cdot \ln \frac{250}{0,1}} = 0,0052 \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$Q_0 = 0,0052 \cdot 86400 \approx 452,59 \text{ м}^3 / \text{сут.}$$

3. Фокусное расстояние конфокальных эллипсов;

$$f = \sqrt{l^2 - w^2} \quad (2.2)$$

$$f = \sqrt{50^2 - 0,02^2} = 0,999$$

$$p = \sqrt{\frac{a-b}{a+b}} \quad (2.3)$$

$$p = \sqrt{\frac{15-2}{15+2}} = 0,986$$

$$\lambda_1 = \frac{k_1 - k_3}{k_1 + k_3} \quad (2.4)$$

$$\lambda_1 = \frac{443 \cdot 10^{-15} - 55 \cdot 10^{-15}}{443 \cdot 10^{-15} + 55 \cdot 10^{-15}} = 0,77$$

4. Дебит вертикальной скважины с эллиптической трещиной ГРП:

$$Q_{тр} = Q_0 \cdot \frac{\ln R_c / r_w}{\ln \frac{2R_c}{f} - \frac{2\lambda_1}{1-\lambda_1} \cdot \ln p} \quad (2.5)$$

$$Q_{тр} = 0,0052 \cdot \frac{\ln 250/0,1}{\ln \frac{2 \cdot 250}{0,996} - \frac{2 \cdot 0,77}{1-0,77} \cdot \ln 0,874} = 0,0064 \text{ м}^3 / \text{с}$$

5. Сопоставляем полученные результаты:

Вид скважины	Значение	Отклонение
Факт. начальный дебит ГС 210Г (01.01.2015 г.)	2778 м ³ /сут	
Факт. начальный дебит ВС 30Р (01.01.2015 г.)	750 м ³ /сут	
Вертикальная	452,59 м ³ /сут	
Вертикальная+ГРП (длина тр.=50м)	553,8 м ³ /сут	
Горизонтальная (L=500 м)	2730 м ³ /сут	

Выводы: проведя расчеты дебитов вертикальных скважин с ГРП и выполнив сравнительный анализ с дебитами, полученными для горизонтальной скважины, можно сделать вывод, что применение ГС значительно выгоднее, так как наблюдается существенная разница в полученных значениях.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3 – РАСЧЕТ ДЕБИТА МНОГОСТВОЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Дано:

Наименование параметра	Условное обозначение	Единицы измерения (СИ)	Значение
Длина горизонтального участка	l	м	300
Проницаемость по горизонтали, м ²	k_h	м ²	$147 \cdot 10^{-15}$
Проницаемость по вертикали, м ²	k_v	м ²	определить лабораторным путем
Вязкость нефти	μ_n	Па·с	0,00098
Пластовое давление	$P_{пл}$	Па	$23,1 \cdot 10^6$
Забойное давление	$P_{заб}$	Па	$16 \cdot 10^6$
Радиус горизонтального участка скважины	r_c	м	0,1
Радиус контура питания	R_k	м	330
Угол наклона ствола от вертикали	α	град	90
Гидропроводность	ε	(м ² ·м)/(Па·с)	$2,93 \cdot 10^{-10}$
Параметр анизотропии проницаемости пласта	β		0,244

Проницаемость по вертикали определить с использованием установки «Эпрон-2000». Группа студентов разделяется на подгруппы, каждая подгруппа получает свой керн для определения проницаемости.

Методические рекомендации

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{36 \cdot 10^{-15} \cdot 8}{0.98 \cdot 10^{-3}} = 2.93 \cdot 10^{-10}$$

$$\beta = \frac{k_v}{k_h} = \frac{36}{147} = 0.244$$

1. Рассчитываем приток жидкости к многоствольной горизонтальной скважине по уравнению Борисова Ю.П., Пилатовского В.П., Табакова В.П.:

$$Q = \frac{2\pi\varepsilon\Delta P}{\ln R_k - \ln \frac{l \sin \alpha}{x(n)} + \frac{h}{l \cdot n} \ln \left(\frac{h \sin \alpha}{2\pi r_w} \right)} \quad (3.1)$$

$$Q = \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 2.93 \cdot 10^{-10} \cdot (23.1 - 16) \cdot 10^6 \cdot 86400}{\ln 330 - \ln \frac{300 \cdot \sin 90}{4} + \frac{8}{330 \cdot 1} \cdot \ln \left(\frac{8 \cdot \sin 90}{2 \cdot 3.14 \cdot 0.1} \right)} = 730.66 \text{ м}^3/\text{сут}$$

2. Рассчитываем приток жидкости к многоствольной горизонтальной скважине по уравнению Григулецкого В.Г., Никитина Б.А.:

$$Q = \frac{2\pi\varepsilon\Delta P}{\ln \frac{x(n)R_k}{l} + \frac{\beta h}{l \cdot n} \ln \left(\frac{\beta h}{2\pi r_w} \right)} \quad (3.2)$$

$$Q = \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 2.93 \cdot 10^{-10} \cdot (23.1 - 16) \cdot 10^6 \cdot 86400}{\ln \frac{4 \cdot 330}{330} + \frac{0.244 \cdot 8}{300} \cdot \ln \frac{0.244 \cdot 8}{2 \cdot 3.14 \cdot 0.1}} = 760.314 \text{ м}^3/\text{сут}$$

3. Рассчитываем приток жидкости по формуле для одноярусной многоствольной горизонтальной скважине:

$$Q = \frac{2\pi\varepsilon\Delta P}{\frac{2}{n} \ln \frac{R_k^{n/2} + \sqrt{R_k^n + l^n}}{l^{n/2}} + \frac{h}{l \cdot n} \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right)} \quad (3.3)$$

$$Q = \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 2.93 \cdot 10^{-10} \cdot (23.1 - 16) \cdot 10^6 \cdot 86400}{\frac{2}{1} \cdot \ln \frac{330^{1/2} + \sqrt{330^1 + 300^1}}{300^{1/2}} + \frac{8}{300 \cdot 1} \cdot \ln \frac{8}{2 \cdot 3.14 \cdot 0.1}} = 596.23 \text{ м}^3/\text{сут}$$

4. Рассчитываем приток жидкости к многоствольной горизонтальной скважине по формуле Меркулова В.П.:

$$Q = \frac{2\pi\varepsilon\Delta P}{\pi b^* + h \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right) - h \left(\ln\frac{a^* + c^*}{2c^*} + \lambda\right) + l \ln \frac{2R_k^n}{n(a^* + b^*)\delta^{*(n-1)}} \left[1 - \left(\frac{\delta^*}{R_k}\right)^{2n}\right]} \quad (3.4)$$

$$Q = \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 2.93 \cdot 10^{-10} \cdot (23.1 - 16) \cdot 10^6}{3.14 \cdot 5054 + 8 \cdot \ln \frac{8}{2 \cdot 3.14 \cdot 0.1} - 8 \cdot \left(\ln \frac{316 + 300}{2 \cdot 300} + 20.425\right) + 300 \cdot \ln \frac{2 \cdot 330^1}{1 \cdot (316 + 5054) \cdot 1} \cdot \left(1 - \left(\frac{0.375}{330}\right)^2\right)}$$

= 0.074 м³/сут

Полученные результаты:

Борисов(90)	Григулецкий	Одноярусная	Меркулова	n
730,6631434	760,3145974	596,2384087	0,07495808	1
1376,646307	1429,151989	1150,221259	0,066873082	2
1533,007256	1575,991815	1665,044818	0,06008589	3
1643,423801	1680,271004	2143,610059	0,054456752	4

Выводы: 1) Методика Борисова. Исходя из данной методики при $\alpha=90^0$, бурение многоствольных ГС с равномерным веерным расположением приводит к значительному увеличению дебита скважины. При этом резкое увеличение дебита наблюдается при бурении двух боковых стволов.

2) Методика Григулецкого. При одноярусном расположении ГС с увеличением количества боковых стволов дебит увеличивается. Значительное увеличение дебита наблюдается при зарезке двух боковых стволов.

3) Одноярусное расположение. Дебит увеличивается прямо пропорционально.

4) Методика Меркулова. При расчете по данной методике наблюдается снижение дебита при увеличении числа горизонтальных стволов

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4 – РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОЙ СЕТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИХ РАБОТЫ С ВЕРТИКАЛЬНЫМИ

Исходные данные для расчета:

Пусть гидропроводность пласта равна $\frac{kh}{\mu} = 1$, рассмотрим варианты когда эффективная

общая и толщины этого пласта равны $h = 5, 10, 14,2$ м и $h_{\text{общ}} = 10, 20, 22,6$ м. Радиус скважины равен $r_c = 0,1$ м. Разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин $P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}} = 0,1$ МПа. Рассмотрим разные сетки скважин $2\sigma_n = 2\sigma = L = 150, 300, 450, 500, 600$ м. $2\sigma_n$ – расстояние между рядами нагнетательных скважин, 2σ – расстояние между рядами добывающих скважин, L – расстояние между рядом добывающих и нагнетательных скважин. Общее число нагнетательных скважин $n_n = 50$ и общее число добывающих скважин $n = 110$. Общая горизонтальная длина горизонтальной скважины $l_r = 300$ м.

Методические рекомендации

Сначала определим общий дебит нефтяной площади для варианта вертикальных скважин. $h = 10$, $h_{\text{общ}} = 20$, $2\sigma_n = 2\sigma = L = 150$

Фильтрационные сопротивления

$$\omega = \frac{1}{n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} \quad (4.1)$$

$$\omega = \frac{1}{110} \cdot 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{150}{2\pi \cdot 0.1} = 0,017$$

$$\omega_n = \frac{1}{n_n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma_n}{2\pi \cdot r_c} \quad (4.2)$$

$$\omega_n = \frac{1}{50} \cdot 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{150}{2\pi \cdot 0.1} = 0,008$$

$$\Omega = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L}{2\sigma \cdot n} \quad (4.3)$$

$$\Omega = 1 \cdot \frac{150}{150 \cdot 110} = 0,009$$

Общий дебит нефтяной площади

$$q_0 = \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\omega_n + \frac{1}{2}\Omega + \omega} \quad (4.4)$$

$$q_0 = \frac{13,6 - 13,5}{0,008 + \frac{1}{2} \cdot 0,009 + 0,017} \cdot 86400 = 289388 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Теперь определим общий дебит нефтяной площади для варианта горизонтальных скважин. $h = 10$, $h_{\text{общ}} = 20$, $2\sigma_n = 2\sigma = L = 150$

Фильтрационные сопротивления

$$\omega_n = \frac{1}{n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \left(\ln \frac{2\sigma \cdot h_{\text{общ}} \cdot n_{\text{сл}}}{l_r \cdot h} + \frac{h_{\text{общ}}}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{n_{\text{сл}} \cdot 2\pi \cdot r_c} \right) \quad (4.5)$$

$$\omega_n = \frac{1}{50} \cdot 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{150 \cdot 20 \cdot 1}{300 \cdot 10} \cdot \frac{20}{300} \cdot \ln \frac{10}{1 \cdot 2\pi \cdot 0,1} \right) = 0,001$$

$$\omega = \frac{1}{n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \left(\ln \frac{2\sigma_n \cdot h_{\text{общ}} \cdot n_{\text{сл}}}{l_r \cdot h} + \frac{h_{\text{общ}}}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{n_{\text{сл}} \cdot 2\pi \cdot r_c} \right) \quad (4.6)$$

$$\omega = \frac{1}{50} \cdot 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{150 \cdot 20 \cdot 1}{300 \cdot 10} \cdot \frac{20}{300} \cdot \ln \frac{10}{1 \cdot 2\pi \cdot 0,1} \right) = 0,003$$

$$\Omega = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L}{2\sigma \cdot n} \quad (4.7)$$

$$\Omega = 1 \cdot \frac{150}{150 \cdot 110} = 0,009$$

Общий дебит нефтяной площади

$$q_0 = \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\omega_n + \frac{1}{2}\Omega + \omega}$$

$$q_0 = \frac{13,6 - 13,5}{0,001 + \frac{1}{2} \cdot 0,009 + 0,003} \cdot 86400 = 918692 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Как видно, на рассматриваемой нефтяной площади при прочих равных условиях применение горизонтальных скважин вместо вертикальных скважин приводит к увеличению общего дебита в 3 раза. Если произвести расчет для остальных показателей, то можно рассмотреть зависимость отношения дебитов горизонтальных и вертикальных скважин к выбранной сетке скважин (рисунок 3).

Рассмотрим вариант, когда пласт имеет несколько проницаемых нефтяных прослоев $n_{сл} = 2, 4, 8$ для варианта $h = 10, h_{общ} = 20, 2\sigma_n = 2\sigma = L = 150$

Расчет для месторождения, которое эксплуатируется только вертикальными скважинами останется без изменений, а для месторождения, которое эксплуатируется только горизонтальными скважинами примет следующий вид.

Фильтрационные сопротивления

$$\omega_n = \frac{1}{n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \left(\ln \frac{2\sigma \cdot h_{общ} \cdot n_{сл}}{l_r \cdot h} + \frac{h_{общ}}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{n_{сл} \cdot 2\pi \cdot r_c} \right)$$

$$\omega_n = \frac{1}{50} \cdot 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{150 \cdot 20 \cdot 2}{300 \cdot 10} \cdot \frac{20}{300} \cdot \ln \frac{10}{1 \cdot 2\pi \cdot 0,1} \right) = 0,0017$$

$$\omega = \frac{1}{n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \left(\ln \frac{2\sigma_n \cdot h_{общ} \cdot n_{сл}}{l_r \cdot h} + \frac{h_{общ}}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{n_{сл} \cdot 2\pi \cdot r_c} \right)$$

$$\omega = \frac{1}{50} \cdot 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{150 \cdot 20 \cdot 2}{300 \cdot 10} \cdot \frac{20}{300} \cdot \ln \frac{10}{1 \cdot 2\pi \cdot 0,1} \right) = 0,004$$

$$\Omega = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L}{2\sigma \cdot n} = 1 \cdot \frac{150}{150 \cdot 110} = 0,009$$

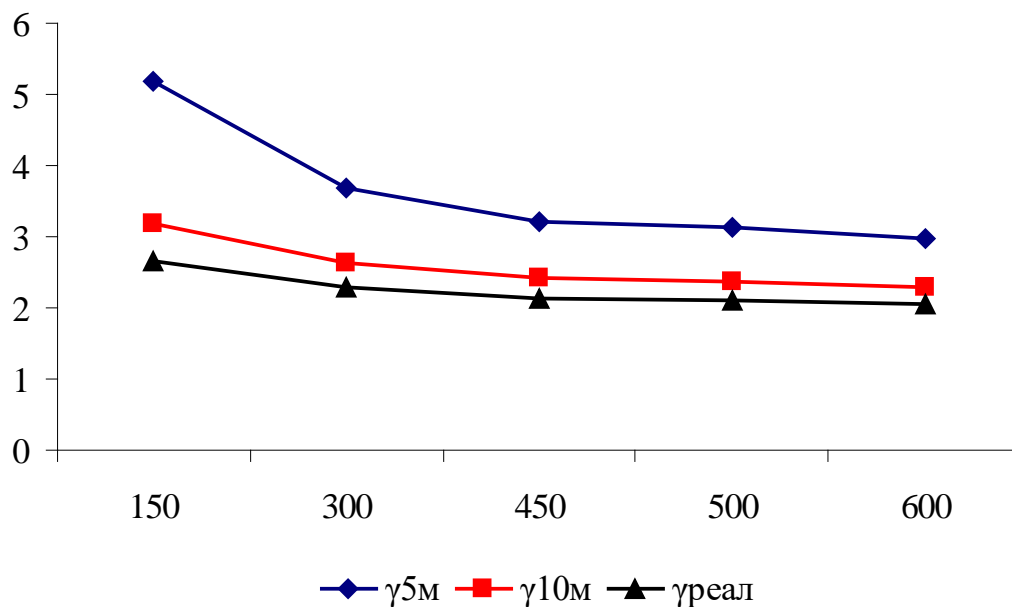


Рисунок 4.1 – Отношение дебитов к выбранной сетке скважин

Общий дебит нефтяной площади

$$q_0 = \frac{P_{нi} - P_{нy}}{\omega_i + \frac{1}{2} \Omega + \omega} = \frac{13,6 - 13,5}{0,0071 + \frac{1}{2} \cdot 0,009 + 0,004} \cdot 86400 = 848228 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Рассмотрим зависимость отношения дебитов горизонтальных и вертикальных скважин к выбранной сетке скважин с учетом 2, 4 и 8 проницаемых нефтяных пластов (рисунок 4.2)

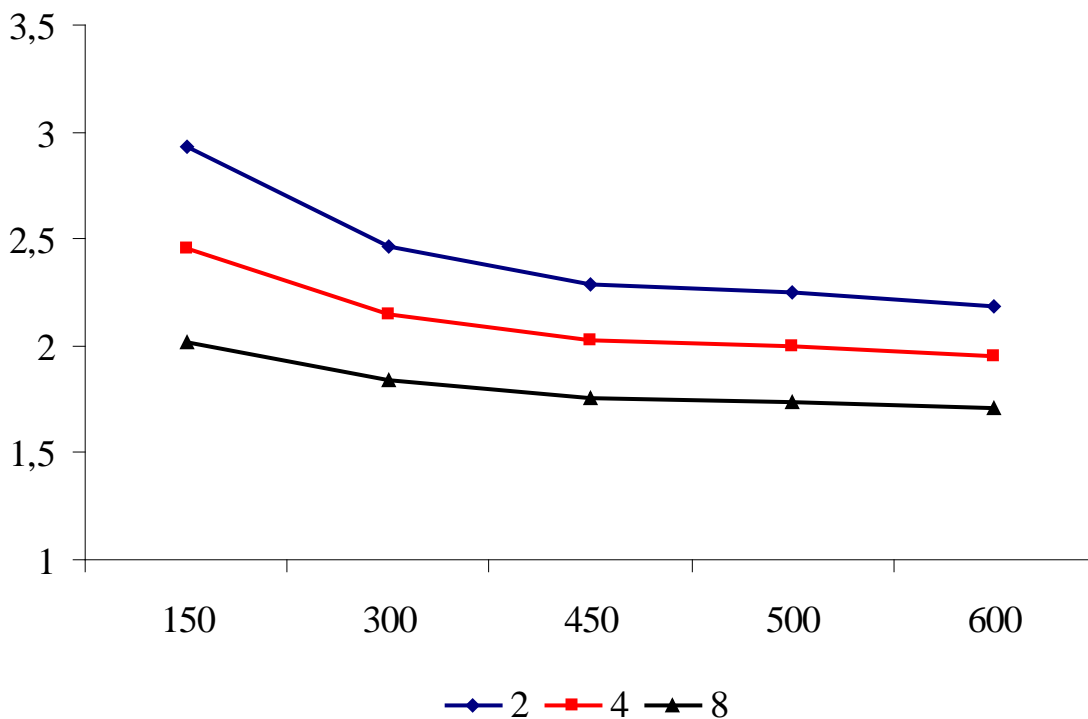


Рисунок 4.2 – Отношения дебитов горизонтальных и вертикальных скважин к выбранной сетке скважин с учетом нескольких проницаемых нефтяных пластов

Вывод. Проанализировав данный метод расчетов можно прийти к выводу, что применение горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин с крупной сеткой скважин на месторождении, где есть только один нефтяной пласт гораздо предпочтительнее, чем использование вертикальных скважин. Недостатком данного метода является неправдоподобный подбор величины гидропроводности, которая принимается равной единице, что не соответствует действительности, но необходимо для получения более достоверных данных по получаемому суммарному дебиту на месторождении.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5 – РАСЧЕТ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПО МЕТОДУ ЕВЧЕНКО В.С.

Исходные данные

$R_{пл}=17,5$ МПа

$R_{заб}= 14$ МПа

$\mu= 1,12$ МПа·с

$b_H=1,2$

$R_K= 400$ м

$K_x= 443$ мД

$K_y=$ определить лабораторным путем.

$h= 6$ м

$K_{прод}= 61,6$ м³/сут·МПа

$l_0= 0,3$

$r_0=0,005$

$m=20$

$b=4$

Проницаемость по вертикали определить с использованием установки «Эпрон-2000». Группа студентов разделяется на подгруппы, каждая подгруппа получает свой керн для определения проницаемости.

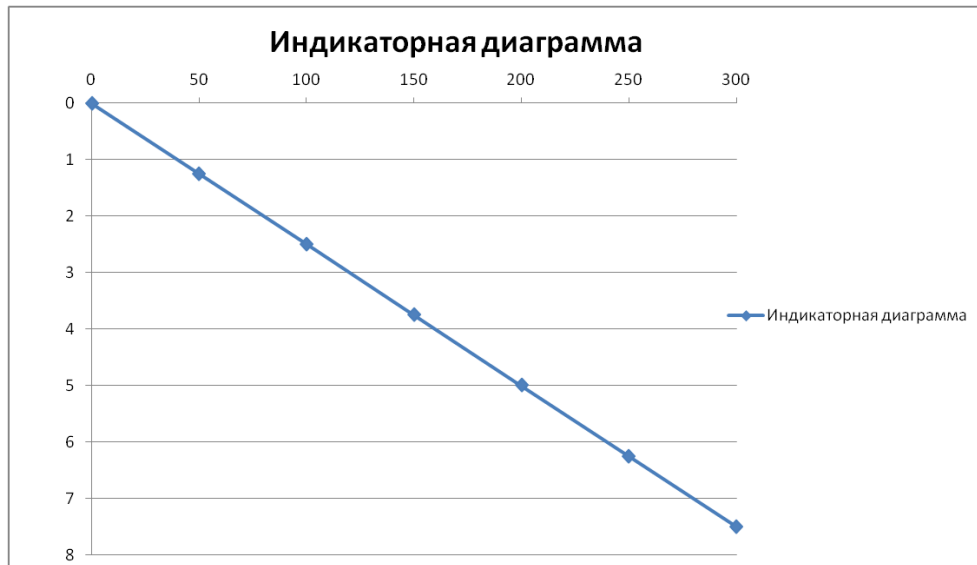
Данные о дебите скважины

Q м ³ /сут	R _{пл} , Па	R _{заб} , Па
0	17500000	0
100	17500000	15876623,38
150	17500000	15064935,06
200	17500000	14253246,75
250	17500000	13441558,44
300	17500000	12629870,13
350	17500000	11818181,82
450	17500000	10194805,19
500	17500000	9383116,883
550	17500000	8571428,571
600	17500000	7759740,26

Методические рекомендации по решению задачи

1) По результатам гидродинамических исследований на стационарных режимах построить индикаторную линию (график зависимости Q от dP)

$K_{прод} =$



$$K_{прод} = \frac{Q_2 - Q_1/P_2 - P_1}{(8\,929\,000 - 3\,247\,000)} = 0,0000616 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{Па} \quad (5.1)$$

$$K_{прод} = (450 - 200) / (8\,929\,000 - 3\,247\,000) = 0,0000616 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{Па}$$

2) Определяем фильтрационное сопротивление по характеру вскрытия

$$\bar{h} = \frac{b}{h} \quad (5.2)$$

$$\bar{h} = \frac{4}{6} = 0,67$$

$$Sd = \frac{1}{\bar{h}} \cdot \left[\ln \frac{4 \cdot r_c}{l_o} - \frac{\chi^*}{m \cdot l_o} \cdot \ln(2\pi \cdot r_o \cdot m) \right] \quad (5.3)$$

$$Sd = \frac{1}{0,67} \cdot \left[\ln \frac{4 \cdot 0,114}{0,3} - \frac{3}{20 \cdot 0,3} \cdot \ln(2 \cdot 3,14 \cdot 0,005 \cdot 20) \right] = 0,981$$

3) Определяем приведенный радиус скважины для перфорированной колонны

$$r_{сnp} = r_c \cdot \exp(-Sd) \quad (5.4)$$

$$r_{сnp} = 0,114 \cdot \exp(-0,981) = 0,0427$$

4) Определяем скин-фактор горизонтальной скважины, согласно условия, относительно параметра b

$$St_r = 1 - \frac{h \cdot \chi}{L} \cdot \ln \left(\frac{4\pi \cdot r_{сnp}}{\chi \cdot h} \right) + \ln \frac{2,7 \cdot r_{сnp}}{L} \quad (5.5)$$

$$St_r = 1 - \frac{6 \cdot 3}{200} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 3,14 \cdot 0,0427}{3 \cdot 6}\right) + \ln \frac{2,7 \cdot 0,0427}{200} = -6,422$$

5) Определяем гидропроводность пласта

$$\frac{kh}{\mu} = 1,84 \cdot \eta_e \cdot v \cdot \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + St_z \right) \quad (5.6)$$

$$\frac{kh}{\mu} = 1,84 \cdot 7,13 \cdot 10^{-9} - 10 \cdot 1,2 \cdot \left(\ln \frac{400}{0,114} + (-6,422) \right) = 2,74 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2 \cdot \text{м} / \text{Па} \cdot \text{с}$$

6) Определяем коэффициент проницаемости

$$k = \frac{2,74 \cdot 10^{-9} \mu}{h} \quad (5.7)$$

$$k = \frac{2,74 \cdot 10^{-9} \cdot 0,00112}{6} = 5,11515 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2 = 511,52 \text{ мД}$$

Вывод. Интерпретация данных ГДИС скважин с горизонтальным окончанием можно вычислить гидропроводность, проницаемость, скин-фактор призабойной зоны

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №6 – ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С ТРЕЩИНАМИ ГРП, РАСПОЛОЖЕННОЙ В АНИЗОТРОПНОМ, ПОЛОСООБРАЗНОМ ПЛАСТЕ

Наименование параметра	Условное обозначение	Единицы измерения (СИ)	Значение
Нефтенасыщенная толщина	h	м	8
Проницаемость по горизонтали,	k_h	м ²	$147 \cdot 10^{-15}$
Проницаемость по вертикали,	k_v	м ²	определить лабораторным путем
Вязкость нефти	μ_n	Па·с	0,00098
Пластовое давление	$P_{пл}$	Па	$23,1 \cdot 10^6$
Забойное давление	$P_{зab}$	Па	$16 \cdot 10^6$
Радиус горизонтального участка скважины	r_c	м	0,1
Радиус контура питания	R_k	м	330
Объемный коэффициент нефти	B_0	д.ед	1,2
Ширина зоны отбора i -ой вертикальной трещины	a	м	2000
Ширина полосообразного пласта	b	м	300
Ширина трещины ГРП	c	м	0,02

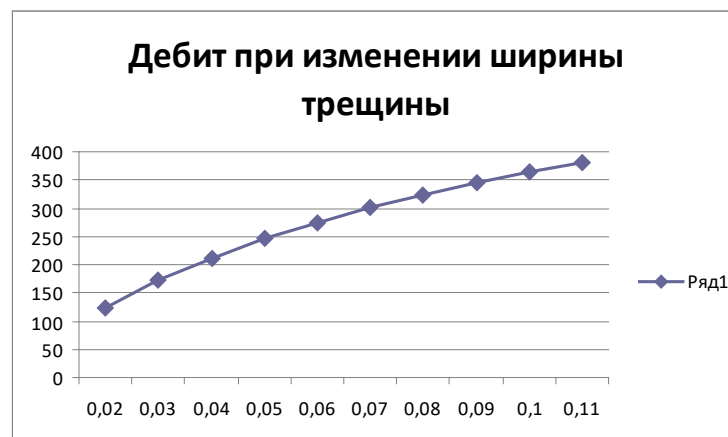
Проницаемость по вертикали определить с использованием установки «Эпрон-2000». Группа студентов разделяется на подгруппы, каждая подгруппа получает свой керн для определения проницаемости.

Методические рекомендации по решению задачи

$$Q_n = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_h \cdot h \cdot n}{\mu \cdot B} \cdot \frac{(P_{np} - P_3)}{\operatorname{arccch} \frac{ch \frac{\pi \cdot b}{2 \cdot a \cdot n}}{\sin \frac{\pi L_f}{2 \cdot a}} + \frac{\chi \cdot h}{L} \cdot \ln \frac{h}{h_f} + \frac{k_h \cdot h}{k_f \cdot c} \ln \frac{h_f}{2r_c}} \quad (6.1)$$

$$Q_n = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 147 \cdot 10^{-15} \cdot 8 \cdot 1}{0,98 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2} \times \frac{(23,1 - 16) \cdot 10^6}{\operatorname{arccch} \frac{ch \frac{3,14 \cdot 300}{2 \cdot 2000 \cdot 1}}{\sin \frac{3,14 \cdot 10}{2 \cdot 2000}} + \sqrt{\frac{147}{36}} \cdot 8 \cdot \ln \frac{8}{15} + \frac{147 \cdot 8}{36 \cdot 0,02} \cdot \ln \frac{15}{2 \cdot 0,1}} = 124,59 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Изменяя значения длины трещины, количества трещин и ширины трещины, получаем зависимость дебита:



Вывод: с увеличением ширины трещины происходит значительное увеличение дебита по логарифмическому закону



Вывод: с увеличением длины трещины дебит горизонтальной скважины увеличивается логарифмически



Вывод: с изменением количества трещин дебит увеличивается по линейному закону, так как дебит прямо пропорционален количеству трещин.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №7 – РАСЧЁТ ПРЕДЕЛЬНОЙ БЕЗВОДНОЙ ДЕПРЕССИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Дано:

Наименование параметра	Условное обозначение	Единицы измерения (СИ)	Значение
Нефтенасыщенная толщина	b	м	4,6
Проницаемость по горизонтали	k_h	м^2	$270 \cdot 10^{-15}$
Проницаемость по вертикали	k_v	м^2	определить лабораторным путем
Вязкость нефти	μ_n	Па·с	0,00098
Радиус горизонтального участка скважины	r_c	м	0,1
Радиус контура питания	R_k	м	250
Объемный коэффициент нефти	B_0	д.ед	1,2
Плотность нефти	ρ_n	$\text{кг}/\text{м}^3$	742
Плотность воды	ρ_v	$\text{кг}/\text{м}^3$	992
Вязкость дегазированной нефти	μ_d	Па·с	$4,8 \cdot 10^{-3}$
Давление насыщения	$P_{\text{нас}}$	Па	$8,4 \cdot 10^6$
Глубина скважины	H	м	2338
Давление на устье скважины	P_y	Па	$2,4 \cdot 10^6$
Буферное давление	$P_б$	Па	$3,6 \cdot 10^6$
Мощность пласта	h	м	18,9

Проницаемость по вертикали определить с использованием установки «Эпрон-2000». Группа студентов разделяется на подгруппы, каждая подгруппа получает свой керн для определения проницаемости.

Таблица 7.1 – Результаты определения предельных безводных дебитов

\bar{h}	ρ	ξ_0	ψ	q	ρ	ξ_0	ψ	q
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,2	1,0	0,455	0,450	1,233	0,6	0,585	0,175	2,371

0,3		0,475	0,500	1,050		0,625	0,190	1,973
0,4		0,540	0,545	0,844		0,630	0,240	1,541
0,5		0,610	0,574	0,679		0,685	0,300	1,050
0,6		0,710	0,580	0,500		0,735	0,370	0,716
0,7		0,820	0,590	0,305		0,840	0,3755	0,426
0,20	0,9	0,470	0,390	1,358	0,5	0,690	0,095	3,263
0,3		0,500	0,425	1,176		0,700	0,125	2,400
0,4		0,550	0,460	0,978		0,715	0,175	1,685
0,5		0,620	0,510	0,745		0,730	0,240	1,125
0,6		0,715	0,525	0,542		0,750	0,310	0,806
0,7		0,825	0,535	0,327		0,845	0,315	0,492
0,20	0,8	0,510	0,320	1,531	0,4	0,785	0,025	8,600
0,3		0,525	0,350	1,357		0,800	0,040	5,600
0,4		0,575	0,380	1,118		0,805	0,100	1,950
0,5		0,640	0,440	0,818		0,810	0,165	1,151
0,6		0,720	0,480	0,583		0,815	0,245	0,755
0,7		0,830	0,490	0,346		0,850	0,260	0,576
0,2	0,7	0,550	0,240	1,875	0,3	0,825	0,005	35,00
0,3		0,570	0,275	1,563		0,830	0,010	17,00
0,4		0,600	0,315	1,269		0,900	0,015	6,666
0,5		0,680	0,375	0,583		0,910	0,075	1,200
0,6		0,725	0,425	0,647		0,915	0,175	0,485
0,7		0,835	0,430	0,383		0,920	0,200	0,400

Методические рекомендации по решению задачи

1 Определим коэффициент анизотропии пласт

$$\chi = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (7.1)$$

где k_h – горизонтальная составляющая проницаемости пласта, м^2 ;

k_v – вертикальная составляющая проницаемости пласта, м^2 ;

χ – коэффициент анизотропии пласта

$$\chi = \sqrt{\frac{2.7}{1.0}} = 1.64 \quad (7.2)$$

2 Определим безразмерные параметры ρ_0 и \hbar

$$\rho_0 = \frac{R}{\chi \cdot h} \quad (7.3)$$

где R – радиус контура скважины, м;

h – мощность пласта, м;

χ – коэффициент анизотропии пласта

$$\rho_0 = \frac{250}{1.64 \cdot 18.9} = 8.0$$

$$\hbar = \frac{b}{h} \quad (7.4)$$

где b – нефтенасыщенная толщина пласта, м;

h – мощность пласта, м

$$\hbar = \frac{4.6}{18.8} = 0.243$$

3. По таблице 7.1, определяем безразмерный дебит

$$q(\rho_0, \bar{h}) = q(8; 0,243) = 0,14 \quad (7.5)$$

4 Определим безразмерную ординату вершины водяного конуса

$$\xi_0(\rho_0, \bar{h}) = \xi(8; 0,243) = 0,64 \quad (7.6)$$

5 Определим высоту водяного конуса

$$y_0 = (1 - \xi_0) \cdot h \quad (7.7)$$

где ξ_0 – безразмерная ордината вершины водяного конуса;

h – мощность пласта, м

$$y_0 = (1 - 0,64) \cdot 18,9 = 6,8 \text{ м}$$

6 Определим дебит скважины

$$Q_0 = \frac{2\pi \cdot k \cdot h^2 \cdot g \cdot \Delta\rho}{\eta} \quad (7.8)$$

где k – горизонтальная составляющая проницаемости, м^2 ;

h – мощность пласта, м;

g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$;

$\Delta\rho$ – разность плотностей воды и нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

μ – динамическая вязкость нефти, $\text{Па}\cdot\text{с}$

$$\Delta\rho = \rho_v - \rho_n = 992 - 742 = 250 \text{ кг}/\text{м}^3$$

$$Q_0 = \frac{2\pi \cdot k \cdot h^2 \cdot g \cdot \Delta\rho}{\eta} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,27 \cdot 10^{-12} \cdot 18,9^2 \cdot 9,81 \cdot 250}{0,92 \cdot 10^{-3}} = 139,5 \text{ м}^3 / \text{сут} \quad (7.9)$$

7 Определим предельный безводный дебит

$$Q_{i0} = Q_0 \cdot q \cdot (\rho_0 \cdot \bar{h}) \quad (7.10)$$

где Q_0 – дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$q(\rho_0, \bar{h})$ – безразмерный дебит

$$Q_{np} = Q_0 \cdot q \cdot (\rho_0 \cdot \bar{h}) = 139,5 \cdot 0,14 = 19,53 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

8 Определим значение функции $\Psi(\rho_0, \bar{h})$

$$\Psi(\rho_0 \cdot \bar{h}) = \Psi(8; 0,243) = 2,04 \quad (7.11)$$

9 Определим фильтрационное сопротивление

$$\varepsilon_0 = \frac{1}{\eta} \ln \frac{R_0}{r} - \Psi(\rho_0, \bar{h}) \quad (7.12)$$

где \bar{h} – безразмерная мощность пласта;

R_0 – радиус контура скважины, м;

r – радиус скважины, м;

Ψ – безразмерная функция.

$$\varepsilon_0 = \frac{1}{0,243} \ln \frac{250}{0,108} - 2,04 = 23,48 \quad (7.13)$$

10 Определим дополнительное фильтрационное сопротивление

$$\Delta\varepsilon(\rho_0, \bar{h}) = \Delta\varepsilon(8; 0,243) = 1,05 \quad (7.14)$$

11 Определим безразмерную депрессию

$$\Delta P_{np. без} = (\varepsilon_0 + \Delta\varepsilon) \cdot q(\rho_0; \bar{h}) \quad (7.15)$$

где ε_0 – фильтрационное сопротивление

$\Delta\varepsilon$ – дополнительное фильтрационное сопротивление

$q(\rho_0 \bar{h})$ – безразмерный дебит

$$\Delta P_{np.без} = (23.48 + 1.05) \cdot 0.14 = 3.435$$

12 Определим предельную депрессию

$$\Delta P_{np} = \Delta P_{np.без} \cdot g \cdot h_0 \cdot \Delta \rho \quad (7.17)$$

где $\Delta P_{np.без}$ – безразмерная депрессия

g – ускорение свободного падения, m/c^2

h_0 – мощность пласта

$\Delta \rho$ – разность плотностей воды и нефти, kg/m^3

$$\Delta P_{np} = 3.435 \cdot 9.81 \cdot 18.9 \cdot 250 = 0.86 \text{ МПа}$$

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №8 – МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕУСТАНОВИВШЕГОСЯ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ ПО ДВУХЗОННОЙ СХЕМЕ

$$k_{xy} = 36 \text{ мД};$$

k_z = определить лабораторным путём;

t – время с начала пуска, с;

$$h = 8 \text{ м};$$

$$m = 0,18$$

$$R_k = 330 \text{ м}$$

$$k_{nn} = 0,55$$

$$\mu = 4 \text{ мПа}\cdot\text{с};$$

$$L = 300 \text{ м}$$

$$\dot{\eta} = 0,98 \cdot 10^{-3}$$

$$\beta^* = m\beta_{жк} + (m-1)\beta_c \text{ – упругоёмкость пласта.}$$

Проницаемость по вертикали определить с использованием установки «Эпрон-2000». Группа студентов разделяется на подгруппы, каждая подгруппа получает свой керн для определения проницаемости.

Пример решения.

1. Рассчитываем V :

$$V = \pi \cdot R_k^2 \cdot h \cdot m \cdot k_{nn} = 3,14 \cdot 330^2 \cdot 8 \cdot 0,18 \cdot 0,55 = 2,7 \cdot 10^5 \text{ м}^3$$

2. Вычисляем коэффициент анизотропии пласта:

$$\lambda = \frac{k_v}{k_h} = \frac{36}{147} = 0.24$$

3. Вычисляем значения α, β

$$\alpha = \frac{5}{8\lambda^{1.34}} = \frac{5}{8 \cdot 0.24^{1.34}} = 4.12$$

$$\beta = \frac{5}{8}\lambda + 0.223 = \frac{5}{8} \cdot 0.24 + 0.223 = 0.38$$

4. По формуле 5 вычисляем значение дебита (для $t=0.1$ сут)

$$Q(t) = \frac{5}{8 \cdot \lambda^{1.34}} \cdot \left(\frac{k_z \cdot t}{\beta^* \cdot \mu \cdot h^2} \right)^{\frac{5}{8} \cdot \lambda + 0.223} \cdot \frac{k_{xy} \cdot L}{\mu} \cdot \left[P_0 - \frac{1}{\beta^*} \cdot \ln \left(\frac{V}{V + \int_0^t Q(t) dt} \right) - p(t) \right]$$

$$Q(t) = 4.12 \cdot \left(\frac{147 \cdot 10^{-15} \cdot 8640}{4 \cdot 0.98 \cdot 10^{-3} \cdot 64} \right)^{0.38} \cdot \frac{36 \cdot 10^{-15} \cdot 300}{0.98 \cdot 10^{-3}} \times$$

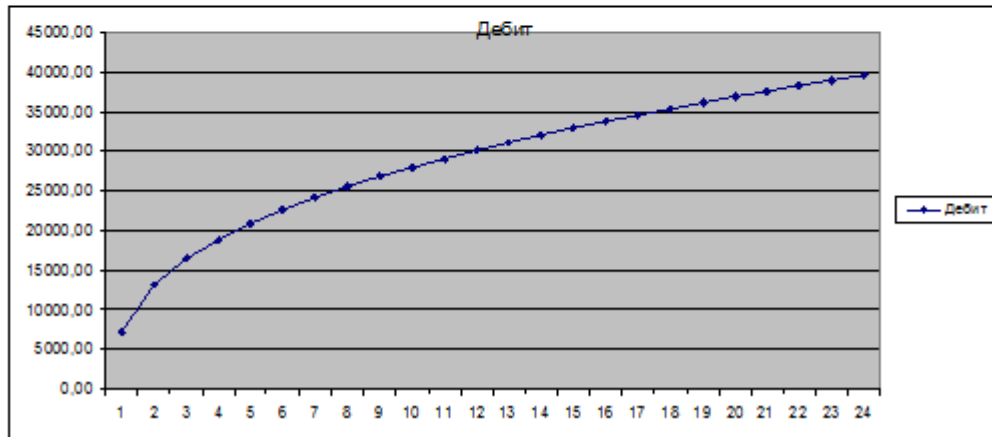
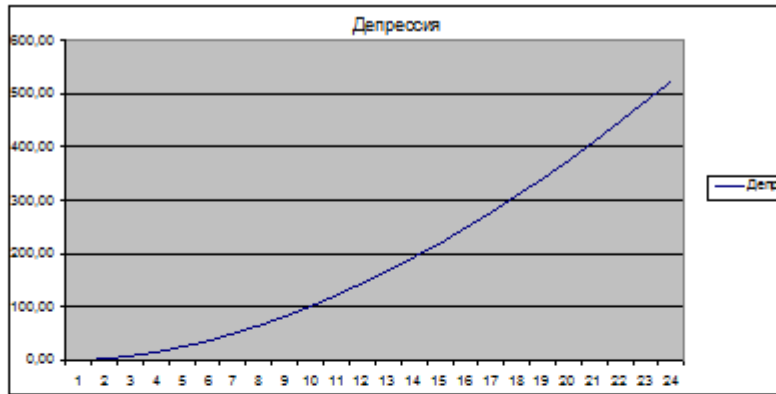
$$\times \left(23.1 \cdot 10^6 - \frac{1}{4} \cdot \ln \frac{2.7 \cdot 10^5}{2.7 \cdot 10^5 - 0.042} - 16 \cdot 10^6 \right) = 7212.3 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

5. Рассчитаем изменение забойного давления от времени:

$$\Delta p(t) = \frac{\eta \cdot Q_0}{k \cdot L} \cdot \alpha \cdot \left(\frac{k_z \cdot t}{\beta^* \cdot \eta \cdot h} \right)^\beta$$

$$\Delta p(t) = \frac{0.98 \cdot 10^{-3} \cdot 0.042}{147 \cdot 10^{-15} \cdot 300} \cdot 4.12 \cdot \left(\frac{36 \cdot 10^{-15} \cdot 8640}{4 \cdot 0.98 \cdot 10^{-3} \cdot 8} \right)^{0.38} \cdot 10^{-6} = 0.53 \text{ МПа}$$

6. Изменяя значения времени при расчете, получаем динамику развития депрессии и дебита во времени



Вывод: при моделировании неустановившегося притока жидкости к горизонтальной скважине для получения дебитов необходимо уменьшение забойного давления.

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 разьяснить значение и смысл любого термина, используемого в работе и т.п.).

Планируемые результаты обучения для формирования компетенции и критерии их оценивания

Дисциплина **Особенности разработки месторождений нефти горизонтальными скважинами**

Код, направление подготовки **21.03.01 Нефтегазовое дело**

Направленность **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
ПКС-6 Способность применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-6.2 Анализирует правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы	Знать (З1): правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса	Не знает правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса	Частично знает основные правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса	Знает правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса, может тезисно пояснить их содержание	Знает правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса, может подробно излагать их физический смысл
		Уметь (У1): пользоваться технической документацией	Не умеет пользоваться технической документацией	Неуверенно может пользоваться технической документацией	Умеет пользоваться технической документацией. Испытывает небольшие затруднения.	Умеет пользоваться технической документацией

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
		Владеть (В1): методами управления режимами работы технологических объектов нефтегазового комплекса	Не владеет методами управления режимами работы технологических объектов нефтегазового комплекса	Слабо владеет методами управления режимами работы технологических объектов нефтегазового комплекса	Владеет навыками навыками методами управления режимами работы технологических объектов нефтегазового комплекса, допускает незначительные ошибки	Владеет методами управления режимами работы технологических объектов нефтегазового комплекса
	ПКС-6.3 Планирование и разработка производственных процессов с учетом новых технологий, материалов и оборудования	Знать (З2): новые технологии, материалы и оборудование применяемые при эксплуатации горизонтальных скважин	Не знает новые технологии, материалы и оборудование применяемые при эксплуатации горизонтальных скважин	Слабо знает новые технологии, материалы и оборудование применяемые при эксплуатации горизонтальных скважин	Знает новые технологии, материалы и оборудование применяемые при эксплуатации горизонтальных скважин. Допускает незначительные неточности	Знает новые технологии, материалы и оборудование применяемые при эксплуатации горизонтальных скважин

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
		Уметь (У2): Планировать и разрабатывать производственные процессы связанные с добычей нефти из горизонтальных скважин	Не умеет планировать и разрабатывать производственные процессы связанные с добычей нефти из горизонтальных скважин	Испытывает сильные затруднения при планировании и разработке производственных процессов связанных с добычей нефти из горизонтальных скважин	Умеет планировать и разрабатывать производственные процессы связанные с добычей нефти из горизонтальных скважин. Допускает незначительные неточности.	Умеет без затруднений планировать и разрабатывать производственные процессы связанные с добычей нефти из горизонтальных скважин
		Владеть (В2): навыками работы с научнотехнической литературой	Не владеет навыками работы с научнотехнической литературой	Слабо владеет навыками работы с научнотехнической литературой	Хорошо владеет навыками работы с научнотехнической литературой	В совершенстве владеет навыками работы с научнотехнической литературой
ПКС-9 Способность осуществлять организацию работ по оперативному сопровождению технологических процессов в соответствии с вы-	ПКС-9.2 Учитывает особенности технологических процессов нефтегазового комплекса для организации работы коллектива исполнителей	Знать (З3): особенности (условия) применения скважин с горизонтальным окончанием	Не знает особенности (условия) применения скважин с горизонтальным окончанием	Слабо знает особенности (условия) применения скважин с горизонтальным окончанием	Знает особенности (условия) применения скважин с горизонтальным окончанием. Испытывает небольшие затруднения при ответе на вопросы.	Знает особенности (условия) применения скважин с горизонтальным окончанием

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
бранной сферой профессиональной деятельности		Уметь (У3): учитывать особенности технологических процессов нефтегазового комплекса при организации работы коллектива исполнителей	Не умеет учитывать особенности технологических процессов нефтегазового комплекса при организации работы коллектива исполнителей	Испытывает сильные затруднения при учете особенностей технологических процессов нефтегазового комплекса при организации работы коллектива исполнителей	Умеет учитывать особенности технологических процессов нефтегазового комплекса при организации работы коллектива исполнителей	Умеет без затруднений учитывать особенности технологических процессов нефтегазового комплекса при организации работы коллектива исполнителей
		Владеть (В3): навыками организации работы коллектива исполнителей	Не владеет навыками организации работы коллектива исполнителей	Слабо владеет навыками организации работы коллектива исполнителей	Хорошо навыками организации работы коллектива исполнителей	В совершенстве владеет навыками организации работы коллектива исполнителей

КАРТА

обеспеченности дисциплины (модуля) учебной и учебно-методической литературой
Дисциплина Особенности разработки месторождений нефти горизонтальными скважинами

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	Безносиков, А.Ф. Разработка и эксплуатация газовых и газо-конденсатных месторождений : учебное пособие. [Электронный ресурс] / А.Ф. Безносиков, М.И. Забоева, И.А. Синцов, Д.А. Остапчук. — Электрон.дан. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. - 80 с. - Режим доступа: http://e.lanbook.com/book/88565	Электр. ресурс	100	100	+
2	Ягафаров, А.К. Разработка нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. [Электронный ресурс] / А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля. - Электрон. дан. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. - 396 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.