

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Кожедеров Александр Игоревич
Должность: Директор филиала ИнДИ (филиал) ФГБОУ ВО "ЮГУ"
Дата подписания: 16.07.2026 23:55:14
Уникальный программный ключ: 7f4522f81a862743c2711b37d9dd0f6adf40c4c8

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет»

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ

Особенности разработки месторождений нефти горизонтальными скважинами

Направление подготовки (специальности): 21.03.01 *Нефтегазовое дело*

Профиль: *Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти (ИнДИ)*

Форма обучения
Очно-заочная

Квалификация выпускника
Бакалавр

2026 год набора

Виды работ	Объём занятий по семестрам, час										Итого
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Самостоятельная работа								84			84
Контроль								18			18
Дистанционные лекции								18			18
Дистанционные практические занятия								24			24
Форма контроля								Экзамены			-
Итого:								144			144
з.е.								4			4

Ханты-Мансийск, 2026 год
(город)

Предисловие

1. Программа разработана в соответствии с требованиями Федерального закона от 27.12.2012 г. № 273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации», федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (ФГОС ВО) по направлению подготовки (специальности) *21.03.01 Нефтегазовое дело* утвержденного № 96 от 09.02.2018 года.

2. Разработчик(и):

Кандидат наук

ученая степень, ученое звание
(при наличии)

(подпись)

А. П. Янукян

(И. О. Фамилия)

3. Согласовано:

Руководитель
образовательной
программы по
направлению подготовки
21.03.01 Нефтегазовое
дело

(подпись)

Г. В. Газя

(И. О. Фамилия)

4. Утверждаю:

Руководитель
структурного
подразделения
Индустриальный институт
(г. Нефтеюганск)

(подпись)

А. П. Янукян

(И. О. Фамилия)

Документ подписан простой электронной подписью в
электронной информационно образовательной среде
Elios 2.0 ФГБОУ ВО «ЮГУ»

Идентификатор документа: 95224



Подписант



Янукян Арам Погосович

Дата подписания

13.05.2026 14:28:15



Газя Геннадий Владимирович

13.05.2026 14:38:09

1 Цель освоения дисциплины

Целью освоения дисциплины является приобретение углубленных знаний в области теоретических основ технологии и техники добычи нефти скважинами с горизонтальным окончанием.

2 Место дисциплины в структуре ОПОП

Дисциплина относится к обязательной части блока Б1 учебного плана, модуля «Модуль Нефтегазовое дело».

3 Формируемые компетенции обучающегося

Планируемые результаты освоения ОПОП (компетенции), достижение которых обеспечивает дисциплина		Планируемые результаты (соотнесенные с установленными индикаторами достижения компетенции)
код компетенции	наименование компетенции	
ПК-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства	ПК-1.1 3-1: Цепочку технологических операций в системе "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора и подготовки продукции". Понятие технологического режима работы скважины. Способы добычи нефти. Конструкцию скважин. Конфигурацию ствола скважины. Технологию бурения скважин. Технологии ремонта скважин. ПК-1.2 3-1: Требования нормативных правовых актов Российской Федерации, локальных нормативных актов, распорядительных документов и технической документации в области добычи углеводородного сырья ПК-1.3 3-1: Влияние различных процессов, проходящих в пласте на коэффициент продуктивности добывающей скважины. Методы оценки показателей эксплуатации скважины ПК-1.1 У-1: Рассчитывать и выбирать конструкцию скважины, обсадные и бурильные колонны, долота. Анализировать технологические показатели работы скважины. Обслуживать замерные установки. проводить расчеты технологических процессов в

		системе "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора и подготовки продукции" ПК-1.2 У-1: Читать технологические схемы, чертежи и технического документацию специального назначения ПК-1.3 У-1: Анализировать технологические показатели скважин. Выявлять скважины, работающие с отклонением от проектного технологического режима ПК-1.1 В-1: Матрицей принятия решений при выборе рациональных типов оборудования для строительства и ремонта скважин в конкретных геолого-технических условиях. Практическим опытом снятия и анализа фактических параметров системы "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора и подготовки продукции" ПК-1.2 В-1: Навыками составления технической документации специального назначения ПК-1.3 В-1: Навыками определения отклонений технологических параметров работы скважин от технологического режима и принятия мер по восстановлению технологического режима работы скважин
ПК-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии нефтегазового производства	ПК-2.1 3-1: Назначение, устройство и принцип действия оборудования по добыче углеводородного сырья ПК-2.2 3-1: Назначение, устройство и принцип действия оборудования при ремонте и строительстве скважин ПК-2.3 3-1: Передовые энергосберегающие технологии при эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья

		<i>ПК-2.4 3-1:</i> <i>Назначение, правила эксплуатации и ремонта нефтегазопромыслового оборудования; причины и виды отказов и методы обеспечения надежности машин и оборудования при эксплуатации. Принципы организации и технологии ремонтных работ, методы монтажа, регулировки и наладки оборудования</i> <i>ПК-2.5 3-1:</i> <i>Отраслевые стандарты, технические регламенты, руководства (инструкции), устанавливающие требования к эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья</i> <i>ПК-2.1 У-1:</i> <i>Разрабатывать мероприятия, направленные на повышение эффективности работы оборудования скважин</i> <i>ПК-2.2 У-1:</i> <i>Рассчитывать параметры режима бурения скважин, технические параметры буровых машин и установок по заданным технологическим требованиям; рассчитывать параметры при проведении технологических операций при ремонте скважин</i> <i>ПК-2.3 У-1:</i> <i>Подбирать подходящие конфигурации эксплуатационного оборудования скважины; разрабатывать и планировать внедрение нового оборудования</i> <i>ПК-2.4 У-1:</i> <i>Составлять график ППР, ДО и технического обслуживания нефтегазопромыслового оборудования; планировать и контролировать работы по устранению (предотвращению) вредного влияния осложняющих факторов при эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования</i> <i>ПК-2.5 У-1:</i> <i>Разрабатывать инструкции по эксплуатации оборудования по</i>
--	--	--

		добыче углеводородного сырья на основе заводских инструкций с учетом особенностей условий эксплуатации ПК-2.1 В-1: Навыками анализа технических параметров оборудования по добыче углеводородного сырья ПК-2.2 В-1: Навыками подготовки предложений в план строительства, капитального и текущего ремонта скважин ПК-2.3 В-1: Навыками выработки рекомендаций по применению новых конструкций эксплуатационного оборудования скважин с учетом характеристик пласта и работы скважин ПК-2.5 В-1: Навыками ведения промысловой документации и отчетности
--	--	---

4 Структура и содержание дисциплины

Общая трудоемкость дисциплины составляет 4 зачетных единицы, 144 часа.

№ п/п	Тема	Трудоемкость по видам учебной работы, час					Код компетенции	Оценочные средства
		Занятия лекционного типа	Практические занятия	Лабораторные занятия	Консультации	Самостоятельная работа		
1	Определение дебитов горизонтальных скважин по различным методикам	2	2			10	ПК-1; ПК-2.	Практическое задание.
2	Расчет дебита скважины с горизонтальным окончанием и наклонно - направленной с трещиной ГРП	2	2			10	ПК-1; ПК-2.	Практическое задание.
3	Расчет дебита многоствольной	2	2			10	ПК-1; ПК-2.	Практическое задание.

	скважины							
4	Расчет оптимальной сетки горизонтальных скважин и сравнительная эффективность их работы с вертикальными	2	2			10	ПК-1; ПК-2.	Практическое задание.
5	Расчет гидродинамических параметров пласта по методу Евченко В.С.	2	4			10	ПК-1; ПК-2.	Практическое задание.
6	Определение дебита горизонтальной скважины с трещинами ГРП, расположенной в анизотропном, полосообразном пласте	2	4			10	ПК-1; ПК-2.	Практическое задание.
7	Расчёт предельной безводной депрессии горизонтальной скважины	4	4			12	ПК-1; ПК-2.	Практическое задание.
8	Моделирование неустановившегося притока жидкости к горизонтальной скважине по двузонной схеме	2	4			12	ПК-1; ПК-2.	Практическое задание.
Итого		18	24			84	—	

5 Образовательные технологии, используемые при различных видах учебной работы

№ темы	Образовательная технология
1-8	Дистанционные технологии
1-8	Интерактивные технологии
1-8	Информационные технологии
1-8	Технология традиционного обучения

6 Методические материалы по освоению дисциплины

Электронная информационно - образовательная среда представлена личным кабинетом, расположенным по ссылке <https://itport.ugrasu.ru>, электронной библиотечной системой <https://lib.ugrasu.ru>, электронным каталогом Научной библиотеки ЮГУ <https://irbis.ugrasu.ru> и системой дистанционного обучения.

Методические материалы для обучающихся представлены в электронном виде в системе Moodle по ссылке <http://eluniver.ugrasu.ru>.

Методические материалы для обучающихся из числа инвалидов и лиц с ОВЗ предоставляются в формах, адаптированных к ограничениям их здоровья и восприятия информации.

6.1 Методические указания к занятиям лекционного типа

Написание конспекта лекций: кратко, схематично, последовательно фиксировать основные положения, выводы, формулировки, обобщения; помечать важные мысли, выделять ключевые слова, термины. Проверка терминов, понятий с помощью энциклопедий, словарей, справочников с выписыванием толкований в тетрадь. Обозначить вопросы, термины, материал, который вызывает трудности, пометить и попытаться найти ответ в рекомендуемой литературе. Если самостоятельно не удастся разобраться в материале, необходимо сформулировать вопрос и задать его научно-педагогическому работнику на консультации, на практическом занятии.

6.2 Методические указания к практическим занятиям

Целью практических занятий является закрепление теоретических знаний и приобретение практических умений и навыков. Методические рекомендации по каждой практической работе имеют теоретическую часть, подготовленную отдельно, или указание на источник, необходимый для подготовки к соответствующему практическому занятию, с необходимыми для выполнения работы формулами, пояснениями, таблицами и графиками; алгоритм выполнения заданий. Практические задания сочетаются с теоретическими знаниями. Проведению практического занятия как правило предшествует самостоятельная работа обучающегося.

6.3 Методические указания к самостоятельной работе

В рамках самостоятельной работы обучающийся знакомится с рабочей программой, особое внимание должно уделяться целям и задачам, структуре и содержанию дисциплины. Анализируется конспект лекций, ведется подготовка ответов к контрольным вопросам, просматривается рекомендуемая литература, используются аудио-видеозаписи по заданной теме, решаются расчетно-графические задания, задачи по алгоритму и др.

7 Оценочные материалы для текущего контроля успеваемости, промежуточной аттестации по итогам освоения дисциплины, учебно-методическое обеспечение самостоятельной работы обучающихся.

Текущий контроль успеваемости обеспечивает оценивание хода освоения дисциплин (модулей). Для осуществления процедуры текущего контроля успеваемости обучающихся НПП создаются оценочные материалы (фонды оценочных средств), позволяющие оценить достижение запланированных результатов обучения и уровень сформированности компетенций.

Промежуточная аттестация обучающихся производится в дискретные временные интервалы НПП, обеспечивающими реализацию дисциплины в форме: экзамены.

Учебно-методическое обеспечение самостоятельной работы обучающихся предполагает предоставление студентам методических рекомендаций по изучению дисциплины, учитывающих особенности ее построения, освоения, преподавания и представлено как электронный учебно-методический комплект документов по дисциплине, размещено в системе управления обучением «Moodle» (сайт Университета по ссылке <http://eluniver.ugrasu.ru>) и/или в других системах управления обучением электронной информационно-образовательной среды Университета.

Обучение и контроль обучающихся из числа инвалидов и лиц с ограниченными возможностями здоровья при необходимости осуществляется с использованием специальных методов обучения и дидактических материалов, составленных с учетом особенностей психофизического развития, индивидуальных возможностей и состояния здоровья таких обучающихся (обучающегося).

Учебно-методические материалы для самостоятельной работы обучающихся из числа инвалидов и лиц с ограниченными возможностями здоровья предоставляются в формах, адаптированных к ограничениям их здоровья и восприятия информации.

7.1 Технологическая карта дисциплины 8-й семестр

№ п/п	Название темы	Максимальное количество баллов
Обязательный уровень (текущая аттестация)		
1	Определение дебитов горизонтальных скважин по различным методикам	8
2	Расчет дебита скважины с горизонтальным окончанием и наклонно - направленной с трещиной ГРП	8
3	Расчет дебита многоствольной скважины	8
4	Расчет оптимальной сетки горизонтальных скважин и сравнительная эффективность их работы с вертикальными	10
5	Расчет гидродинамических параметров пласта по методу Евченко В.С.	10
6	Определение дебита горизонтальной скважины с трещинами ГРП, расположенной в анизотропном, полосообразном пласте	10
7	Расчёт предельной безводной депрессии горизонтальной скважины	8
8	Моделирование неустановившегося притока жидкости к горизонтальной скважине по двузонной схеме	8
		70
Обязательный уровень (промежуточная аттестация)		
9	Экзамены	30
		30
Итого		100
Дополнительный уровень		
10	Новая работа	0
11	Участие в международных и/или всероссийских научных конференциях	15
		15

Шкала оценивания результатов по балльной системе (экзамены):

Критерии выставления оценки при промежуточной аттестации:

Отлично с 83 по 100 баллов;

Хорошо с 68 по 82 балла;

Удовлетворительно с 50 по 67 баллов;

Неудовлетворительно с 0 по 49 баллов.

7.2 Примерный комплект практических заданий

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Югорский государственный университет»
Индустриальный институт
Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ

по дисциплине: «Особенности разработки месторождений нефти
горизонтальными скважинами»
для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
очно-заочной формы обучения

Нефтеюганск, 2026

Методические указания к практическим занятиям по дисциплине: «Особенности разработки месторождений нефти горизонтальными скважинами» для студентов очно-заочной формы обучения по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело» /сост. Янукян А.П.; ЮГУ, Индустриальный институт . – 29с.

Методические указания разработал:

Янукян Арам Погосович
доцент, к.э.н

(подпись)

Практическое занятие №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_2 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	$P_{заб}$	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,

$$Q_e = \frac{2\pi k_h h \Delta P}{\mu_n B_0 \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - 0.25L^2}}{0.5L} \right) + \left(\frac{\chi h}{L} \right) \ln \left(\frac{\chi h}{2r_c} \right) \right]}$$

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 443 \cdot 10^{-15} \cdot 5,5 \cdot (17,5 \cdot 10^6 - 14,5 \cdot 10^6)}{0,00112 \cdot 1,2 \cdot \left[\ln \left(\frac{313,3 + \sqrt{313,3^2 - 0.25 \cdot 250^2}}{0,5 \cdot 250} \right) + \left(\frac{2,84 \cdot 5,5}{250} \right) \ln \left(\frac{2,84 \cdot 5,5}{2 \cdot 0,1} \right) \right]} = 0,0171 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

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

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

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

Фильтрационное сопротивление, определяемое по формуле 1.3:

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

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

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

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

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

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:

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

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

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

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

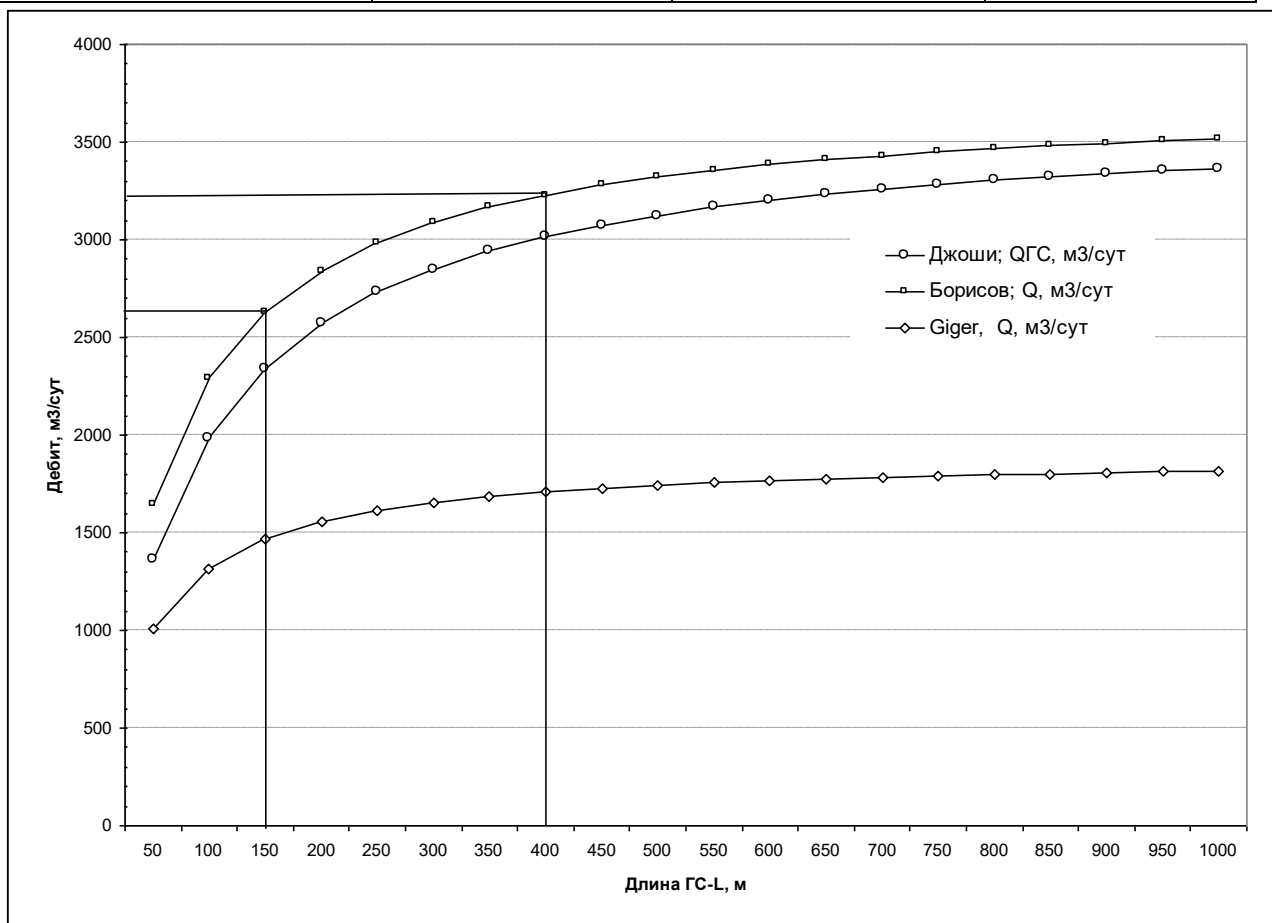


Рисунок 1.1 – Зависимость изменения дебита скважины от длины горизонтального участка

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

Вар. р.	Длина ГС, м	h нн, м	Kh, мД	Kv, мД	Вязкость, мПа*с	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Радиус скв, м	Rk,м
1	850	23	443	определяется 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

Практическое занятие №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, m^2	k_h	m^2	$443 \cdot 10^{-15}$
Проницаемость по вертикали, m^2	k_v	m^2	определить лабораторным путем
Вязкость нефти	μ_n	Па·с	0,00112
Пластовое давление	$P_{пл}$	Па	$17,5 \cdot 10^6$
Забойное давление	$P_{зab}$	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	m^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:

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

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

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

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:

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

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

$$Q_0 = 0,00612 \cdot 86400 \approx 553,8 \text{ м}^3 / \text{сут.}$$

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.

Дано:

Наименование параметра	Условное обозначение	Единицы измерения (СИ)	Значение
Длина горизонтального участка	l	м	300
Проницаемость по горизонтали, m^2	k_h	m^2	$147 \cdot 10^{-15}$
Проницаемость по вертикали, m^2	k_v	m^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	$(m^2 \cdot m)/(Па \cdot с)$	$2,93 \cdot 10^{-10}$
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.:

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

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

$$= 0.074 \text{ м}^3/\text{сут}$$

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

Практическое занятие №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

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

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

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 $n_{\text{сл}} = 2, 4, 8$ для варианта $h = 10$, $h_{\text{общ}} = 20$, $2\sigma_n = 2\sigma = L = 150$

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

Фильтрационные сопротивления

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

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

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

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

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

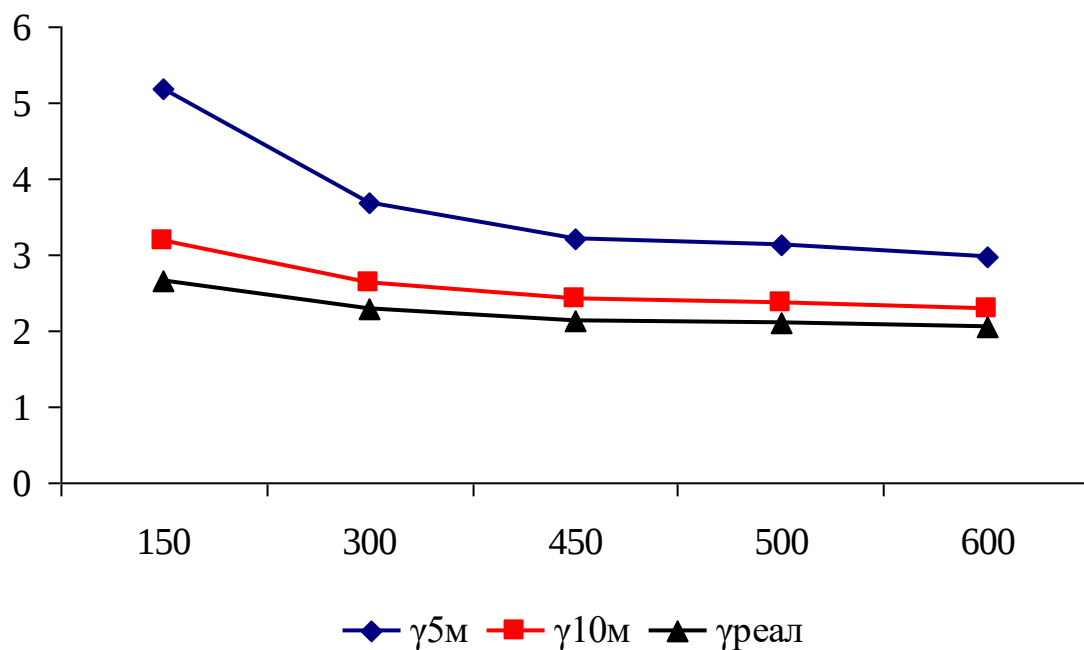


Рисунок 4.1 – Отношение дебитов к выбранной сетке скважин

Общий дебит нефтяной площади

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

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

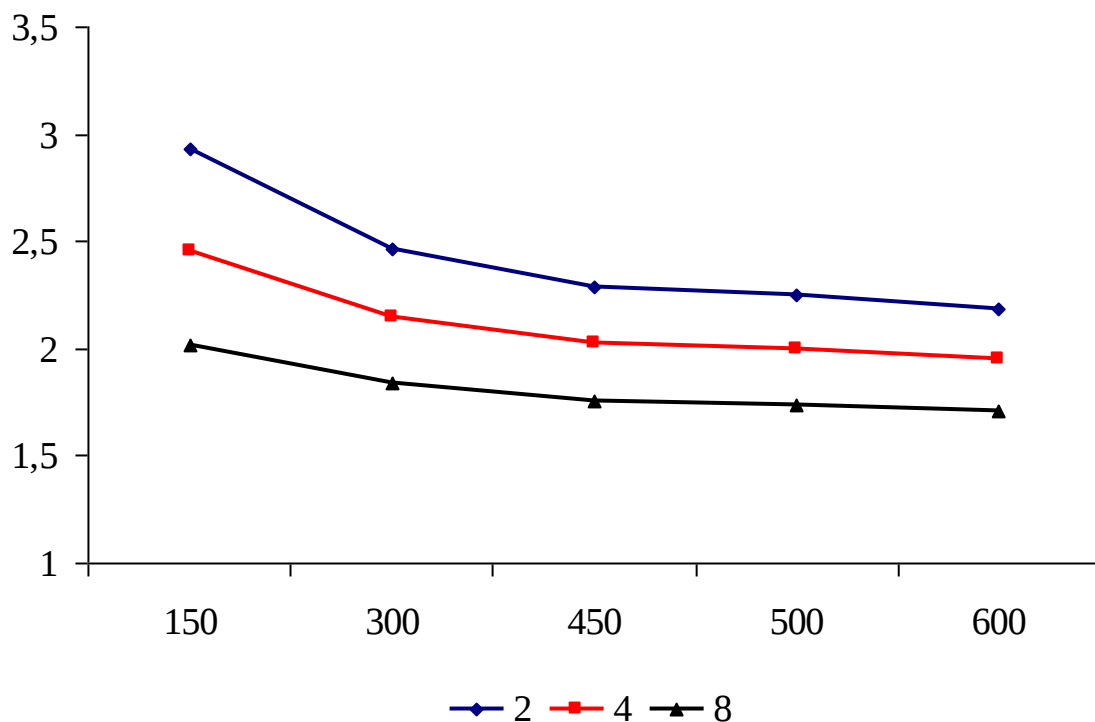


Рисунок 4.2 – Отношения дебитов горизонтальных и вертикальных скважин к выбранной сетке скважин с учетом нескольких проницаемых нефтяных пластов

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.

Практическое занятие №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

$K_x = 443 \text{ мД}$

$K_y =$ определить лабораторным путем.

$h = 6 \text{ м}$

$K_{\text{прод}} = 61,6 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$

$l_0 = 0,3$

$r_0 = 0,005$

$m = 20$

$b = 4$

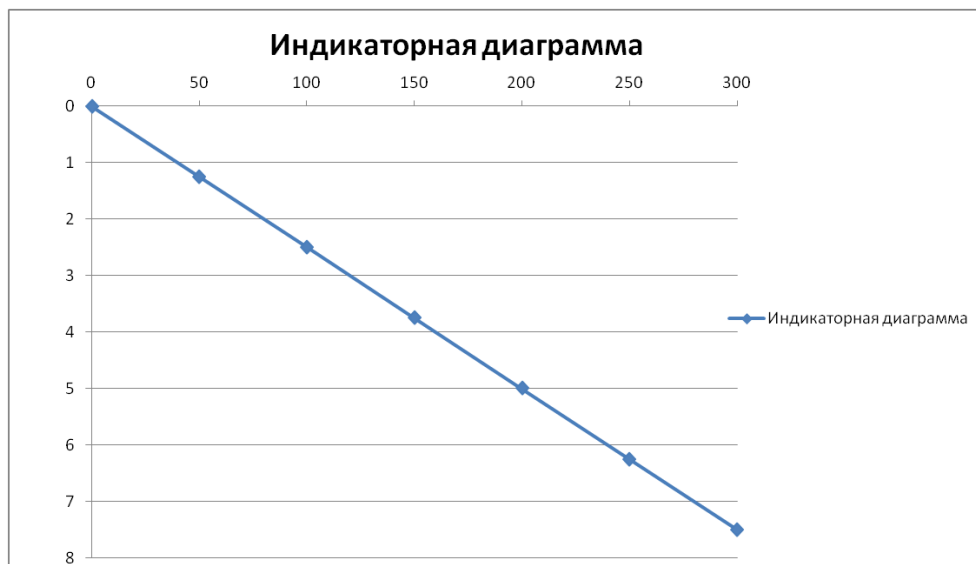
Проницаемость по вертикали определить с использованием установки «Эпрон-2000». Группа студентов разделяется на подгруппы, каждая подгруппа получает свой керн для определения проницаемости.

Данные о дебите скважины

$Q \text{ м}^3/\text{сут}$	$P_{\text{пл}}, \text{ Па}$	$P_{\text{заб}}, \text{ Па}$
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)



$$K_{npod} = Q_2 - Q_1 / P_2 - P_1 \quad (5.1)$$

$$K_{npod} = (450 - 200) / (8\,929\,000 - 3\,247\,000) = 0,0000616 \text{ м}_3/\text{сут} \cdot \text{Па}$$

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

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

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

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

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

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

5) Определяем гидропроводность пласта

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

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

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

Практическое занятие №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	r_c	м	0,1

скважины			
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

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

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

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.

Практическое занятие №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	кг/м ³	742
Плотность воды	ρ_v	кг/м ³	992
Вязкость дегазированной нефти	μ_d	Па·с	$4,8 \cdot 10^{-3}$
Давление насыщения	$P_{нас}$	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 пласта

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

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 $\bar{h}$

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

где R – радиус контура скважины, м;

h – мощность пласта, м;

χ – коэффициент анизотропии пласта

$$\rho_0 = \frac{250}{1.64 \cdot 18.9} = 8.0$$
$$\eta = \frac{b}{h} \quad (7.4)$$

где b – нефтенасыщенная толщина пласта, м;

h – мощность пласта, м

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

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, $\text{Па} \cdot \text{с}$

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

$$Q_0 = \frac{2\pi \cdot k \cdot h^2 \cdot g \cdot \Delta p}{\eta} = \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 0.27 \cdot 10^{-12} \cdot 18.9^2 \cdot 9.81 \cdot 250}{0.92 \cdot 10^{-3}} = 139.5 \text{ м}^3 / \text{сут} \quad (7.9)$$

7 Определим предельный безводный дебит

$$Q_{i\partial} = Q_0 \cdot q \cdot (\rho_0 \cdot \eta) \quad (7.10)$$

где Q_0 – дебит скважины, м³/сут;

$q(\rho_0, h)$ – безразмерный дебит

$$Q_{np} = Q_0 \cdot q \cdot (\rho_0 \cdot \eta) = 139.5 \cdot 0.14 = 19.53 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

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

$$\Psi(\rho_0 \cdot \eta) = \Psi(8; 0.243) = 2.04 \quad (7.11)$$

9 Определим фильтрационное сопротивление

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

где 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

$$\Delta \varepsilon(\rho_0, \eta) = \Delta \varepsilon(8; 0.243) = 1.05 \quad (7.14)$$

11 Определим безразмерную депрессию

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

где ε_0 – фильтрационное сопротивление

$\Delta \varepsilon$ – дополнительное фильтрационное сопротивление

$q(\rho_0, h)$ – безразмерный дебит

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

12 Определим предельную депрессию

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

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

g – ускорение свободного падения, м/с²

h_0 – мощность пласта

Δp – разность плотностей воды и нефти, кг/м³

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

Практическое занятие №8 – Моделирование неустановившегося притока жидкости к горизонтальной скважине по двузонной схеме

$$k_{xy} = 36 \text{ мД};$$

k_z = определить лабораторным путём;

t – время с начала пуска, с;

$$h = 8 \text{ м};$$

$$m=0,18$$

$$R_k=330\text{м}$$

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

$$\mu=4 \text{ мПа}\cdot\text{с};$$

$$L=300\text{м}$$

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

$$\beta^* = m\beta_{жс} + (m-1)\beta_c - \text{упругость пласта.}$$

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)

$$Q(t) = \frac{5}{8 \cdot \lambda^{1,34}} \cdot \left(\frac{k_z \cdot t}{\beta^* \cdot \mu \cdot h^2} \right)^{\frac{5}{8} \cdot \lambda + 0,223} \cdot \frac{k_{xy} \cdot L}{\mu} \cdot \left[P_0 - \frac{1}{\beta^*} \cdot \ln \left(\frac{V}{V + \int_0^t Q(t) dt} \right) - p(t) \right]$$

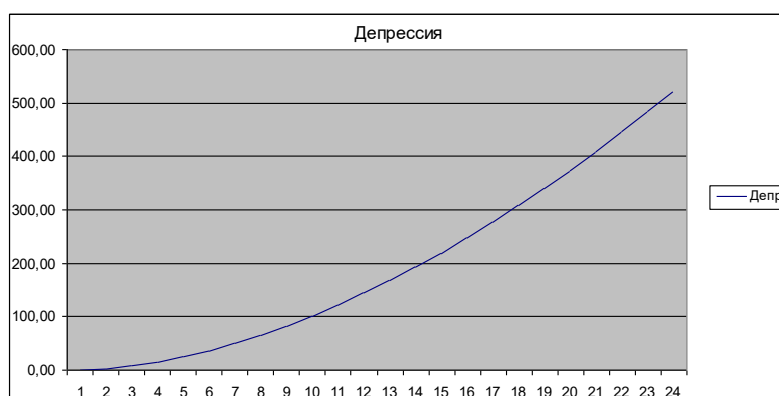
$$Q(t) = 4,12 \cdot \left(\frac{147 \cdot 10^{-15} \cdot 8640}{4 \cdot 0,98 \cdot 10^{-3} \cdot 64} \right)^{0,38} \cdot \frac{36 \cdot 10^{-15} \cdot 300}{0,98 \cdot 10^{-3}} \times \\ \times \left(23,1 \cdot 10^6 - \frac{1}{4} \cdot \ln \frac{2,7 \cdot 10^5}{2,7 \cdot 10^5 - 0,042} - 16 \cdot 10^6 \right) = 7212,3 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

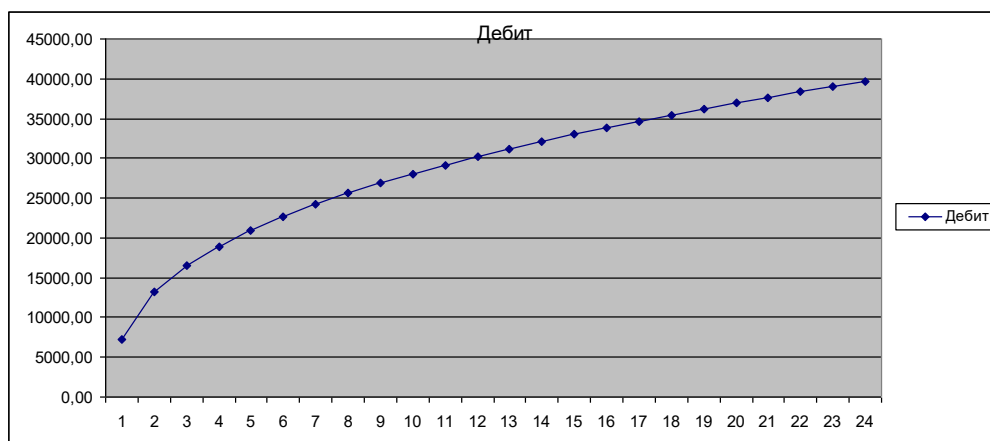
5. Рассчитаем изменение забойного давления от времени:

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

$$\Delta p(t) = \frac{0,98 \cdot 10^{-3} \cdot 0,042}{147 \cdot 10^{-15} \cdot 300} \cdot 4,12 \cdot \left(\frac{36 \cdot 10^{-15} \cdot 8640}{4 \cdot 0,98 \cdot 10^{-3} \cdot 8} \right)^{0,38} \cdot 10^{-6} = 0,53 \text{ МПа}$$

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.

7.3 Примерный список вопросов, включенных в экзаменационные билеты

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение

высшего образования

«Югорский государственный университет»

Индустриальный институт

Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Вопросы для промежуточной аттестации (экзамен)

1. История возникновения горизонтального бурения

2. Проблемы строительства горизонтальных скважин
3. Сравнительная оценка эффективности строительства горизонтальных скважин
4. Перспективы строительства горизонтальных скважин
5. Понятие о горизонтальных скважинах
6. Определение притока к совершенной и несовершенной ГС
7. Требования к конструкции и внутрискважинному оборудованию горизонтальных скважин
8. Первичное и вторичное вскрытие, освоение горизонтальных скважин
9. Назначение и разновидность исследований горизонтальных скважин
10. Области фильтрации флюидов к горизонтальному стволу скважины
11. Цель проведения ГРП в горизонтальной скважине
12. Ориентация трещин ГРП в пределах продуктивного пласта
13. Технологии проведения ГРП в горизонтальных скважинах; многостадийный ГРП проводимый по шаровой технологии; бесшаровые технологии многостадийного ГРП
14. Критерии выбора горизонтальных скважин-кандидатов для проведения ГРП
15. Расчет дебита горизонтальной скважины после ГРП
16. Методики Борисова Ю.П., Пилатовского В.П., Табакова В.П., Григулецкого В.Г., Никитина Б.А. для определения дебитов многозабойных скважин
17. Типовые профили многоствольных горизонтальных скважин
18. Основные объекты применения многоствольных горизонтальных скважин
19. Преимущества и недостатки многоствольных горизонтальных скважин
20. Математические методики расчета моделирования МГС
21. Основные объекты применения многоствольных горизонтальных скважин.
- Схемы размещения горизонтальных скважин
22. 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
23. Основные факторы определяющие успешность проведения ПГИ в скважинах с горизонтальным окончанием (профиль скважины, оборудование заканчивания горизонтального участка, приток, состояние призабойной зоны скважины)
24. Оборудование, используемое при проведении ПГИ в ГС
25. Параметры, определяемые по результатам ПГИ нефтяных горизонтальных скважинах
26. Задачи гидродинамических методов исследования горизонтальных скважин.
27. Развитие трещины гидроразрыва вдоль ствола ГС
28. Развитие трещины гидроразрыва перпендикулярно стволу ГС
29. Дебит горизонтальной скважины с поперечными и продольными трещинами
- ГРП
30. Ориентация трещин ГРП в пределах продуктивного пласта;
31. Технологии проведения ГРП в горизонтальных скважинах
32. Виды притока к продольным и поперечным трещинам ГРП.
33. Задачи определения предельных безводных, безгазовых дебитов и депрессии для скважин с горизонтальным окончанием
34. Способы снижения скорости конусообразования воды, газа;
35. Причины конусообразования воды, газа при разработке нефтегазовых залежей, залежей с подошвенной водой
36. Формирование зоны отбора в окрестности горизонтального ствола
37. Снижение среднего пластового давления вследствие роста накопленного отбора жидкости
38. Виды притока жидкости к горизонтальным скважинам

39. Отличия стационарного и нестационарного притоков жидкости к ГС
40. Область дренирования горизонтальных скважин
41. Влияние расположения горизонтальных скважин на их дебиты
42. Зависимость дебита скважины от ее геометрических свойств
43. Зависимости дебита горизонтальной скважины от: времени, фильтрационно-ёмкостных параметров пласта,
44. Зависимости дебита горизонтальной скважины от: длины и радиуса контура питания, кривизны горизонтального ствола
45. Безразмерная функция изменения дебита от «второстепенных» ФЕС и условий вскрытия пласта.

8 Материально-техническое и учебно-методическое обеспечение дисциплины

8.1 Перечень учебной литературы

Наименование печатных и (или) электронных учебных изданий, методические издания, периодические издания по всем входящим в реализуемую образовательную программу учебным предметам, курсам, дисциплинам (модулям) в соответствии с рабочими программами дисциплин, модулей, практик		Количество экземпляров	Обеспеченность студентов учебной литературой (экземпляров на одного студента)
Электронные учебные издания, имеющиеся в электронном каталоге электронно-библиотечной системы	Демиденко, А. И. Горизонтально-направленное бурение : учебное пособие / А. И. Демиденко, Д. С. Семкин. - Омск : СибАДИ, 2024. - 78 с.	1	1
	Голик, Владимир Иванович. Разработка месторождений полезных ископаемых : Учебное пособие / В. И. Голик. - 1. - Москва : ООО "Научно-издательский центр ИНФРА-М", 2024. - 136 с.	1	1
	Линник, Владимир Юрьевич. Строительство скважин для добычи нефти и газа : Учебник / В. Ю. Линник, Ю. Н. Линник, В. Я. Афанасьев. - 1. - Вологда : Инфра-Инженерия, 2025. - 336 с.	1	1
	Зайцев, В. И. Бурение скважин в сложных горно-геологических условиях : учебное пособие / В. И. Зайцев. - Иркутск : ИРНИТУ, 2022. - 258 с.	1	1

8.2 Современные профессиональные базы данных, информационные справочные и электронно-библиотечные системы

№	Ссылка на информационный ресурс	Наименование ресурса в электронной форме	Доступность
Электронно-библиотечные системы			
1	https://dlib.eastview.com	База данных «Ивис»	Авторизованный доступ
2	https://urait.ru	Образовательная платформа Юрайт	Авторизованный доступ
3	http://www.iprbookshop.ru	ЭБС IPR SMART	Авторизованный доступ

4	http://znanium.com	ЭБС «Znanium»	Авторизованный доступ
5	https://e.lanbook.com	ЭБС «Лань»	Авторизованный доступ
6	https://lib.rucont.ru	ЭБС «Рукопт»	Авторизованный доступ
7	https://ldiss.rsl.ru	Электронная библиотека диссертаций РГБ	Авторизованный доступ
Информационные справочные системы			
8	http://www.consultant.ru/	СПС КонсультантПлюс	Авторизованный доступ
Профессиональные базы данных			
9	https://ugrasu.dc-ipk.ru/docs/	Информационно-справочная система Техэксперт	Авторизованный
10	http://elibrary.ru	Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU	Авторизованный доступ

8.3 Перечень лицензионного и свободно распространяемого программного обеспечения, используемого при осуществлении образовательного процесса по дисциплине, в том числе отечественного производства

MapInfo 2019;
MathType;
Mathcad;
Антивирус DrWeb;
КОМПАС-3D V18-19;
КОМПАС-3D V18-19;
Система ГАРАНТ;

8.4 Материально-техническое обеспечение дисциплины

8.4.1 Учебная аудитория лекционного типа

компьютер/ноутбук, проектор, экран, учебная мебель, учебная доска

8.4.2 Учебная аудитория для проведения практических занятий

учебная мебель, учебная доска

8.4.3 Учебная аудитория для самостоятельной работы

учебная мебель, компьютеры с выходом в интернет и доступом к электронной информационно-образовательной среде

8.4.4 Компьютерный класс

учебная мебель, учебная доска, компьютеры с доступом в Интернет

