

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
«05» 06 2019 г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

Наименование дисциплины:

направление подготовки:

направленность:

форма обучения:

**Основы разработки нефтяных и газо-
вых месторождений**

21.03.01 Нефтегазовое дело

**Эксплуатация и обслуживание объектов
добычи нефти**

очная/очно-заочная/заочная

Рабочая программа разработана в соответствии с утвержденным учебным планом от 09.02.2018 г. и требованиями ОПОП ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти к результатам освоения дисциплины Основы разработки нефтяных и газовых месторождений.

Рабочая программа рассмотрена
на заседании кафедры Нефтегазовое дело

Протокол № 15 от «6» 06 2019 г.

Заведующий кафедрой  Р.Д. Татлыев

СОГЛАСОВАНО:

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

«6» 06 2019 г.

Рабочую программу разработал:

доцент кафедры НД, к.э.н.  Янукян А.П.

1. Цели и задачи освоения дисциплины

Цель дисциплины «Основы разработки нефтяных и газовых месторождений»: приобретение знаний в области теоретических основ разработки нефтяных и газовых месторождений

Задачи дисциплины:

- научить обучающихся верно выбирать режимы работы нефтегазопромыслового оборудования;
- развитие у обучающихся умений планировать геолого-технические мероприятия с целью увеличения компонентоотдачи месторождений углеводородов;
- обучить качественно и на должном уровне планировать, проводить и интерпретировать полученные результаты исследований для дальнейшего использования при разработке нефтяных и газовых месторождений;
- развить у обучающихся навыки систематизации информации о технологических процессах нефтегазового производства;
- развить у обучающихся навыки работы с технической документацией
- закрепление, обобщение, углубление и расширение знаний, полученных при изучении базовых дисциплин, приобретение новых компетенций и формирование умений и навыков, необходимых для управления разработкой нефтяных и газовых месторождений и для последующей трудовой деятельности.

2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина относится к дисциплинам части, формируемой участниками образовательных отношений

Необходимыми условиями для освоения дисциплины являются:

знание:

- назначение и порядок осуществления основных технологических процессов нефтегазового производства;
- основные требования техники безопасности при проведении технологических процессов в области нефтегазового дела;
- основные нормативно – технические документы регламентирующие экологические, производственные и другие ограничения технологических процессов в области нефтегазового дела;

умение:

- осуществлять выбор и систематизацию информации о технологических процессах нефтегазового производства;
- выбирать режимы работы оборудования нефтяных и газовых месторождений.

владение:

- навыками систематизации информации о технологических процессах нефтегазового производства;
- навыками работы с технической документацией.

Содержание дисциплины «Основы разработки нефтяных и газовых месторождений» является логическим продолжением содержания дисциплин «Основы нефтегазопромыслового дела», «Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика».

3. Результаты обучения по дисциплине

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:

Таблица 3.1

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)
ПКС-1 способность осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-1.1 Осуществляет выбор и систематизацию информации о технологических процессах нефтегазового производства	Знать (З1): Назначение и порядок осуществления основных технологических процессов нефтегазового производства
		Уметь (У1): Осуществлять выбор и систематизацию информации о технологических процессах нефтегазового производства
		Владеть (В1): Навыками систематизации информации о технологических процессах нефтегазового производства
ПКС-4 Способность осуществлять оперативное сопровождение технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-4.4 Оперативное сопровождение технологических процессов в области нефтегазового дела	Знать (З2): Основные требования техники безопасности при проведении технологических процессов в области нефтегазового дела; основные нормативно – технические документы регламентирующие экологические, производственные и другие ограничения технологических процессов в области нефтегазового дела
		Уметь (У2): выбирать режимы работы оборудования нефтяных и газовых месторождений
		Владеть (В2): навыками работы с технической документацией

4. Объем дисциплины

Общий объем дисциплины составляет 3 зачетных единицы, 108 часов.

Таблица 4.1.

Форма обучения	Курс, семестр	Аудиторные занятия / контактная работа, час.				Самостоятельная работа, час.	Форма промежуточной аттестации
		Лекции	Практические занятия	Лабораторные занятия	контроль		
очная/очно-заочная/заочная	3/3/3	34/14/8	17/12/4	-	27/36/9	30/46/87	экзамен

5. Структура и содержание дисциплины

5.1. Структура дисциплины

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

Таблица 5.1.1

№ п/ п	Структура дисциплины		Аудиторные занятия, час.			СРС, час.	Всего, час.	Код ИДК	Оце- ноч- ные сред- ства
	Но мер раз- дела	Наименование раздела	Л.	Пр.	Ла б.				
1	1	Общая характеристика нефтяной залежи	4/2/1	2/1/1	-	8/10/12	14/13/14	ПКС-1.1	Тест, задачи
2	2	Технология и техника воздействия на залежи нефти	4/2/1	2/1/-	-	8/10/14	14/13/15	ПКС-1.1 ПКС-4.4	Тест, задачи
3	3	Подготовка скважин к эксплуатации	4/2/1	2/2/-	-	8/10/14	14/14/15	ПКС-1.1 ПКС-4.4	Тест, задачи
4	4	Уравнение материального баланса нефтяной залежи	4/2/1	2/2/1	-	8/10/14	14/14/16	ПКС-1.1 ПКС-4.4	задачи
5	5	Газовые месторождения и физические основы добычи газа	6/2/1	2/2/1	-	8/14/14	16/18/16	ПКС-1.1 ПКС-4.4	Тест
6	6	Режимы работы газовых залежей и подсчет запасов	6/2/1	3/2/-	-	8/14/14	17/18/15	ПКС-1.1 ПКС-4.4	задачи
7	7	Особенности разработки и эксплуатации газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождений	6/2/2	4/2/1	-	9/14/14	19/18/17	ПКС-1.1 ПКС-4.4	Тест, задачи
8	Экзамен							ПКС-1.1 ПКС-4.4	Билеты к экзамену
Итого:			34/14/8	17/12/4	-	57/82/96	108/108/108		

5.2. Содержание дисциплины.

5.2.1. Содержание разделов дисциплины (дидактические единицы).

Раздел 1. Общая характеристика нефтяной залежи

Понятие о нефтяной залежи; механизм использования пластовой энергии при добычи нефти; источники пластовой энергии; приток жидкости к нефтяной скважине; режимы разработки нефтяных месторождений

Раздел 2. Технология и техника воздействия на залежи нефти

Цели и методы воздействия; технология поддержания пластового давления закачкой воды; основные характеристики поддержания пластового давления закачкой воды; водоснабжение систем ППД; техника поддержания давления закачкой воды; оборудование кустовых насосных станций; технология и техника использования глубинных вод для ППД; поддержание пластового давления закачкой газа; методы теплового воздействия на пласт; техника закачки теплоносителя в пласт; внутрипластовое горение

Раздел 3. Подготовка скважин к эксплуатации

Конструкция оборудования забоев скважин; приток жидкости к перфорированной скважине; техника перфорации скважин; методы освоения скважин; освоение нагнетательных скважин

Раздел 4. Уравнение материального баланса нефтяной залежи

Определение коэффициентов извлечения нефти при различных режимах разработки нефтяной залежи, начальные геологические запасы нефти и методы их определения.

Раздел 5. Газовые месторождения и физические основы добычи газа

Залежи природного газа и их классификация; методы определения типа залежи по составу и фазовому состоянию; распределение давления в месторождениях и газовых скважинах; подсчет запасов газа по падению давления

Раздел 6. Режимы работы газовых залежей и подсчет запасов

Режимы газовых залежей; подсчет запасов газа, жидких углеводородов и сопутствующих компонентов; подсчет запасов газа объемным методом

Раздел 7. Особенности разработки и эксплуатации газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождений

Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления; разработка газоконденсатных месторождений без поддержания давления; разработка газоконденсатнонефтяных месторождений; компонентотдача месторождений природных газов

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	4/2/1	Общая характеристика нефтяной залежи
2	2	4/2/1	Технология и техника воздействия на залежи нефти
3	3	4/2/1	Подготовка скважин к эксплуатации
4	4	4/2/1	Уравнение материального баланса нефтяной залежи
5	5	6/2/1	Газовые месторождения и физические основы добычи газа
6	6	6/2/1	Режимы работы газовых залежей и подсчет запасов
7	7	6/2/2	Особенности разработки и эксплуатации газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождений
		34/14/8	

Практические занятия

Таблица 5.2.2

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема практического занятия
		ОФО/ ОЗФО/ ЗФО	
1	1	2/1/1	Общая характеристика нефтяной залежи
2	2	2/1/-	Технология и техника воздействия на залежи нефти
3	3	2/2/-	Расчет начальных запасов нефти и коэффициентов компонентоотдачи нефтегазовой залежи при различных режимах
4	4	2/2/1	Основы разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений с заводнением
5	5	2/2/1	Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов
6	6	3/2/-	Определение дебита газовой скважины
7	7	4/2/1	Определение запасов газа различными методами
Итого:		17/12/4	

Лабораторные работы

Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

Самостоятельная работа студента

Таблица 5.2.3

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема	Вид СРС
		ОФО/ ОЗФО/ ЗФО		
1	1	14/13/14	Общая характеристика нефтяной залежи	Подготовка к практическим занятиям. Подготовка к тесту.
2	2	14/13/15	Технология и техника воздействия на залежи нефти	Подготовка к практическим занятиям. Подготовка к тесту.
3	3	14/14/15	Подготовка скважин к эксплуатации	Подготовка к практическим занятиям. Подготовка к тесту.
4	4	14/14/16	Уравнение материального баланса нефтяной залежи	Подготовка к практическим занятиям
5	5	16/18/16	Газовые месторождения и физические основы добычи газа	Подготовка к практическим занятиям. Подготовка к тесту.
6	6	17/18/15	Режимы работы газовых залежей и подсчет запасов	Подготовка к практическим занятиям
7	7	19/18/17	Особенности разработки и эксплуатации газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождений	Подготовка к практическим занятиям. Подготовка к тесту.
Итого:		57/82/96		

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

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

6. Тематика курсовых работ/проектов

Курсовые работы/проекты учебным планом не предусмотрены.

7. Контрольные работы

Контрольные работы учебным планом не предусмотрены

8. Оценка результатов освоения дисциплины/модуля

8.1. Критерии оценивания степени полноты и качества освоения компетенций в соответствии с планируемыми результатами обучения приведены в Приложении 1.

8.2. Рейтинговая система оценивания степени полноты и качества освоения компетенций обучающихся очно-заочной формы обучения представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1

№ п/п	Виды мероприятий в рамках текущего контроля	Количество баллов
1 текущая аттестация		
1	Тест№1	0-10
2	Решение задач по темам №1, №2	0-20
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
2 текущая аттестация		
1	Тест№1	0-10
2	Решение задач по темам №3, №4	0-20
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
3 текущая аттестация		
	Тест№1	0-10
	Решение задач по темам №5,№6,№7	0-30
ИТОГО за вторую текущую аттестацию		0-40
ВСЕГО		100

9. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины/модуля

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. Материально-техническое обеспечение дисциплины

Помещения для проведения всех видов работы, предусмотренных учебным планом, укомплектованы необходимым оборудованием и техническими средствами обучения.

Таблица 10.1

№ п/п	Перечень оборудования, необходимого для освоения дисциплины/модуля	Перечень технических средств обучения, необходимых для освоения дисциплины/модуля (демонстрационное оборудование)
1	установка насыщения образцов керна; газовойпомерический пикнометр «Поромер»;	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
2	установка Эпрон-2000	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
3	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть

4	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
5	установка Эпрон-2000	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
6	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
7	установка Эпрон-2000	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть

10. 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!

11.2. Методические указания по подготовке к лабораторным работам.

Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

11.3. Методические указания по организации самостоятельной работы.

Самостоятельная работа обучающихся заключается в получении заданий (тем) у преподавателя для индивидуального освоения. Преподаватель на занятии дает рекомендации необходимые для освоения материала. В ходе самостоятельной работы обучающиеся должны выполнить типовые расчеты, подготовиться к выполнению экспериментов (исследований) и изучить теоретический материал по разделам. Обучающиеся должны понимать содержание выполненной работы (знать определения понятий, уметь разяснить значение и смысл любого термина, используемого в работе и т.п.).

11.4. Методические указания к выполнению практических работ по дисциплине: «Основы разработки нефтяных и газовых месторождений»

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

1.1. Определение изменения давления в пласте при упругом режиме

Задача 1.1. В неограниченном продуктивном пласте, насыщенном за контуром нефтеносности водой, обладающей вязкостью, примерно равной вязкости нефти, пущены в эксплуатацию одновременно две добывающие скважины с равными дебитами $q = 1,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$. Толщина пласта

и его проницаемость в нефтеносной части и за контуром нефтеносности одинаковы и составляют соответственно $h = 10$ м, $k = 0,15 \cdot 10^{-12}$ м². Упругоёмкости β_* как нефтяной, так и водоносной частей пласта одинаковы, причем $\beta_* = 21,3 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹, вязкость нефти $\mu_H = 1$ мПа·с.

Расстояние между скважинами $l = 500$ м.

Требуется определить, как изменяется давление в пласте по сравнению с начальным пластовым на середине расстояния между скважинами спустя 58 сут ($50 \cdot 10^5$ с) после пуска скважин.

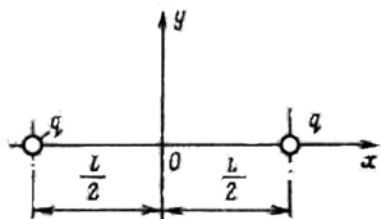


Рисунок 3.1 – Схема расположения скважин в бесконечном пласте

Решение. Вначале определяется пьезопроводность пласта по формуле

$$\alpha = \frac{k}{\mu_H \beta_*} = \frac{0,15 \cdot 10^{-12}}{1 \cdot 10^{-3} \cdot 21,3 \cdot 10^{-10}} = 0,07 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (1.1)$$

Согласно условию задачи, в пласте имеются два точечных стока, причём каждый из них – на расстоянии $l/2$ от начала координат и что $x = 0$, $y = 0$. Тогда формула для определения изменения давления в пласте будет иметь вид:

$$\Delta p_{l/2} = -\frac{q\mu_H}{2\pi kh} Ei\left(-\frac{l^2}{16\alpha t}\right). \quad (1.2)$$

При $t = 50 \cdot 10^5$ с значение

$$z = \frac{l^2}{16\alpha t} = \frac{25 \cdot 10^4}{16 \cdot 0,07 \cdot 50 \cdot 10^5} = 0,045.$$

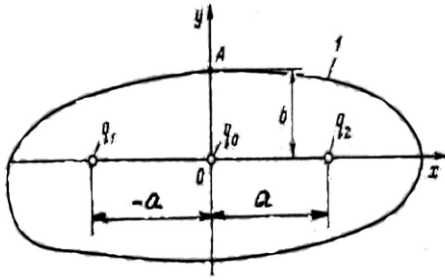
Таким образом, $z \ll 1$. В этом случае можно пользоваться асимптотической формулой для функции $-Ei(-z)$ в виде

$$-Ei(-z) = -0,5772 - \ln z. \quad (1.3)$$

При $z = 0,045$ получаем

$$\begin{aligned} \Delta p_{l/2} &= -\frac{q\mu_H}{2\pi kh} (0,5772 + \ln 0,045) = -\frac{1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 10^{-3}}{6,28 \cdot 0,15 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot (0,5772 + \ln 0,045) = \\ &= 0,401 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Задача 1.2. Для условий, приведённых в задаче 3.1.1, но с учётом данных рисунка 3.2 определить изменение давления в точке А, расположенной на условном контуре нефтеносности на расстоянии $b = 250$ м от оси x . При этом $a = |-a| = 500$ м, $t = 125,28 \cdot 10^5$ с = 145 сут, $q_0 = q_1 = q_2 = 1,5 \cdot 10^{-3}$ м³/с.



1 – условный контур нефтеносности
 Рисунок 3.2 – Схема нефтяного месторождения с тремя точечными стоками

Решение. Для приближенного прогнозирования изменения давления $p_{\text{кон}} = p_{\text{кон}}(t)$ можно считать, что месторождение вводится в разработку в момент времени $t = 0$ с некоторым постоянным дебитом $q_{\text{ж}}$. За контурное давление $p_{\text{кон}}(t)$ условно принимается давление в точке А, расположенной на расстоянии b от оси x . Для приближенного расчета изменения во времени давления $p_{\text{кон}}(t)$ принимается: считается, что отбор жидкости из всех скважин нефтяного месторождения $q_{\text{ж}}$ заменяется отбором из трех, пяти или другого числа n точечных стоков с дебитом q_i , так что

$$q_{\text{ж}} = \sum_1^n q_i. \quad (1.4)$$

Пусть, например, согласно рисунку 3.2

$$q_{\text{ж}} = q_0 + q_1 + q_2. \quad (1.5)$$

Точечный сток q_0 расположен в начале координат, а стоки q_1 и q_2 — слева и справа от него на расстояниях соответственно — a и a . Тогда выражение для приближенного определения изменения давления во времени в любой точке пласта на расстоянии $r = \sqrt{x^2 + y^2}$ от начала координат:

$$\begin{aligned} \Delta p(t) = p_{\infty} - p(t) = & -\frac{q_0 \mu}{4\pi k h} Ei\left(-\frac{r^2}{4\alpha t}\right) - \frac{q_1 \mu}{4\pi k h} Ei\left[-\frac{(x-a)^2 + y^2}{4\alpha t}\right] - \\ & - \frac{q_2 \mu}{4\pi k h} Ei\left[-\frac{(x+a)^2 + y^2}{4\alpha t}\right]. \end{aligned} \quad (1.6)$$

Из (3.6) получается формула для определения изменения давления в точке А (см. рисунок 3.2).

$$\Delta p_{\text{кон}}(t) = p_{\infty} - p_{\text{кон}}(t) = -\frac{q_0 \mu}{4\pi k h} Ei\left(-\frac{b^2}{4\alpha t}\right) - \frac{(q_1 + q_2) \mu}{4\pi k h} Ei\left(-\frac{a^2 + b^2}{4\alpha t}\right). \quad (1.7)$$

Рассчитываются значения параметров

$$z_1 = \frac{b^2}{4\alpha t} = \frac{0,625 \cdot 10^5}{4 \cdot 0,07 \cdot 125,28 \cdot 10^5} = 0,018,$$

$$z_2 = \frac{a^2 + b^2}{4\alpha t} = \frac{(2,5 + 0,625) \cdot 10^5}{4 \cdot 0,07 \cdot 125,28 \cdot 10^5} = 0,089.$$

Таким образом, $z_1 \ll 1$ и $z_2 \ll 1$. Поэтому используется асимптотическая формула для функции $-Ei(-z)$ в виде (3.3) и для соответствующих значений z_1 и z_2 :

$$\begin{aligned} \Delta p_{\text{кон}}(t) = & -\frac{q_0 \mu}{4\pi k h} (0,5772 + \ln 0,018) - \frac{(q_1 + q_2) \mu}{4\pi k h} (0,5772 + \ln 0,089) = \\ = & -\frac{q_0 \mu}{4\pi k h} (3 \cdot 0,5772 + \ln 0,018 + 2 \ln 0,089), \end{aligned}$$

$$\Delta p_{кон}(145) = -\frac{1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 10^{-3}}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,15 \cdot 10^{-12} \cdot 10} (1,7316 - 1,7447 - 4,8328) =$$

$$= 0,386 \text{ МПа.}$$

Задача 1.3. В процессе освоения месторождения при пробной эксплуатации в работу включаются 3 добывающих скважины одновременно (после подключения к «Спутнику» и временной системе сбора). Требуется рассчитать понижение давления в скважине - пьезометре в точке А (законтурной, вскрывшей водонасыщенный коллектор). Размещение скважин показано на рис. 3.3.

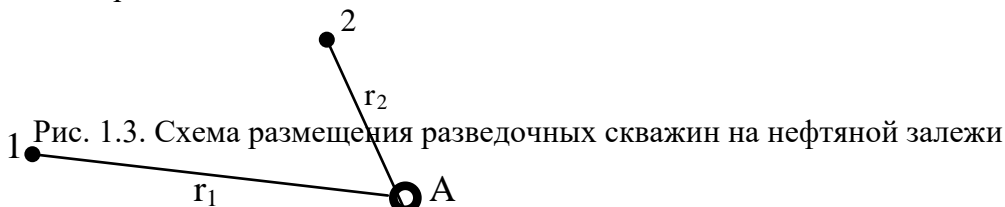


Рис. 1.3. Схема размещения разведочных скважин на нефтяной залежи

Расстояния между скважинами:
 $r_1=2000 \text{ м};$
 $r_2=1500 \text{ м};$
 $r_3=1700 \text{ м};$

Пласт принимается условно однородным со следующими параметрами:

$h_{нн}=h_{раб}=15 \text{ м}; k=500 \text{ мд} (0,5 \text{ мкм}^2).$

Пьезопроводность пласта $a=50000 \text{ см}^2/\text{сек}$. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n^{nl}=2 \text{ сПз} (2 \text{ мПа/с}).$

Скважины работают на установившихся режимах $q_1=50 \text{ м}^3/\text{сут}; q_2=80 \text{ м}^3/\text{сут}; q_3=40 \text{ м}^3/\text{сут}.$

Решение. Для расчета используем основную формулу упругого режима (одно из решений уравнения пьезопроводности):

$$\Delta P(r, t) = \frac{\mu}{4\pi Kh} \left\{ q_1 \left[-E_i \left(-\frac{r_1^2}{4\alpha t} \right) \right] + q_2 \left[-E_i \left(-\frac{r_2^2}{4\alpha t} \right) \right] + q_3 \left[-E_i \left(-\frac{r_3^2}{4\alpha t} \right) \right] \right\}, \quad (1.8)$$

где $-Ei(-x)$ – интегральная показательная функция, значения которой табулированы в математических справочниках.

Вычислим для каждой скважины аргументы функции:

$$\frac{r_1^2}{4\alpha t} = \frac{2000 \cdot 100 \cdot 2000 \cdot 100}{4 \cdot 500000 \cdot 4 \cdot 365 \cdot 86400} = 0,0016$$

$$\frac{r_2^2}{4\alpha t} = \frac{1500 \cdot 100 \cdot 1500 \cdot 100}{4 \cdot 500000 \cdot 4 \cdot 365 \cdot 86400} = 0,009$$

$$\frac{r_3^2}{4\alpha t} = \frac{1700 \cdot 100 \cdot 1700 \cdot 100}{4 \cdot 500000 \cdot 4 \cdot 365 \cdot 86400} = 0,012$$

Значения функции $-Ei(-x)$ по вычисленным значениям аргументов определим из приведенной таблицы (используя метод пропорциональных отрезков для промежуточных значений аргумента).

Таблица 1.1.

Таблица значений интегральной показательной функции

Значение аргумента, x	Значение функции $-Ei(-x)$
-------------------------	----------------------------

0,000	∞
0,005	4,73
0,010	4,04
0,015	3,64
0,020	3,35

Для трех скважин (по порядку нумераций) значения функции приближенно составляет:

$$-Ei(-0,016) \approx 5,0$$

$$-Ei(-0,09) \approx 4,1$$

$$-Ei(-0,012) \approx 3,8$$

Тогда общее понижение давления в скважине – пьезометре (в т. А) составляет:

$$\Delta P(t) = \frac{2 \cdot 11,57}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,5 \cdot 1500} (50 \cdot 5 + 80 \cdot 4,1 + 40 \cdot 3,8) = \frac{2 \cdot 11,57 \cdot 722}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,5 \cdot 1500} = \frac{16708}{9420} = 1,77 \text{ ат} (0,18 \text{ МПа})$$

Примечание: в формулу (3.6) принципиально можно ввести уточнения за счет неодновременного пуска скважин в эксплуатацию (добуривание), а также непостоянство дебитов скважин (что имеет место на практике).

Задача 1.4. Между двумя параллельными сбросами 1 и 1' находится нефтяная залежь 2 (рисунок 3.4), за пределами которой расположена бесконечно простирающаяся водоносная область. Стрелками показан приток воды из законтурной области. Ширина залежи $b = 2500$ м, толщина пласта $h = 10$ м, проницаемость водоносной области $k = 0,15 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, $\alpha = 0,07 \text{ м}^2/\text{с}$, вязкость законтурной воды $\mu = 1 \text{ МПа}\cdot\text{с}$. Отбор жидкости из залежи нарастает следующим образом:

$$q = \alpha t$$

При этом $\alpha = 0,298 \text{ м}^3/\text{сут}^2$.

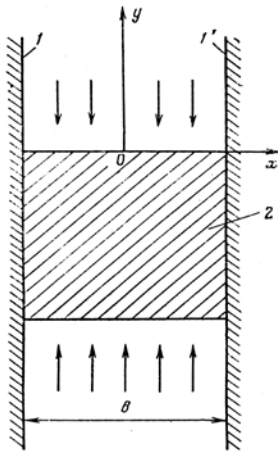


Рисунок 1.4 – Схема залежи, ограниченной прямолинейно-параллельными границами

1, 1' - непроницаемые границы сбросов;
2 - нефтяная залежь.

Требуется определить изменение давления на контуре нефтеносности $\Delta p_{\text{кон}}$, т. е. при $y = 0$ (см. рисунок 3.4), по сравнению с начальным пластовым давлением через $t_1 = 183$ сут, $t_2 = 730$ сут и $t_3 = 3650$ сут после начала разработки залежи.

Решение. В соответствии с условием задачи рассматривается приток воды к нефтяной залежи из прямолинейной бесконечно простирающейся законтурной области пласта.

Изменение давления на границе $y = 0$ прямолинейного полубесконечного пласта определяется с учётом того, что к нефтяной залежи притекает вода с дебитом $q/2$ с каждой стороны и отбор жидкости из залежи нарастает по закону $q = \alpha t$.

В этом случае используется интеграл Дюамеля, преобразованный к виду:

$$\Delta p_{\text{кон}}(t) = \frac{\alpha \mu K^{1/2}}{2\pi^{1/2} b k h} \int_0^t (t - \tau)^{1/2} d\tau = \frac{\alpha \mu K^{1/2} t^{3/2}}{3\pi^{1/2} b k h}. \quad (1.9)$$

При $t_1 = 183 \text{ сут} = 15,8 \cdot 10^6 \text{ с}$ из предыдущей формулы имеем

$$\Delta p_{\text{кон}1} = \frac{3,44 \cdot 10^{-6} \cdot 1 \cdot 10^{-3} \cdot (0,15 \cdot 10^{-12})^{1/2} (15,8 \cdot 10^6)^{3/2}}{3 \cdot 3,14^{1/2} \cdot 2500 \cdot 0,15 \cdot 10^{-12} \cdot 10} = ? \text{ МПа.}$$

При $t_2 = 730 \text{ сут}$ $\Delta p_{\text{кон}2} = ? \text{ МПа}$. При $t_3 = 3650 \text{ сут} = 315,36 \cdot 10^6 \text{ с}$ $\Delta p_{\text{кон}3} = ? \text{ МПа}$.

2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ НЕФТИ

2.1 Расчёт показателей разработки нефтяной залежи при упругом режиме в законтурной области пласта

Если нефтяное месторождение окружено обширной водоносной областью, во много раз превосходящей по размеру нефтяное месторождение, при разработке последнего нефть будет вытесняться водой, поступающей из законтурной области, где реализуется упругий режим.

Задача 2.1. Нефтяная залежь, имеющая в плане форму, которую можно представить кругом радиуса $R = 1500 \text{ м}$, окружена бесконечно простирающейся водоносной областью (рисунок 3.5). При этом должно выполняться условие $S_{\text{зал.}} = S_{\text{круга}}$. В момент времени $t = 0$ залежь начали разрабатывать с постоянным отбором жидкости, составляющим в пластовых условиях $q = 1,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{сут}$. Вязкость законтурной воды $\mu = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, проницаемость пласта в законтурной области $k = 0,15 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, толщина пласта $h = 12 \text{ м}$, $\alpha = 0,07 \text{ м}^2/\text{с}$.

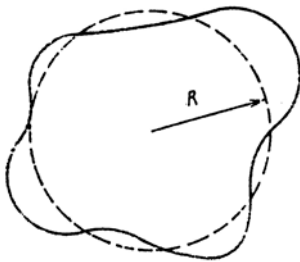


Рисунок 2.1 – Схематизация контура нефтеносности окружностью

Вычислить изменение давления на контуре нефтеносности $\Delta p_{\text{кон}}$ по сравнению с начальным пластовым давлением через 365 и 3650 сут после начала разработки залежи, считая её скважиной укрупнённого радиуса.

Решение. Для расчёта изменения во времени давления на контуре нефтяной залежи, считая её скважиной укрупнённого радиуса, используется аппроксимация соответствующих решений Карслоу и Егера, Ван Эвердингена и Херста:

$$\Delta p_{\text{кон}}(\tau) = \frac{q\mu}{2\pi kh} f(\tau) \quad (2.1)$$

Функция $f(\tau)$, где $\tau = \frac{\alpha t}{R^2}$, в точной постановке имеет весьма громоздкий вид (в подынтегральном выражении содержатся в числителе и знаменателе специальные функции – бесконечные ряды). С необходимой точностью ее можно аппроксимировать простой формулой:

$$f(\tau) = 0,5 \left[1 - (1 + \tau)^{-3,81} \right] + 1,121g(1 + \tau); \quad (2.2)$$

где τ - безразмерное время.

При $t = t_1 = 365 \text{ сут} = 31,54 \cdot 10^6 \text{ с}$

$$\tau_1 = \frac{0,07 \cdot 31,54 \cdot 10^6}{2,25 \cdot 10^6} = 0,98 ; f(0,98) = 0,796;$$

$$\Delta p_{\text{кон1}} = \frac{1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,15 \cdot 10^{-12} \cdot 12} 0,796 = 0,11 \text{ МПа.}$$

$$\text{При } t = t_1 = 3650 \text{ сут} = 315,4 \cdot 10^6 \text{ с}$$

$$\tau_2 = 9,812; f(9,812) = 1,66; \Delta p_{\text{кон2}} = 0,22 \text{ МПа.}$$

Задача 2.2. Внешний и внутренний контуры нефтеносности залежи имеют форму, близкую к окружностям (рисунок 3.6). Площадь залежи можно представить в виде круга радиусом $R = 2000$ м. Нефтяная залежь окружена обширной водоносной областью, из которой в нефтеносную часть пласта поступает вода при снижении пластового давления в процессе разработки месторождения. Начальное пластовое давление $p_0 = 20$ МПа, давление насыщения нефти газом $p_{\text{нас}} = 9$ МПа, газосодержание $\Gamma_0 = 50 \text{ м}^3/\text{т}$. За среднее пластовое давление в залежи принимаем $\bar{p} = 0,9 p_{\text{кон}}$.

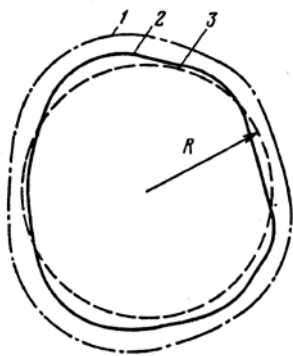


Рисунок 2.2 – Схема нефтяного месторождения. Контур нефтеносности: 1 – внешний; 2 – внутренний; 3 – условный.

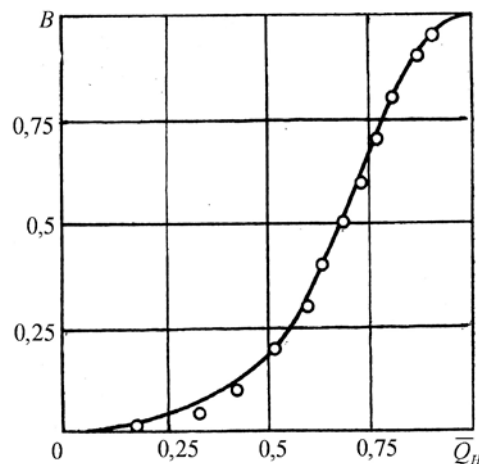


Рисунок 2.3 – Зависимость текущей обводнённости B от относительного отбора нефти \bar{Q}_H

Средняя проницаемость как нефтеносной, так и водоносной частей пласта одинакова и составляет $0,15 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Толщина пласта в среднем $h = 12$ м; $\alpha = 0,07 \text{ м}^2/\text{с}$; средняя пористость $m = 0,24$; начальная нефтенасыщенность $s_{H0} = 0,95$; насыщенность пласта связанной водой $s_{CB} = 0,05$. Вязкости нефти и воды в пластовых условиях равны соответственно: $\mu_H = 2,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, $\mu_B = 1,0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Плотность пластовой нефти $\rho_H = 0,802 \text{ т/м}^3$, воды - $\rho_B = 1,04 \text{ т/м}^3$. Объемный коэффициент нефти $b_H = 1,18$. Коэффициент упругости пласта $\beta_* = 5 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$. Средний дебит жидкости одной скважины $q'_{\text{ж}} = 69,1 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Месторождение разбуривается по равномерной сетке.

Добыча жидкости из месторождения изменяется во времени следующим образом:

$$q_{\text{ж}}(t) = \begin{cases} \alpha_0 t & \text{при } 0 \leq t \leq t_*, \\ \tau_{\text{max}} & \text{при } t > t_*, \end{cases} \quad (2.3)$$

где t_* - время ввода месторождения в разработку ($t_* = 3$ года); $\alpha_0 = 0,667 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}^2$. Коэффициент эксплуатации скважин $\lambda = 0,9$.

Для рассматриваемого месторождения известны данные зависимости (точки на рисунке 3.7) текущей обводненности продукции B от отношения $\bar{Q}_H = Q_H / N_H$ (Q_H - накопленная добыча нефти, N_H - извлекаемые запасы нефти). Считается, что эта зависимость будет справедливой в течение всего рассматриваемого срока разработки. Требуется определить в условиях разработки месторождения при упругом режиме в законтурной области пласта:

- 1) изменение в процессе разработки за 15 лет (по годам) среднего пластового давления в пределах нефтяной залежи;
- 2) изменение добычи нефти, воды, текущей нефтеотдачи и обводненности продукции при заданной динамике добычи жидкости в течение 15 лет.

Решение.

а) *Определение запасов нефти и газа, числа скважин и темпа разработки*

Геологические запасы нефти определяются объёмным методом по формуле

$$G_H = Shm(1 - s_{CB}),$$

где S - площадь залежи, равновеликая площади круга с радиусом R ($S = \pi R^2 = 3,14 \cdot 2^2 \cdot 10^6 = 12,56 \cdot 10^6 \text{ м}^2$). Тогда запасы нефти

$$G_H = 12,56 \cdot 10^6 \cdot 12 \cdot 0,24(1 - 0,05) = 34,36 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \quad \text{или в по-}$$

верхностных условиях

$$G_H^* = G_H \frac{\rho_H}{b_H} = 34,36 \cdot 10^6 \frac{0,802}{1,18} = 23,36 \cdot 10^6 \text{ т.}$$

Запасы газа составляют $G_r^* = 23,36 \cdot 10^6 \cdot 50 = 1,168 \cdot 10^9 \text{ м}^3$.

Извлекаемые запасы нефти составляют $N_H = 19,85 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

Определяется максимальный дебит жидкости, получаемый в конце периода разбуривания месторождения:

$$q_{\max} = \alpha_0 t_* = 0,667 \cdot 10^6 \cdot 3 = 2 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Число скважин, которые необходимо пробурить для отбора жидкости из месторождения $q_{\max} = 2 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}$, определяется с учетом коэффициента эксплуатации скважин, указанного в условиях задачи.

Получается

$$n = \frac{q_{\max}}{\lambda 365 q'_{Ж}} = \frac{2 \cdot 10^6}{0,9 \cdot 365 \cdot 69,1} \cong 88.$$

Вычисляется параметр плотности сетки скважин:

$$S_c = \frac{S}{n} = \frac{12,56 \cdot 10^6}{88} = 14,27 \cdot 10^4 \frac{\text{м}^2}{\text{СКВ}}.$$

б) *Расчет изменения среднего пластового давления во времени*

По условию данной задачи переменными во времени являются объёмы воды, поступающей из законтурной области пласта и, следовательно, жидкости, отбираемой из пласта. Поэтому для расчёта изменений давления на контуре пласта используется интеграл Дюамеля и аппроксимация (3.9), которые после ряда преобразований, и с учётом $\bar{p} = 0,9 p_{\text{кон}}$ приводятся к виду

$$\Delta \bar{p}(\tau) = 0,9 [p_0 - p_{\text{кон}}(\tau)] = \frac{0,1432 \mu_B \alpha_0 R^2}{kh\alpha} \times \{0,5\tau - 0,178[1 - (1 + \tau)^{-2,81}] + 0,487[(1 + \tau)\lg(1 + \tau) - \tau]\}$$

Формула (3.13) справедлива только при $0 \leq \tau \leq \tau_*$ ($\tau_* = \kappa t_* / R^2$). Чтобы получить формулу для расчета $\Delta \bar{p}(\tau)$ для периода постоянной добычи жидкости, т. е. при $\tau > \tau_*$, необходимо из выражения (3.13) вычесть такое же выражение, но зависящее не от τ , а от разности $\tau - \tau_*$.

Таким образом, при $\tau > \tau_*$

$$\Delta \bar{p}(\tau) = \frac{0,1432 \mu_B \alpha_0 R^2}{kh\kappa} \left[J(\tau) - J(\tau - \tau_*) \right],$$

где $J(\tau)$ определяется по формуле

$$J(\tau) = 0,5\tau - 0,178 \left[1 - (1 + \tau)^{-2,81} \right] + 0,487 \left[(1 + \tau) \lg(1 + \tau) - \tau \right].$$

Рассчитывается изменение среднего пластового давления для некоторых значений времени разработки этого пласта.

При $t = 1 \text{ год} = 0,31536 \cdot 10^8 \text{ с}$ получается следующее значение безразмерного времени:

$$\tau = \frac{\alpha t}{R^2} = \frac{0,07 \cdot 0,31536 \cdot 10^8}{4 \cdot 10^6} = 0,552$$

При этом

$$\frac{0,1432 \mu_B \alpha_0 R^2}{kh\alpha} = \frac{0,1432 \cdot 1 \cdot 10^{-3} \cdot 6,707 \cdot 10^{-10} \cdot 4 \cdot 10^6}{0,15 \cdot 10^{-12} \cdot 10 \cdot 0,07} = 3,66 \text{ МПа}$$

Из (1.12)

$$J(0,552) = 0,5 \cdot 0,552 - 0,178 \left[1 - (1 + 0,552)^{-2,81} \right] + 0,487 \left[(1 + 0,552) \lg(1 + 0,552) - 0,552 \right] = 0,0253.$$

Тогда $\Delta \bar{p}(0,552) = 3,66 \cdot 0,0253 = 0,093 \text{ МПа}$; $\bar{p} = 19,91 \text{ МПа}$.

Определяется изменение среднего пластового давления в нефтяной залежи при $t > t_*$. Например,

при $t = 4 \text{ года}$ $\tau = 2,208$. Для $J(\tau)$ получается

$$J(2,208) = 0,5 \cdot 2,208 - 0,178 \left[1 - (1 + 2,208)^{-2,81} \right] + 0,487 \left[(1 + 2,208) \lg(1 + 2,208) - 2,208 \right] = 0,6482;$$

$$J(\tau - \tau_*) = J(0,552) = 0,0253.$$

Тогда

$$\Delta \bar{p}(4) = 3,66 \cdot 0,6482 - 3,66 \cdot 0,0253 = 2,28 \text{ МПа}.$$

При $t = 10 \text{ лет}$, $\tau = 5,519$, $J(\tau) = 2,4785$, $J(\tau - \tau_*) = 1,5011$, $\Delta \bar{p} = 3,58 \text{ МПа}$,

$\bar{p} = 16,42 \text{ МПа}$ и т.д.

Осуществление аналогичных расчётов для остальных 12 лет разработки месторождения даёт, в совокупности, 15 значений \bar{p} , по которым строится график изменения \bar{p} во времени (рисунок 3.8). Из рисунка 3.8 видно, что спустя 15 лет после начала разработки нефтяного месторождения пластовое давление хотя и снизилось на 4,2 МПа, однако оно еще превышает давление насыщения ($p_{нас} = 9 \text{ МПа}$). Следовательно, разработка нефтяной залежи в течение указанного срока будет происходить при упругом режиме.

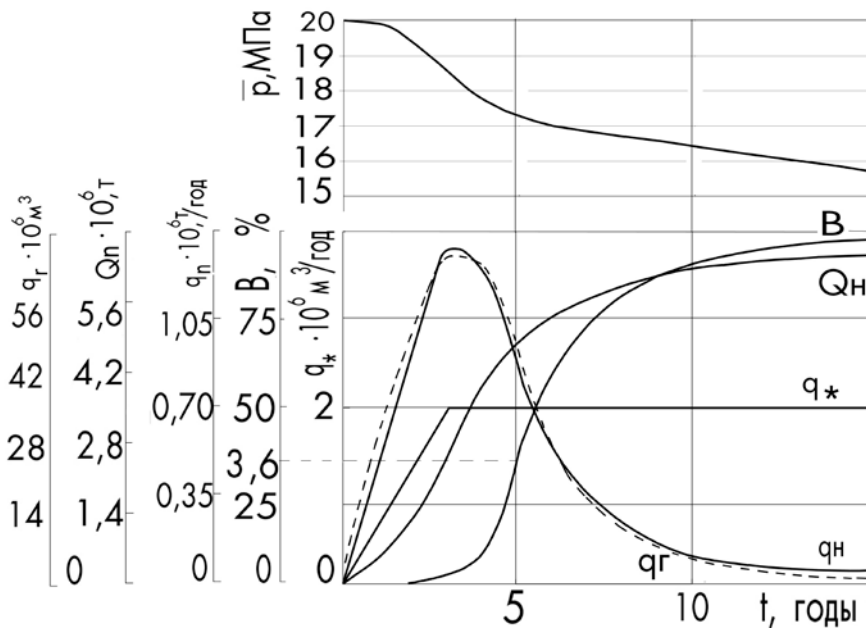


Рисунок 2.3 – Графики изменения показателей в процессе разработки залежи нефти
в) Расчет изменения добычи нефти и воды во времени при заданном отборе жидкости из пласта

По условию задачи задана зависимость (см. рисунок 3.7) текущей обводненности B продукции, получаемой из залежи, от относительной суммарной добычи нефти или относительной выработки извлекаемых запасов нефти \bar{Q}_H . Если, как указано в условии задачи, эта зависимость не будет изменяться в процессе разработки нефтяного месторождения, то можно использовать метод расчета показателей разработки, аналогичный известному методу — «по характеристикам вытеснения нефти водой».

Так как кривая на рисунке 3.7 выражает зависимость $B = B(\bar{Q}_H)$, то $\bar{Q}_H = \bar{Q}_H(B)$. Для построения функциональной зависимости $\bar{Q}_H(B)$ по данным, изображённым на рисунке 3.7 точками, используется выражение, полученное на основании квадратичной аппроксимации функции Баклея-Левверетта.

Формула зависимости суммарной относительной добычи нефти от текущей обводнённости для заданных условий имеет вид:

$$\bar{Q}_H(B) = \frac{1}{1 + \bar{\mu} \sqrt{\frac{1-B}{B}}},$$

в которой $\bar{\mu} = \frac{\mu_B}{\mu_H} \frac{1}{a}$,

где a - некоторый постоянный коэффициент, зависящий от свойств коллектора.

Вычисленное по данным рисунка 3.7, значение коэффициента $a = 0,863$, значение $\bar{\mu} = 0,4607$. Тогда формула (3.16) приводится к виду:

$$\bar{Q}_H(B) = \frac{1}{1 + 0,46 \sqrt{\frac{1-B}{B}}}.$$

По результатам вычислений, произведённых по формуле при различных значениях B , строится кривая $\bar{Q}_H = \bar{Q}_H(B)$ (сплошная линия на рисунке). Видно, что расчётная зависимость имеет хорошую сходимость с исходными данными.

Интегральное соотношение

$$\int_0^B \frac{\bar{Q}'_H(x)}{1-x} dx = \frac{1}{N_H} \int_0^t q_{ж}(\lambda) d\lambda$$

позволяет получить искомую зависимость обводнённости от времени разработки. Интеграл в левой части соотношения (3.19), после ряда преобразований приводится к виду

$$J(B) = \int_0^B \frac{\bar{Q}'_H dx}{1-x} = \frac{1+2\bar{\mu}^2}{1+\nu} + \frac{\bar{\mu}^2}{(1+\nu)\nu} - 2\bar{\mu}^2 \ln \frac{1+\nu}{\nu},$$

где $\nu = \bar{\mu} \sqrt{\frac{1-B}{B}}$.

Производятся вычисления по формуле (3.20), для чего используются различные значения текущей обводнённости (см. рисунок 3.7) Например:

$$J(0,01) = \frac{1+0,4232}{1+4,5769} + \frac{0,2116}{5,5779 \cdot 4,5769} - 0,4232 \ln \frac{5,5769}{4,5769} = 0,18;$$

$$J(0,05) = \frac{1,4232}{3,0051} + \frac{0,2116}{3,0051 \cdot 2,0051} - 0,4232 \ln 1,4987 = 0,338 \text{ и т.д.}$$

По результатам расчётов строится кривая зависимости $J(B)$ от B (рисунок левая сторона).

Интеграл в правой части уравнения (3.19) вычисляется отдельно для двух стадий. На первой стадии в период возрастания добычи жидкости в процессе бурения скважин получается

$$J_1(t) = \frac{1}{N_H} \int_0^t \alpha_0 \lambda d\lambda = \frac{\alpha_0}{2N_H} t^2 \text{ при } 0 \leq t \leq t_*.$$

На второй стадии в период постоянной добычи жидкости имеет место

$$J_2(t) = \frac{1}{N_H} \int_0^t q_{\max ж} dt = \frac{q_{\max ж}}{N_H} (t - t_*) \text{ при } t > t_*.$$

Рассчитываются величины, входящие в формулы (3.21) и (3.22):

$$\frac{1}{2N_H} \alpha_0 = 0,0168 \frac{1}{\text{год}^2}; \quad \frac{q_{\max ж}}{N_H} = 0,1 \frac{1}{\text{год}}.$$

Необходимо учесть, что при переходе с первой стадии на вторую в период постоянной добычи не должна нарушаться непрерывность в расчетах. А именно, для второй стадии при $q_{ж} = q_{\max ж} = const$ расчетная формула следующая:

$$J'(t) = J_1(t_*) + \frac{q_{\max ж}}{N_H} (t - t_*) \text{ при } t > t_*.$$

Производятся вычисления по формулам (3.21) и (3.22). Например, при $t = 1$ год, $t = 2$ года, $t = t_* = 3$ года

$$J_1(1) = 0,0168; \quad J_1(2) = 0,0168 \cdot 2^2 = 0,0672; \quad J_1(3) = 0,0168 \cdot 3^2 = 0,1512.$$

При $t = 15$ годам

$$J'(15) = 0,1512 + 0,1 \cdot 12 = 1,351$$

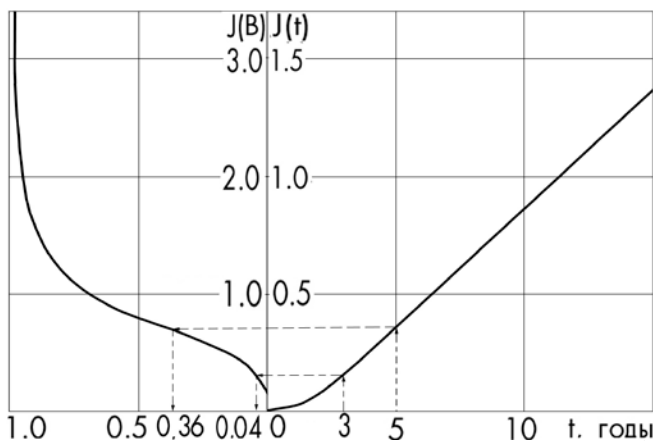


Рисунок 2.3 –
Кривые для
пересчёта те-
кущей обвод-
нённости в за-
висимости от
времени разра-
ботки

По результатам расчётов строится кривая $J(t)$ во времени (правая сторона рисунка 3.9). Используя кривые $J(B)$ и $J(t)$ рисунка 3.9, строится кривая изменения обводнённости продукции от времени разработки (рисунок 3.8). Например: первые два года разработки осуществляется добыча безводной нефти; на третий год разработки обводнённость продукции B составляет 0,04; на пятый год разработки $B = 0,36$ и т.д.

С помощью кривой изменения текущей обводнённости от времени разработки (см. рисунок 3.8) определяются дебиты нефти для различных моментов времени по формуле

$$q_H(t) = q_{ж}(t)(1 - B) \frac{\rho_H}{b_H}.$$

Например, при $t = 1$ году

$$q_H(1) = 0,667 \cdot 10^6 \frac{0,802}{1,18} = 0,453 \cdot 10^6 \text{ т/год};$$

при $t = 3$ годам

$$q_H(3) = 2 \cdot 10^6 (1 - 0,04) \frac{0,802}{1,18} = 1,305 \cdot 10^6 \text{ т/год и т.д.}$$

Добываемое количество попутного газа определяется как

$$q_G(t) = q_H(t) \cdot \Gamma_0.$$

Результаты расчётов по формулам (3.23) и (3.24) также наносятся на график (рисунок 3.8). На этот же график наносятся данные о накопленной добыче нефти Q_H .

Исходные данные для самостоятельного решения задач

Выполнение заданий осуществляется в соответствии с методиками, изложенными при решении задач

Варианты заданий к задаче 2.1.

Определить изменение давления в пласте по сравнению с начальным пластовым на середине расстояния между скважинами спустя t суток после пуска скважин в эксплуатацию (табл. 3.2).

Таблица 2.2

Номера вариан- тов	$q \cdot 10^{-3},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$h, \text{ м}$	$k \cdot 10^{-12}, \text{ м}^2$	$\beta_* \cdot 10^{-10}, \text{ Па}^{-1}$	$l, \text{ м}$	$t, \text{ сут}$
1	2	3	4	5	6	7
1	1,4	12	0,26	13	350	72
2	1,3	12	0,50	10	400	58
3	1,2	12	0,18	19	450	43

4	1,1	12	0,42	7	300	86
5	1,0	12	0,34	16	500	29
6	1,4	11	0,50	16	400	86
7	1,3	11	0,18	13	450	72
8	1,2	11	0,42	10	500	58
9	1,1	11	0,34	19	350	29
10	1,0	11	0,26	7	300	43
Продолжение таблицы исходных данных к заданию 1						
1	2	3	4	5	6	7
11	1,4	10	0,18	7	500	43
12	1,3	10	0,42	16	300	29
13	1,2	10	0,34	13	350	86
14	1,1	10	0,26	10	450	58
15	1,0	10	0,50	19	400	72
16	1,4	9	0,42	19	450	29
17	1,3	9	0,34	7	500	86
18	1,2	9	0,26	16	300	72
19	1,1	9	0,50	13	400	43
20	1,0	9	0,18	10	350	58
21	1,4	8	0,34	10	300	58
22	1,3	8	0,26	19	350	43
23	1,2	8	0,50	7	400	29
24	1,1	8	0,18	16	500	72
25	1,0	8	0,42	13	450	86

Варианты заданий к задаче 2.2.

Определить изменение давления в пласте в точке А, расположенной на условном контуре нефтеносности на расстоянии b от оси x спустя t суток после пуска скважин в эксплуатацию (Таблица 2.3).

Таблица 2.3

Номера вариантов	b , м	a , м	t , сут	q_0 , м ³ /с
1	2	3	4	5
1	200	650	100	1,4
2	300	550	125	1,4
3	50	700	150	1,4
4	400	750	175	1,4
5	350	600	200	1,4
6	400	700	100	1,3
7	200	600	125	1,3
8	300	750	150	1,3
9	350	550	175	1,3
10	250	650	200	1,3
11	350	750	100	1,2
12	400	650	125	1,2
13	200	550	150	1,2
14	250	600	175	1,2
Продолжение таблицы исходных данных к заданию 2				
1	2	3	4	5

15	300	700	200	1,2
16	350	750	100	1,1
17	400	650	125	1,1
18	200	550	150	1,1
19	250	600	175	1,1
20	300	700	200	1,1
21	300	600	100	1,0
22	250	750	125	1,0
23	350	650	150	1,0
24	200	700	200	1,0
25	400	550	250	1,0

Варианты заданий к задаче 2.3.

Определить изменение давления на контуре нефтеносности $\Delta p_{кон}$ по сравнению с начальным пластовым давлением через 10 т и 50 т суток после начала разработки залежи, считая ее скважиной укрупненного радиуса

Таблица 2.3

Номера вариантов	r_i , м	$h_{раб}$, м	k_1 , мкм ²	μ_n , МПа·с	α , см ² /сек	t, годы	qi м ³ /сут
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1200 1000 1100	15	0,3	1,5	10000	$\frac{1}{2}$	40 50 60
2	1800 1200 1500	12	0,4	2,0	15000	$\frac{1}{2}$	100 80 120
3	1500 1000 1300	10	0,5	2,0	20000	$\frac{1}{2}$	150 100 80
4	1750 1100 1400	12	0,2	1,5	30000	$\frac{1}{2}$	40 60 80
5	1800 1300 1600	10	0,15	2,0	10000	$\frac{1}{2}$	30 50 80
Продолжение таблицы исходных данных к заданию 3							
1	2	3	4	5	6	7	8
6	1700 1200 1400	12	0,25	2,0	30000	$\frac{1}{2}$	150 180 200
7	2000 1500 1700	10	0,3	1,5	50000	$\frac{1}{2}$	40 30 50
8	1900 1400	12	0,4	1,5	60000	$\frac{1}{2}$	25 40

	1600					3	30
9	1800	10	0,5	2,0	70000	$\frac{1}{2}$	50
	1300					2	60
	1400					3	70
10	1700	12	0,4	2,0	60000	$\frac{1}{2}$	120
	1100					2	110
	1200					3	90

Для расчетов по вариантам к задаче значения интегральной показательной функции приводятся в таблице 2.4, аргументы которой определяются из условия задачи:

Таблица 2.4

Значения аргумента $x = \frac{\tau_i^2}{4\alpha t}$	Значения функции $-Ei(-x)$
0,000	∞
0,005	4,73
0,010	4,04
0,015	3,64
0,020	3,35
0,025	3,14
0,030	2,96
0,035	2,81
0,040	2,68
0,045	2,59
0,050	2,47
0,055	2,38
0,060	2,30
0,065	2,22
0,070	2,09
0,075	2,03
0,080	1,97
0,085	1,97
0,090	1,92
0,095	1,87
0,100	1,82

Варианты заданий к задаче 2.4.

Определить изменение давления на контуре нефтеносности $\Delta p_{кон}$ (см. рисунок) по сравнению с начальным пластовым давлением через t_1 , t_2 и t_3 суток после начала разработки залежи.

Таблица 2.5

Номера вариантов	b , м	α , м ³ /сут ²	t_1 , сут	t_2 , сут	t_3 , сут
1	2	3	4	5	6
1	2400	0,175	146	365	4380
2	2800	0,200	146	365	4380
3	2600	0,225	146	365	4380
4	2000	0,250	146	365	4380

5	2200	0,275	146	365	4380
6	2600	0,175	146	548	4015
7	2000	0,200	146	548	4015
8	2800	0,225	146	548	4015
9	2200	0,250	146	548	4015
10	2400	0,275	146	548	4015
11	2800	0,175	183	730	3650
12	2200	0,200	183	730	3650
13	2000	0,225	183	730	3650
14	2400	0,250	183	730	3650
15	2600	0,275	183	730	3650
16	2200	0,175	183	912	3285
17	2600	0,200	183	912	3285
18	2400	0,225	183	912	3285
19	2800	0,250	183	912	3285
20	2000	0,275	183	912	3285
21	2000	0,175	219	1095	2920
22	2400	0,200	219	1095	2920
23	2200	0,225	219	1095	2920
24	2600	0,250	219	1095	2920
25	2800	0,275	219	1095	2920

Варианты заданий к задаче 2.1

Определить для условий разработки месторождения при упругом режиме в законтурной области пласта:

- 1) изменение в процессе разработки по годам за 15 лет среднего пластового давления в нефтяной залежи
- 2) изменение добычи нефти, воды, попутного газа, текущей нефтеотдачи и обводненности продукции при заданной динамике добычи жидкости в течение 15 лет.

При выполнении этого задания принять $p_0 = 26$ МПа, $p_{нас} = 9,3$ МПа, $\Gamma_0 = 55$ м³/т, $s_{HO} = 0,95$, $s_{CB} = 0,05$, $\mu_B = 1,0$ мПа·с. Значения коэффициента упругоэластичности β^* , дебита жидкости $q'_{ж}$ принимаются теми же, что и при выполнении задания 3.1.1 (Таблица 3.2), а значения коэффициента α_0 – при выполнении задания 3.1.4 (Таблица 3.6). При этом необходимо помнить, что размерность параметров $q = q'_{ж}$ и $\alpha = \alpha_0$ должна быть приведена к размерности, указанной при решении задачи. Остальные данные приведены ниже, в таблице.

Таблица 2.7

Номера вариантов	R, м	m, доли ед.	μ_n , мПа·с	ρ_n , т/м ³	ρ_B , т/м ³	b_n
1	2200	0,24	2,8	0,800	1,012	1,20
2	2400	0,24	2,2	0,795	1,014	1,18
3	2600	0,24	3,0	0,810	1,016	1,16
4	2800	0,24	2,4	0,790	1,010	1,22

5	3000	0,24	2,6	0,805	1,018	1,14
6	2200	0,25	2,2	0,805	1,014	1,22
7	2400	0,25	3,0	0,800	1,016	1,20
8	2600	0,25	2,4	0,795	1,018	1,18
9	2800	0,25	2,6	0,810	1,012	1,14
10	3000	0,25	2,8	0,790	1,010	1,16
11	2200	0,26	3,0	0,790	1,018	1,16
12	2400	0,26	2,4	0,805	1,010	1,14
13	2600	0,26	2,6	0,800	1,012	1,22
14	2800	0,26	2,8	0,795	1,016	1,18
15	3000	0,26	2,2	0,810	1,014	1,20
16	2200	0,27	2,4	0,810	1,016	1,14
17	2400	0,27	2,6	0,790	1,018	1,22
18	2600	0,27	2,8	0,805	1,010	1,20
19	2800	0,27	2,2	0,800	1,014	1,16
20	3000	0,27	3,0	0,795	1,012	1,18
21	2200	0,28	2,6	0,795	1,010	1,18
22	2400	0,28	2,8	0,810	1,012	1,16
23	2600	0,28	2,2	0,790	1,014	1,14
24	2800	0,28	3,0	0,805	1,018	1,20
25	3000	0,28	2,4	0,800	1,016	1,22

3 РАСЧЕТ НАЧАЛЬНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И КОЭФФИЦИЕНТОВ КОМПОНЕНТООТДАЧИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ

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

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

Начальное пластовое давление, равное давлению насыщения нефти газом, $P_0 = P_{нас} = 18,4 \text{ МПа}$; объемный коэффициент нефти при начальном давлении $b_{но} = 1,34 \text{ м}^3/\text{м}^3$; объемный коэффициент газа газовой шапки $b_{го} = 0,00627 \text{ м}^3/\text{м}^3$; начальное газосодержание нефти $\Gamma_0 = 100,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

При отборе из залежи $Q_n = 3,18 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ нефти (в стандартных условиях) и воды $Q_w = 0,167 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, среднее пластовое давление снизилось до $P = 13,6 \text{ МПа}$, газосодержание уменьшилось до $\Gamma = 75 \text{ м}^3/\text{м}^3$. При давлении $P = 13,6 \text{ МПа}$ объемный коэффициент нефти $b_n = 1,28 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а объемный коэффициент газа $b_g = 0,00849 \text{ м}^3/\text{м}^3$, объемный коэффициент воды $b_w = 1,028$. За время разработки средний газовый фактор оказался равным $\bar{G} = 125 \text{ м}^3/\text{м}^3$, в залежь вторглось воды из законтурной области $W_g = 1,84 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

Таблица 3.1 – Исходные данные для расчета (варианты 1-4)

Параметры	Варианты			
	1	2	3	4
Общий объем нефтенасыщенной части залежи $V_n (\text{м}^3)$	$13,8 \cdot 10^7$	$12,4 \cdot 10^7$	$18,4 \cdot 10^7$	$21,4 \cdot 10^7$
объем пласта, занятого газовой шапкой, $V_g (\text{м}^3)$	$2,42 \cdot 10^7$	$1,84 \cdot 10^7$	$2,2 \cdot 10^7$	$3,4 \cdot 10^7$

объемный коэффициент нефти при начальном давлении $b_{но}$	1,34	1,14	1,2	1,4
объемный коэффициент газа газовой шапки b_{zo}	0,00627	0,00517	0,00592	0,00603
начальное газосодержание нефти	100,3	90	110	95
отбор из залежи Q_n нефти (m^3)	$3,18 \cdot 10^6$	$3,7 \cdot 10^6$	$3,2 \cdot 10^6$	$3,4 \cdot 10^6$
отбор из залежи воды Q_v (m^3)	$0,167 \cdot 10^6$	$0,18 \cdot 10^6$	$0,21 \cdot 10^6$	$0,26 \cdot 10^6$
Начальное пластовое давление (МПа)	18,4	12,8	14	16
среднее пластовое давление снизилось до P (МПа)	13,6	11,6	12	11,9
газосодержание уменьшилось до Γ	75	69	97	88
объемный коэффициент нефти b_n	1,28	1,17	1,22	1,18
объемный коэффициент газа b_z	0,00849	0,00797	0,00810	0,00812
объемный коэффициент воды b_v	1,028	1,028	1,028	1,028
средний газовый фактор $\bar{\Gamma}$	125	110	140	160
в залежь вторглось воды из законтурной области W_v (m^3)	$1,84 \cdot 10^6$	$1,72 \cdot 10^6$	$1,72 \cdot 10^6$	$1,72 \cdot 10^6$

Таблица 3.2 – Исходные данные для расчета (варианты 5-8)

Параметры	Варианты			
	5	6	7	8
Общий объем нефтенасыщенной части залежи V_n (m^3)	$13,8 \cdot 10^7$	$9,4 \cdot 10^7$	$38,4 \cdot 10^7$	$41,4 \cdot 10^7$
объем пласта, занятого газовой шапкой, V_z (m^3)	$2,42 \cdot 10^7$	$1,64 \cdot 10^7$	$9,2 \cdot 10^7$	$12,4 \cdot 10^7$
объемный коэффициент нефти при начальном давлении $b_{но}$	1,11	1,12	1,23	1,15
объемный коэффициент газа газовой шапки b_{zo}	0,00607	0,00588	0,00599	0,00633
начальное газосодержание нефти	100	98	99	92
отбор из залежи Q_n нефти (m^3)	$1,97 \cdot 10^6$	$2,7 \cdot 10^6$	$8,2 \cdot 10^6$	$9,4 \cdot 10^6$
отбор из залежи воды Q_v (m^3)	$0,167 \cdot 10^6$	$0,18 \cdot 10^6$	$2,21 \cdot 10^6$	$1,76 \cdot 10^6$
Начальное пластовое давление (МПа)	10	12	11	12
среднее пластовое давление снизилось до P (МПа)	9,2	11,1	9,6	9,8
газосодержание уменьшилось до Γ	65,2	69	88	85
объемный коэффициент нефти b_n	1,28	1,27	1,32	1,12
объемный коэффициент газа b_z	0,00840	0,00790	0,00830	0,00840
объемный коэффициент воды b_v	1,028	1,028	1,028	1,028
средний газовый фактор $\bar{\Gamma}$	105	90	120	110
в залежь вторглось воды из законтурной области W_v (m^3)	$1,04 \cdot 10^6$	$1,42 \cdot 10^6$	$1,70 \cdot 10^6$	$2,72 \cdot 10^6$

Таблица 3.3 – Исходные данные для расчета (варианты 9-12)

Параметры	Варианты
-----------	----------

	9	10	11	12
Общий объем нефтенасыщенной части залежи V_n (m^3)	$10,2 \cdot 10^7$	$8,1 \cdot 10^7$	$28,4 \cdot 10^7$	$33,4 \cdot 10^7$
объем пласта, занятого газовой шапкой, V_z (m^3)	$2,40 \cdot 10^7$	$2,50 \cdot 10^7$	$9,28 \cdot 10^7$	$12,11 \cdot 10^7$
объемный коэффициент нефти при начальном давлении $b_{но}$	1,13	1,14	1,15	1,18
объемный коэффициент газа газовой шапки b_{zo}	0,00602	0,00607	0,00619	0,00620
начальное газосодержание нефти	97	98	96	92
отбор из залежи Q_n нефти (m^3)	$3,97 \cdot 10^6$	$2,7 \cdot 10^6$	$2,2 \cdot 10^6$	$7,7 \cdot 10^6$
отбор из залежи воды Q_e (m^3)	$1,4 \cdot 10^6$	$1,05 \cdot 10^6$	$1,21 \cdot 10^6$	$2,76 \cdot 10^6$
Начальное пластовое давление (МПа)	11	12	11	12
среднее пластовое давление снизилось до P (МПа)	9,0	8,9	8,6	9,4
газосодержание уменьшилось до Γ	84	75	77	85
объемный коэффициент нефти b_n	1,29	1,28	1,19	1,17
объемный коэффициент газа b_z	0,00870	0,00797	0,00811	0,00840
объемный коэффициент воды b_e	1,028	1,028	1,028	1,028
средний газовый фактор \bar{G}	100	120	125	130
в залежь вторглось воды из законтурной области W_e (m^3)	$1,04 \cdot 10^6$	$1,42 \cdot 10^6$	$2,70 \cdot 10^6$	$3,72 \cdot 10^6$

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

Параметры	Варианты		
	13	14	15
Общий объем нефтенасыщенной части залежи V_n (m^3)	$19,2 \cdot 10^7$	$28,4 \cdot 10^7$	$10,8 \cdot 10^7$
объем пласта, занятого газовой шапкой, V_z (m^3)	$7,40 \cdot 10^7$	$8,58 \cdot 10^7$	$2,40 \cdot 10^7$
объемный коэффициент нефти при начальном давлении $b_{но}$	1,14	1,15	1,34
объемный коэффициент газа газовой шапки $b_{го}$	0,00620	0,00610	0,00607
начальное газосодержание нефти	99	96	100
отбор из залежи Q_n нефти (m^3)	$6,97 \cdot 10^6$	$8,2 \cdot 10^6$	$3,18 \cdot 10^6$
отбор из залежи воды Q_e (m^3)	$2,27 \cdot 10^6$	$2,22 \cdot 10^6$	$0,167 \cdot 10^6$
Начальное пластовое давление (МПа)	11,84	12,4	18,4
среднее пластовое давление снизилось до P (МПа)	9,21	8,6	12,6
газосодержание уменьшилось до Γ	70	77	72
объемный коэффициент нефти b_n	1,11	1,16	1,28
объемный коэффициент газа b_z	0,00800	0,00810	0,00849
объемный коэффициент воды b_e	1,028	1,028	1,028
средний газовый фактор \bar{G}	130	120	125
в залежь вторглось воды из закон-	$4,04 \cdot 10^6$	$4,72 \cdot 10^6$	$1,84 \cdot 10^6$

турной области W_g (м ³)			
--	--	--	--

Методические рекомендации по решению задачи:

1) Объем газовой шапки:

$$\Gamma_{ш} = V_2 / V_n$$

Где:

V_n – общий объем нефтенасыщенной части залежи

V_2 – общий объем пласта занятого газовой шапкой,

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

$$B = b_n + (\Gamma_0 - \Gamma)b_2 \quad (3.1)$$

Где:

Γ_0 – начальное газосодержание нефти

Γ – текущий газовый фактор

b_n – объемный коэффициент нефти

3) Найдем запасы нефти в пласте по: формуле:

$$G_n = \frac{Q_n [B + (\bar{\Gamma} - \Gamma_0) \cdot b_2] - (W_g - Q_g b_g)}{B - b_{но} + \frac{\Gamma_{ш} b_{но}}{b_{го}} (b_2 - b_{го})} \quad (3.2)$$

Где

Q_n – отбор нефти из залежи

Q_g – отбор нефти из залежи

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

b_g – объемный коэффициент воды

b_2 – объемный коэффициент газа

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

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

W_g – количество вторгающейся воды из законтурной области при отборе нефти Q_n

4) Определим коэффициент нефтеотдачи за рассматриваемый период разработки:

$$\eta = \frac{Q_n}{G_n} = \frac{3,18 \cdot 10^6}{15,8 \cdot 10^6} = 0,2 \quad (3.3)$$

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

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

растворенного газа:

$$\eta_{\text{расвор.г}} = \frac{G_n (B - b_{\text{но}})}{Q_n [B + (\bar{\Gamma} - \Gamma_0) \cdot b_z]}, \quad (3.4)$$

расширения газовой шапки:

$$\eta_{\text{газ.ш}} = \frac{\frac{G_n \Gamma_{\text{ш}} b_{\text{но}}}{b_{z0}} (b_z - b_{z0})}{Q_n [B + (\bar{\Gamma} - \Gamma_0) \cdot b_z]}, \quad (3.5)$$

водонапорного режима:

$$\eta_{\text{в.напор}} = \frac{(W_{\text{в}} - Q_{\text{в}} b_{\text{в}})}{Q_n [B + (\bar{\Gamma} - \Gamma_0) \cdot b_z]}, \quad (3.6)$$

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

4. ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗО-НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ЗАВОДНЕНИЕМ

4.1. Расчёт дебитов скважин и забойных давлений при жёстком водонапорном режиме (для условно однородных пластов)

К числу наиболее важных показателей разработки нефтяных месторождений с применением заводнения относятся давления на забоях нагнетательных и добывающих скважин и в характерных точках пласта (на линиях нагнетания и отбора, на фронте вытеснения и т.д.), а также дебиты скважин и расходы нагнетаемой в пласт воды.

Так как упругость пород пласта и насыщающих его жидкостей не учитывается, режим пласта считается жестким водонапорным. При этом решения могут рассматривать варианты законтурного и внутриконтурного заводнения.

Задача 4.1.1. Рассчитать дебиты рядов добывающих скважин по этапам разработки при законтурном заводнении.

Полосовая залежь в однородном пласте разрабатывается с односторонним напором за счет законтурного заводнения тремя рядами добывающих скважин (рис. 4.1). Закачка воды производится без переноса линии нагнетания на конец второго этапа разработки. Основные параметры скважин и пластовых флюидов приведены в табл. 4.1 по вариантам.

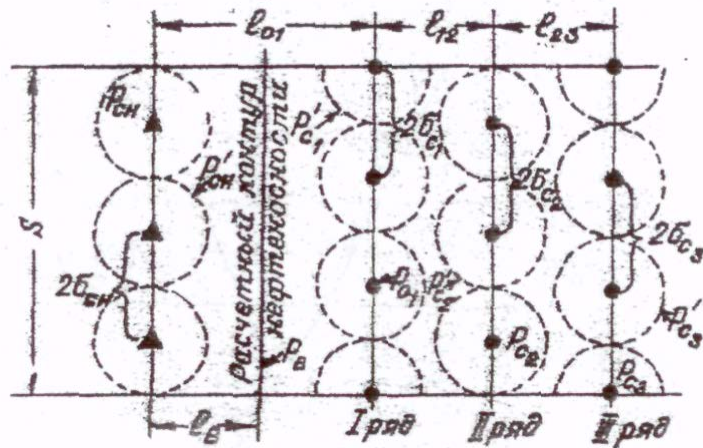


Рис. 4.1 Расчетная схема размещения скважин при законтурном заводнении

Решение. Данную задачу (по всем вариантам) можно решить двумя способами:

записав условие неразрывности потока в системе интерферирующих рядов скважин, путем постепенного исключения неизвестных можно получить систему трех уравнений с тремя неизвестными, которая решается или методом определителей/ детерминантов/, или методом постепенного исключения неизвестных;

используя формулу интерференции рядов Ю.П. Борисова, также можно получить систему 3-х уравнений, решение которой аналогично первому варианту.

Рассчитанные этими способами дебиты рядов будут мгновенными. Рассчитать же средние дебиты за этап следует по трем значениям их (на начало, середину и конечное положение фронта вытеснения).

Первый способ решения

По условию неразрывности потока согласно схемы (рис. 4.1) имеем:

$$Q_{сн} = Q_1 + Q_2 + Q_3,$$

Начиная слева, запишем для потока в пределах зоны воздействия нагнетательной скважины:

$$P_{сн} - P'_{сн} = \frac{Q_{сн} \mu_v \ln \frac{\delta_{сн}}{\pi r'_{сн}}}{2\pi k_g h n_{сн}}, \quad (4.1)$$

где $P'_{сн}$ – давление на контуре влияния каждой нагнетательной скважины;

$Q_{сн}$ – объем закачиваемой жидкости по нагнетательному ряду на ширину полосы S ;

$n_{сн}$ – число нагнетательных скважин в ряду.

$$P'_{сн} - P_v = \frac{Q_{сн} \mu_n l_v}{k_n h S}, \quad (4.2)$$

где P_v – давление на фронте вытеснения (фронта закачки воды);

$$P_v - P'_{ci} = \frac{Q_{сн} \mu_n (l_{01} - l_v)}{k_n h S}, \quad (4.3)$$

где P'_{ci} – давление на контуре влияния скважин добывающих рядов;

$$P'_{c1} - P_{c1} = \frac{Q_1 \mu_n \ln \frac{\delta_{c1}}{\pi r'_{c1}}}{2\pi k_n h n_c}; \quad (4.4)$$

$$P'_{c1} - P'_{c2} = \frac{(Q_1 + Q_2) \mu_n l_{1-2}}{S k_n h}; \quad (4.5)$$

$$P'_{c2} - P_{c2} = \frac{Q_2 \mu_n \ln \frac{\delta_{c2}}{\pi r'_{c2}}}{n_{c2} 2\pi S k_n h}; \quad (4.6)$$

$$P'_{c2} - P'_{c3} = \frac{Q_3 \mu_n l_{2-3}}{S k_n h}; \quad (4.7)$$

$$P'_{c3} - P_{c3} = \frac{Q_3}{n_{c3}} \cdot \frac{\mu_n \ln \frac{\delta_{c3}}{\pi r'_{c3}}}{2\pi k_n h}, \quad (4.8)$$

где n_{c1}, n_{c2}, n_{c3} - соответственно число скважин в добывающих рядах.

Последовательно суммируя левые и правые части выражений 4.1-4.4, 4.4-4.6, 4.6-4.8, получим формулы, записанные для разностей забойных давлений, которые можно задать (замерить):

$$P_{cn} = P_{c1} - Q_{cn} \left[\frac{\mu_g \ln \frac{\delta_{cn}}{\pi r'_{cn}}}{2\pi k_g h n_{cn}} + \frac{\mu_g l_B}{S k_g h} + \frac{\mu_n (l_{0-I} - l_B)}{S k_n h} \right] + Q_1 \frac{\mu_n \ln \frac{\delta_{c1}}{\pi r'_{c1}}}{2\pi k_n h n_{c1}}. \quad (4.9)$$

Обозначив множители у Q_{CH} и Q_1 через А и В, перепишем (4.9) в упрощенном виде:

$$P_{cn} - P_{c1} = A Q_{cn} + B Q_1. \quad (4.10)$$

$$P_{c1} - P_{c2} = -Q_1 \frac{\mu_g \ln \frac{\delta_{c1}}{\pi r'_{c1}}}{2\pi k_g h n_{c1}} + Q_2 \left(\frac{\mu_n l_{1-2}}{S k_n h} + \frac{\mu_n \ln \frac{\delta_{c2}}{\pi r'_{c2}}}{2\pi k_n h n_{c2}} \right) + Q_3 \left(\frac{\mu_n l_{1-2}}{S k_n h} \right); \quad (4.11)$$

$$P_{c1} - P_{c2} = -B Q_1 + C Q_2 + D Q_3; \quad (4.12)$$

$$P_{c2} - P_{c3} = -Q_2 \frac{\mu_n \ln \frac{\delta_{c2}}{\pi r'_{c2}}}{2\pi k_n h n_{c2}} + Q_3 \left(\frac{\mu_n l_{2-3}}{S k_n h} + \frac{\mu_n \ln \frac{\delta_{c3}}{\pi r'_{c3}}}{2\pi k_n h n_{c3}} \right); \quad (4.13)$$

$$P_{c2} - P_{c3} = -E Q_2 + F Q_3. \quad (4.14)$$

Записав результирующие (4.10), (4.12) и (4.14) в систему уравнений, получим:

$$\begin{cases} P_{cn} - P_{c1} = B Q_1 + A Q_{cn} \\ P_{c1} - P_{c2} = -B Q_1 + C Q_2 + D Q_3 \\ P_{c2} - P_{c3} = -E Q_2 + F Q_3 \end{cases} \quad (4.15)$$

Определим число скважин в рядах:

$$n_{CH} = \frac{S}{2\delta_{CH}}; \quad (4.16)$$

$$n_{Ci} = \frac{S}{2\delta_{Ci}}. \quad (4.17)$$

В условии нашей задачи $n_{c1} = n_{c2} = n_{c3}$.

Подставляя входные данные из таблицы 1 и результаты расчета по формулам (4.16) и (4.17) в выражения (4.9), (4.11), (4.13), рассчитаем коэффициенты А, В, С, D, и F и получим упрощенное выражение согласно (4.15) – систему трех уравнений с тремя неизвестными Q_1, Q_2, Q_3 , которая решается одним из известных приемов:

$$A = 153,254 \cdot 10^6 \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3}$$

$$B = 143,003 \cdot 10^6 \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3}$$

$$C = 263,003 \cdot 10^6 \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3}$$

$$D = 120,00 \cdot 10^6 \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3}$$

$$E = 143,003 \cdot 10^6 \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3}$$

$$F = 263,003 \cdot 10^6 \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3}$$

Для первого варианта задачи будем иметь следующую запись уравнения (4.15):

$$\begin{cases} 30 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6 = 143,03 \cdot 10^6 Q_1 + 153,25 \cdot 10^6 (Q_2 + Q_1 + Q_3) \\ 15 \cdot 10^6 - 16 \cdot 10^6 = -143,03 \cdot 10^6 Q_1 + 263,03 \cdot 10^6 Q_2 + 120,0 \cdot 10^6 Q_3 \\ 16 \cdot 10^6 - 17 \cdot 10^6 = -143,03 \cdot 10^6 Q_2 + 263,03 \cdot 10^6 Q_3 \end{cases}$$

После сокращений получим:

$$\begin{cases} 15 = 296 \cdot Q_1 + 153 \cdot Q_2 + 153 \cdot Q_3 \\ 1 = 143 \cdot Q_1 - 263 \cdot Q_2 - 120 \cdot Q_3 \\ 1 = 0 \cdot Q_1 + 143 \cdot Q_2 - 263 \cdot Q_3 \end{cases}$$

В результате вычислений из полученной системы дебиты рядов составят:

$$Q_1 = 0,03929 \text{ м}^3/\text{с} = 3394,66 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q_2 = 0,02357 \text{ м}^3/\text{с} = 2036,45 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q_3 = 0,00830 \text{ м}^3/\text{с} = 717,12 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Тогда дебит каждой скважины по рядам составит соответственно: 565,8; 339,4; 119,5 м³/сут.

Полученные дебиты являются мгновенными на начало первого этапа разработки рассматриваемой залежи. Как вести расчеты в дальнейшем, необходимо выяснить из литературы, рекомендуемой в конце методического пособия.

Второй способ решения.

Используя формулу интерференции рядов одновременно работающих скважин В.И. Борисова (1,2, 4), можно записать:

$$\begin{cases} P_{c1} - P_{c1} = \Omega_1(Q_1 + Q_2 + Q_3) + \omega_1 Q_1 + \omega_{cH} Q_{cH} \\ P_{c1} - P_{c2} = \Omega_2(Q_2 + Q_3) + \omega_2 Q_2 - \omega_1 Q_1 \\ P_{c2} - P_{c3} = \Omega_3 Q_3 + \omega_3 Q_3 - \omega_2 Q_2 \end{cases} \quad (4.18)$$

где

$$\Omega_1 = \frac{\mu_6 l_B}{Sk_6 h} + \frac{\mu_6}{Sk_n h} (l_{0-1} - l_B); \quad (4.19)$$

$$\Omega_2 = \frac{\mu_n}{Sk_6 h} - l_{1-2}; \quad (4.20)$$

$$\Omega_3 = \frac{\mu_n}{Sk_n h} - l_{2-3}; \quad (4.21)$$

$$\omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \frac{\mu_n}{Sk h} \cdot \frac{\delta_c}{\pi} \cdot \ln \frac{\delta_c}{\pi r'_c}; \quad (4.22)$$

$$\omega_{сн} = \frac{\mu_v}{Sk_g h} \cdot \frac{\delta_{сн}}{\pi} \cdot \ln \frac{\delta_{сн}}{r_{сн}}. \quad (4.23)$$

На начало процесса вытеснения нефти водой внешнее гидродинамическое сопротивление (ГДС) между нагнетательным рядом и первым добывающим рассчитывается по формуле (4.19), внутренние рядов скважин – по (4.22) и (4.23):

$$\Omega_1 = \frac{1 \cdot 10^{-3} \cdot 150}{3000 \cdot 0,6 \cdot 10^{-12} \cdot 10} + \frac{3 \cdot 10^{-3} \cdot 600}{3000 \cdot 0,6 \cdot 10^{-12} \cdot 10} = 128,3 \cdot 10^6 \left[\frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3} \right];$$

$$\omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \frac{3 \cdot 10^{-3}}{3000 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot \frac{250}{3,14} \ln \frac{250}{3,14 \cdot 0,01} = 143,0 \cdot 10^6 \left[\frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3} \right];$$

$$\delta_{сн} = \frac{1 \cdot 10^{-3}}{3000 \cdot 0,6 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot \frac{225}{3,14} \ln \frac{250}{3,14 \cdot 0,01} = 26,17 \cdot 10^6 \left[\frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3} \right].$$

Составим систему уравнений для полученных условий:

$$\begin{cases} 30 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6 = 128,3 \cdot 10^6 (Q_1 + Q_2 + Q_3) + 143,0 \cdot 10^6 Q_1 + 26,2 \cdot 10^6 (Q_1 + Q_2 + Q_3) \\ 15 \cdot 10^6 - 16 \cdot 10^6 = 120,0 \cdot 10^6 (Q_2 + Q_3) + 143,0 \cdot 10^6 Q_2 - 143,0 \cdot 10^6 Q_1 \\ 16 \cdot 10^6 - 17 \cdot 10^6 = 120,0 \cdot 10^6 Q_3 + 143,0 \cdot 10^6 Q_3 - 143,0 \cdot 10^6 Q_2 \end{cases}$$

и после преобразований получим, записав систему в удобном для расчетов виде:

$$\begin{cases} 15 = 297,5 \cdot Q_1 + 154,5 \cdot Q_2 + 154,5 \cdot Q_3 \\ 1 = 143,0 \cdot Q_1 + 263,0 \cdot Q_2 - 120,0 \cdot Q_3 \\ 1 = 0 \cdot Q_1 + 143,0 \cdot Q_2 - 263,0 \cdot Q_3 \end{cases}$$

Решение полученной системы дает следующие результаты:

$$Q_1 = 0,03904 \text{ м}^3/\text{С} = 3373,056 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q_2 = 0,02366 \text{ м}^3/\text{С} = 2044,224 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q_3 = 0,00834 \text{ м}^3/\text{С} = 720,144 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Соответственно дебиты скважин по рядам составят:

$$q_1 = 562,2 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$q_2 = 340,7 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$q_3 = 120,0 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Сравнение результатов расчета по двум методам обнаруживает незначительные расхождения в дебитах.

Средние дебиты за этап разработки определяются по трем значениям мгновенных дебитов для начального, среднего положения фронта вытеснения на момент обводнения продукции скважины в каждом ряду.

После выполнения расчетов построить графические зависимости:

- 1) дебит ряда – расстояние от линии закачки;
- 2) время этапа разработки – расстояние от контура питания.

Сделать выводы.

Задача 4.1.2. Рассчитать дебиты рядов скважин при внутриконтурном заводнении. Полосовая залежь разрабатывается тремя асимметричными рядами добывающих скважин с закачкой воды с обеих сторон (случай поблочного трехрядного разрезания при внутриконтурном заводнении). Схема размещения рядов скважин приведена на рис. 4.2. Основные параметры сетки скважин, физические свойства коллектора и нефти приведены в таблице 4.2.

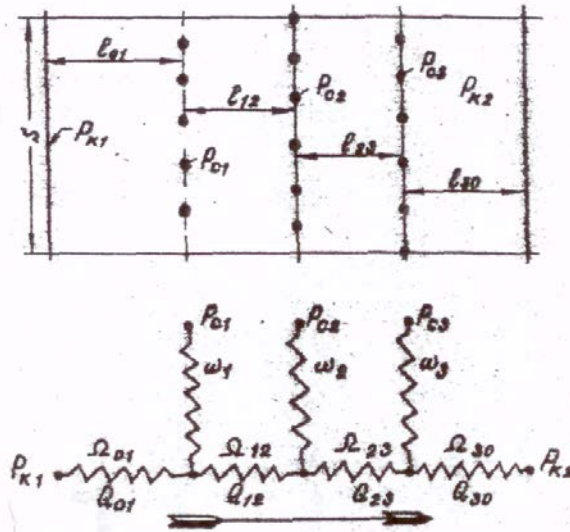


Рис. 4.2 Схема размещения рядов добывающих скважин и система ЭГДА для нее.

Решение. По условиям (во всех пяти вариантах) задача имеет двусторонний напор при неравномерном расположении скважин и при различных давлениях на искусственных контурах (линиях нагнетания). Для решения ее условно можно принять односторонний напор и записать уравнение интерференции согласно [2, 3, 4] в виде:

$$P_{Cj-1} - P_{Cj} = \Omega_{j-1,j} Q_{j-1,j} + \omega_j (Q_{j-1,j} - Q_{j,j+1}) - \omega_{j-1} (Q_{j-2,j-1} - Q_{j-1,j}), \quad (4.24)$$

где Q – расход жидкости в полосе между рядом с номером $j-1$ и следующим за ним с номером j .

Из (4.24) следует, что дебит j -го ряда определяется как разность:

$$Q_j = Q_{j-1,j} - Q_{j,j+1}. \quad (4.25)$$

Из (4.24) и (4.25) следует, что при решении системы уравнений, составленной согласно (4.24), для трех одновременно работающих рядов получим четыре уравнения и при расчетах дебиты некоторых межрядных полос справа получатся со знаком минус. При пересчете их на дебиты рядов согласно (4.25) получаются положительные величины.

Удобнее в решении задачи предварительно подсчитать для однородного пласта множитель μ/Skh , затем – значения внешних и внутренних сопротивлений. Для варианта 1-го имеем:

$$\frac{\mu_u}{Sk_u h} = \frac{2 \cdot 10^{-3}}{4000 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 10} = 10^5 \frac{H \cdot C}{M^6};$$

тогда

$$\Omega_{01} = 10^5 \cdot 1000 = 1,0 \cdot 10^8 \frac{H \cdot C}{M^5};$$

$$\Omega_{12} = 10^5 \cdot 750 = 0,75 \cdot 10^8 \frac{H \cdot C}{M^5};$$

$$\Omega_{23} = 10^5 \cdot 500 = 0,5 \cdot 10^8 \frac{H \cdot C}{M^5};$$

$$\Omega_{30} = 10^5 \cdot 750 = 0,75 \cdot 10^8 \frac{H \cdot C}{M^5}.$$

$$\omega = \frac{2 \cdot 10^{-3}}{4000 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot \frac{250}{3,14} \cdot \ln \frac{250}{3,14 \cdot 0,1} = 0,53 \cdot 10^8 \frac{H \cdot C}{M^5}.$$

Подставив значения величин в (4.25), получим систему из четырех уравнений:

$$\begin{cases} (20-10)10^6 = 10^8 Q_{01} + 0,53 \cdot 10^8 (Q_{01} - Q_{12}) - 0 \\ 0 = 0,75 \cdot 10^8 Q_{12} + 0,53 \cdot 10^8 (Q_{12} - Q_{23}) - 0,53 \cdot 10^8 (Q_{01} - Q_{12}) \\ 0 = 0,5 \cdot 10^8 Q_{23} + 0,53 \cdot 10^8 (Q_{23} - Q_{30}) - 0,53 \cdot 10^8 (Q_{12} - Q_{23}) \\ (10-15)10^6 = 0,75 \cdot 10^8 Q_{30} - 0,53 \cdot 10^8 (Q_{23} - Q_{30}) \end{cases}$$

После упрощений получаем:

$$\begin{cases} 0,1 = 1,53Q_{01} - 0,53Q_{12} \\ 0 = -0,53Q_{01} + 1,81Q_{12} - 0,53Q_{23} \\ 0 = -0,53Q_{12} + 1,56Q_{23} - 0,53Q_{30} \\ -0,05 = -0,53Q_{23} + 1,28Q_{30} \end{cases}$$

Полученную систему из четырех уравнений можно преобразовать в систему из трех уравнений с тремя неизвестными, выразив из последнего уравнения Q_{30} и подставив в предыдущее:

$$Q_{30} = \frac{0,53Q_{23} - 0,05}{1,28};$$

$$\begin{cases} 0,1 = 1,53Q_{01} - 0,53Q_{12} + 0 \cdot Q_{23} \\ 0 = -0,53Q_{01} + 1,81Q_{12} - 0,53Q_{23} \\ -0,02 = 0 \cdot Q_{01} - 0,53Q_{12} + 1,34Q_{23} \end{cases}$$

Решение системы с применением программирования дает следующие результаты:

$$\begin{aligned} Q_{01} &= 0,072 \text{ м}^3/\text{с} = 6220,8 \text{ м}^3/\text{сут}; \\ Q_{12} &= 0,019 \text{ м}^3/\text{с} = 1641,6 \text{ м}^3/\text{сут}; \\ Q_{23} - 0,0075 \text{ м}^3/\text{с} &= -644,8 \text{ м}^3/\text{сут}; \\ Q_{30} - 0,036 \text{ м}^3/\text{с} &= -3106,7 \text{ м}^3/\text{сут}. \end{aligned}$$

Согласно (4.25) имеем:

$$\begin{aligned} Q_1 &= 4579,8 \text{ м}^3/\text{сут}; \quad q_1 = 572,5 \text{ м}^3/\text{сут}; \\ Q_2 &= 2286,4 \text{ м}^3/\text{сут}; \quad q_2 = 285,8 \text{ м}^3/\text{сут}; \\ Q_3 &= 2462,7 \text{ м}^3/\text{сут}; \quad q_3 = 307,8 \text{ м}^3/\text{сут}. \end{aligned}$$

Ко второй задаче относятся все рекомендации, которые приведены в решении первой задачи.

Задача 4.1.3. Нефтяное месторождение разрабатывается с применением внутриконтурного заводнения при однорядной схеме расположения скважин. Схема участка месторождения длиной L , состоящего из двух рядов нагнетательных (1 и 1') и одного ряда добывающих (2) скважин, показана на рисунке 3.1. Исходные данные для расчета: $L = 1800 \text{ м}$, $l = 700 \text{ м}$, $2\sigma_d = 2\sigma_H = 2\sigma = 600 \text{ м}$, радиус нагнетательной скважины $r_H = 0,1 \text{ м}$, приведенный радиус добывающей скважины $r_d = 0,01 \text{ м}$, проницаемость пород пласта для нефти $k_H = 0,25 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, проницаемость пласта для воды $k_B = 0,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, толщина пласта $h = 10 \text{ м}$, вязкость нефти $\mu_H = 5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, вязкость воды $\mu_B = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Число нагнетательных скважин в рассматриваемых рядах n_H равно 6, а число добывающих скважин $n_d = 3$. Давление на забое нагнетательных скважин $p_H = 25 \text{ МПа}$.

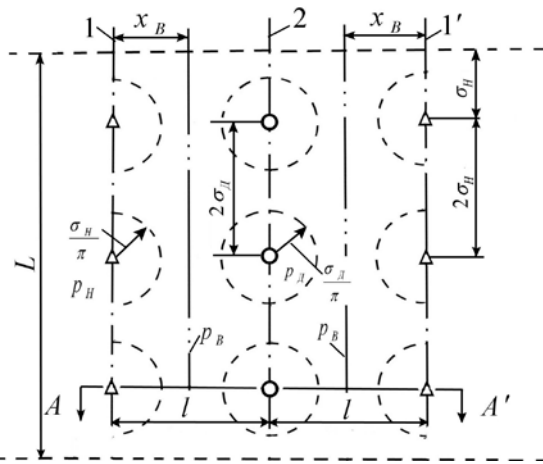


Рисунок 4.3 – Схема однорядного расположения скважин

В некоторый момент времени закачиваемая в пласт вода продвинулась на расстояние $x_B = 100$ м, исчисляемое от ряда нагнетательных скважин по направлению к добывающим скважинам.

Требуется определить давление на забое добывающих скважин p_D , а также давление p_B согласно схеме в сечении AA' (см. рисунок 3.1) при расходе воды, закачиваемой в пласт через каждый из рядов (1 и 1') нагнетательных скважин $q = 1000$ м³/сут. При заводнении пласта происходит поршневое вытеснение нефти водой (со скачком насыщенности на фронте вытеснения).

Решение. При решении данной задачи, как и всех последующих настоящего раздела, используется метод фильтрационных сопротивлений [1-3,7], согласно которому фильтрационные сопротивления в пласте с системой скважин подразделяются на внутренние, существующие вблизи скважин и внешние, возникающие при движении нефти и воды между контурами (рядами), на которых расположены нагнетательные и добывающие скважины. При этом в расчетах принят приближенный метод–модель поршневого вытеснения нефти водой (т.е. со скачком насыщенности на фронте вытеснения).

Перепад давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин определяется по формуле

$$p_H - p_D = \frac{q}{2h} \left[\frac{\mu_B \ln \frac{\sigma}{\pi r_H}}{\pi n_H k_B} + \frac{\mu_B x_B}{k_B L} + \frac{\mu_H (l - x_B)}{k_H L} + \frac{\mu_H \ln \frac{\sigma}{\pi r_D}}{\pi n_D k_H} \right]. \quad (4.26)$$

Если подставить в формулу значения входящих в неё величин, приведённых в условиях задачи, получается

$$p_H - p_D = \frac{1000}{2 \cdot 10 \cdot 0,864 \cdot 10^5} \times \left[\frac{10^{-3} \ln \frac{300}{3,14 \cdot 0,1}}{3,14 \cdot 3 \cdot 0,2 \cdot 10^{-12}} + \frac{10^{-3} \cdot 100}{0,2 \cdot 10^{-12} \cdot 1800} + \frac{5 \cdot 10^{-3} \cdot (700 - 100)}{0,25 \cdot 10^{-12} \cdot 1800} + \frac{5 \cdot 10^{-3} \ln \frac{300}{3,14 \cdot 0,01}}{3,14 \cdot 3 \cdot 0,25 \cdot 10^{-12}} \right] = 17,37 \text{ МПа.}$$

Следовательно $p_D = 7,63$ МПа

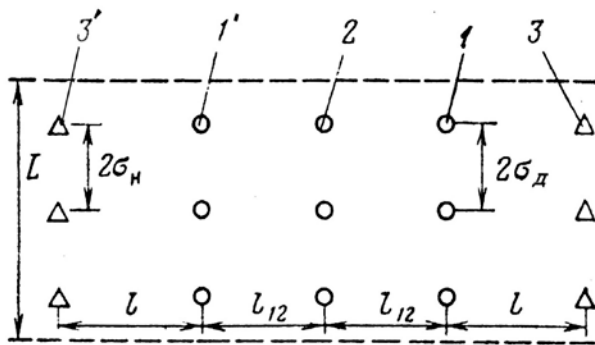
Для определения давления на фронте вытеснения нефти водой используется формула

$$p_H - p_B = \frac{q\mu_B}{2hk_B} \left(\frac{\ln \frac{\sigma}{\pi r_H}}{\pi n_H} + \frac{x_B}{L} \right) \quad (4.27)$$

$$p_B = p_H - \frac{q\mu_B}{2hk_B} \left(\frac{\ln \frac{\sigma}{\pi r_H}}{\pi n_H} + \frac{x_B}{L} \right) = 25 - \frac{1000 \cdot 1 \cdot 10^{-3} \cdot 10^6}{2 \cdot 10 \cdot 0,2 \cdot 10^{-12} \cdot 0,864 \cdot 10^5} \times$$

$$\left(\frac{\ln \frac{300}{3,14 \cdot 0,1}}{3,14 \cdot 3} + \frac{100}{1800} \right) = 22,73 \text{ МПа.}$$

Задача 4.1.4. При разработке нефтяного месторождения применена трехрядная схема расположения скважин (рисунок 4.4). Исходные данные для расчета: $L = 1500 \text{ м}$, $l = 700 \text{ м}$, $l_{12} = 600 \text{ м}$, $2\sigma_H = 2\sigma_D = 2\sigma = 500 \text{ м}$. Радиус нагнетательных скважин $r_H = 0,1 \text{ м}$, добывающих $r_D = 0,01 \text{ м}$. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_H = 2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, вязкость воды $\mu_B = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. На рассматриваемом участке месторождения длиной L с шестью нагнетательными скважинами в пласт закачивается вода с расходом q в каждом ряду (3 и 3') нагнетательных скважин. При этом в левую часть от ряда 3 нагнетательных скважин поступает вода с расходом $q/2$ и столько же воды уходит в правую часть от ряда 3 нагнетательных скважин. В первом и втором рядах добывающих скважин расположены по 3 скважины, так что $n_H = n_{D1} = n_{D2} = 3$. Общий дебит добывающих скважин первого ряда равен q_1 , а второго $q_2 \neq q_1$.



1, 1' - первые ряды добывающих скважин; 2 - второй ряд добывающих скважин; 3 и 3' - ряды нагнетательных скважин.
Рисунок 4.4 – Схема трёхрядного расположения скважин

Проницаемости пласта, соответственно, для нефти и воды составляют $k_H = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, $k_B = 0,3 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, толщина пласта $h = 15 \text{ м}$. При заводнении пласта происходит поршневое вытеснение нефти водой. В рассматриваемый момент времени закачиваемая вода проникла на расстояние от нагнетательных скважин $r_B = \sigma/\pi$. Давление на забоях нагнетательных скважин $p_H = 20 \text{ МПа}$, на забоях добывающих скважин первого ряда $p_{D1} = 18 \text{ МПа}$, а на забоях добывающих скважин второго ряда $p_{D2} = 17,8 \text{ МПа}$.

Требуется определить расходы воды q_B , закачиваемой в каждую из нагнетательных скважин, дебиты скважин первого $q_{д1}$ и второго $q_{д2}$ рядов.

Решение. Рассматривается процесс вытеснения нефти водой (рисунок 4.4) влево от ряда 3 нагнетательных скважин в сторону рядов 1 и 2 добывающих скважин; имеем следующее. С учетом того, что режим разработки рассматриваемого месторождения – жёстководонапорный, на основе баланса закачиваемой в пласт воды и добываемой из него нефти (в пластовых условиях) имеет место равенство

$$q/2 = q_1 + q_2/2. \quad (4.28)$$

Приведенное соотношение получается в результате того, что расход воды $q/2$ уходит на замещение объема нефти, извлекаемой из пласта скважинами первого ряда, и половины объема нефти, извлекаемой скважинами второго добывающего ряда.

Применяя метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений при решении рассматриваемой задачи, как и при решении задачи 4.3, можно получить следующие соотношения:

$$\left. \begin{aligned} q &= 2q_1 + q_2; \\ Aq + Bq_1 &= p_H - p_{д1}; \\ Cq_2 - Bq_1 &= p_{д1} - p_{д2}. \end{aligned} \right\} \quad (4.29)$$

Эти соотношения при заданных p_H , $p_{д1}$ и $p_{д2}$ можно рассматривать как систему алгебраических уравнений для определения q_1 , q_2 и q . Из (4.29) получается

$$q_2 = \frac{(2A + B)(p_{д1} - p_{д2}) + B(p_H - p_{д1})}{(A + C)B + 2AC}; \quad (4.30)$$

$$q_1 = \frac{Cq_2 - (p_{д1} - p_{д2})}{B}. \quad (4.31)$$

где

$$A = \frac{\mu_H l}{2k_H hL} + \frac{\mu_B \ln \frac{\sigma}{\pi r_H}}{2n_H \pi k_B h};$$

$$B = \frac{\mu_H \ln \frac{\sigma}{\pi r_D}}{2n_{д1} \pi k_H h};$$

$$C = \frac{\mu_H l_{12}}{2k_H hL} + \frac{\mu_H \ln \frac{\sigma}{\pi r_D}}{2n_{д2} \pi k_H h}.$$

Вычисляются значения коэффициентов А, В и С системы уравнений (4.29).

$$A = \frac{2 \cdot 10^{-3} \cdot 700}{2 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 15 \cdot 1500} + \frac{1 \cdot 10^{-3} \ln \frac{250}{3,14 \cdot 0,1}}{2 \cdot 3,14 \cdot 3 \cdot 0,3 \cdot 10^{-12} \cdot 15} = 140,9 \frac{\text{МПа} \cdot \text{с}}{\text{м}^3};$$

$$B = \frac{2 \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{250}{3,14 \cdot 0,01}}{6,28 \cdot 3 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 15} = 127 \frac{\text{МПа} \cdot \text{с}}{\text{м}^3};$$

$$C = \frac{2 \cdot 10^{-3} \cdot 600}{2 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 15 \cdot 1500} + \frac{2 \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{250}{3,14 \cdot 0,01}}{6,28 \cdot 3 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 15} = 180,33 \frac{\text{МПа} \cdot \text{с}}{\text{м}^3}.$$

$$q_2 = \frac{(2 \cdot 140,9 + 127)(18 - 17,8) + 127(20 - 18)}{(140,9 + 180,33) \cdot 127 + 2 \cdot 140,9 \cdot 180,33} = 0,003665 \text{ м}^3/\text{с} = 316,7 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$q_1 = \frac{180,33 \cdot 0,003665 - (18 - 17,8)}{127} = 0,003629 \text{ м}^3/\text{с} = 313,6 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$q_{д1} = \frac{q_1}{n_{д1}} = \frac{313,6}{3} = 104,53 \text{ м}^3/\text{сут}; \quad q_{д2} = \frac{q_2}{n_{д2}} = \frac{316,7}{3} = 105,57 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$q = 2 \cdot 313,6 + 316,7 = 943,9 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$q_B = \frac{q}{n_H} = \frac{943,9}{3} = 314,63 \text{ м}^3/\text{сут};$$

Задача 4.1.5. При разработке нефтяного месторождения с применением заводнения скважины расположены по семиточечной схеме (рисунок 4.5).

Исходные данные для расчета: $R = 400 \text{ м}$, $r_H = 0,1 \text{ м}$, $r_D = 0,01 \text{ м}$, $k_H = 0,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, $k_B = 0,15 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, $h = 12 \text{ м}$, $\mu_H = 1,5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $\mu_B = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. В нагнетательную скв.2 закачивается вода с расходом $q = 0,005 \text{ м}^3/\text{с}$ при давлении $p = 15 \text{ МПа}$. Осуществляется поршневое вытеснение нефти водой. При этом в некоторый момент времени фронт закачиваемой в пласт воды проник на расстояние $r_B = 100 \text{ м}$.

Требуется определить давление p_D на забоях добывающих скважин.

Решение. Рассматривая характер течения в элементе семиточечной схемы расположения скважин, фильтрационные сопротивления разделяются приблизительно на две части – внешние, возникающие в круговой области при $r_H \leq r \leq R$ (см. рисунок 4.5), и внутренние, находящиеся вблизи добывающих скважин при $\sigma/\pi \geq r \geq r_D$. Необходимо учесть, что при семиточечной схеме расположения скважин в случае жёстководонапорного режима $q = 2q_D$, где q_D – дебит добывающей скважины.

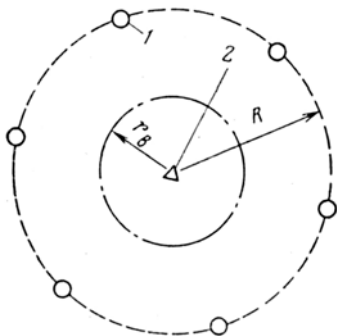


Рисунок 4.5 – Схема семиточечного расположения скважин.

Тогда можно написать, как и в предыдущих задачах:

$$p_D = p_H - \frac{q}{2\pi h} \left(\frac{\mu_B \ln \frac{r_B}{r_H}}{k_B} + \frac{\mu_H \ln \frac{R}{r_B}}{k_H} + \frac{\mu_H \ln \frac{\sigma}{\pi r_D}}{2k_H} \right). \quad (4.32)$$

Подставляя в эту формулу заданные значения входящих в нее величин

$$p_d = 15 \cdot 10^6 - \frac{0,005}{6,28 \cdot 12} \times \left(\frac{10^{-3} \cdot \ln \frac{100}{0,1}}{0,15 \cdot 10^{-12}} + \frac{1,5 \cdot 10^{-3} \ln \frac{400}{100}}{0,2 \cdot 10^{-12}} + \frac{1,5 \cdot 10^{-3} \ln \frac{419}{3,14 \cdot 0,01}}{2 \cdot 0,2 \cdot 10^{-12}} \right) = 8,9 \text{ МПа.}$$

4.2. Расчёт технологических показателей разработки однородного пласта с использованием модели непоршневого вытеснения нефти водой

Задача 4.2. Нефтяное месторождение площадью нефтеносности $S = 4500 \cdot 10^4 \text{ м}^2$ решено разрабатывать с использованием заводнения при однорядной схеме расположения скважин. Элемент однорядной схемы, содержащий одну скважину («1/2 добывающей и 1/2 нагнетательной», см. рисунок 4.6), имеет ширину $b=500\text{м}$ и длину $l=600\text{м}$.

Месторождение вводится в разработку за 5 лет, причем за каждый год вводится в действие по 30 элементов. Разрабатываемый пласт месторождения имеет следующие параметры: толщина $h=10\text{м}$, пористость $m=0,25$, насыщенность связанной водой $s_{CB}=0,1$, вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_H=2\text{мПа}\cdot\text{с}$, вязкость воды $\mu_B=1\text{мПа}\cdot\text{с}$.

Пласт сравнительно однородный. Установлено, что вытеснение из него нефти водой происходит непоршневым способом. При этом относительные проницаемости для нефти $k_H(s)$ и воды $k_B(s)$, зависящие от водонасыщенности s , имеют вид, показанный на рисунке 4.10.

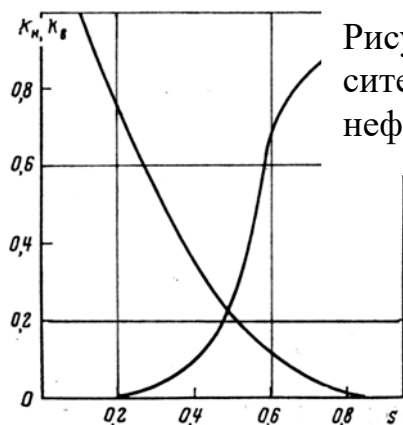


Рисунок 4.10 – Зависимость относительных проницаемостей для нефти $k_H(s)$ и воды $k_B(s)$

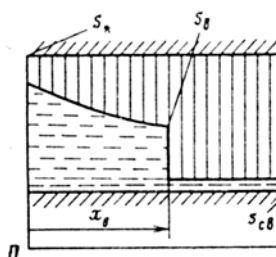


Рисунок 4.11 – Схема элемента пласта и распределение в нём водонасыщенности s

Эти зависимости можно представить в виде аналитических $k_H(s)$ и $k_B(s)$ следующим образом:

$$k_H(s) = \left(\frac{s_* - s}{s_* - s_{CB}} \right)^2,$$

$$\left\{ \alpha \left(\frac{s - s_{CB}}{s_* - s_{CB}} \right)^4 \text{ при } s_{CB} \leq s \leq s_1, \right.$$

$$k_B(s) = b \left(\frac{s - s_{CB}}{s_* - s_{CB}} \right)^{1/2} \text{ при } s_1 \leq s \leq 1.$$

Для данной задачи $s_* = 0,85$, $s_1 = 0,6$. В пласт с линии нагнетания $x=0$ (рисунок 4.11) закачивается вода с расходом $2,315 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$. Коэффициент охвата пласта заводнением $\eta_2 = 0,8$, так что $h_0 = 12,5 \text{ м}$.

Требуется найти изменение во времени добычи нефти, воды, обводненности продукции и текущей нефтеотдачи для элемента системы разработки и для месторождения в целом.

Решение. Определяются численные значения коэффициентов a и b , входящих в приведенные зависимости $k_H(s)$ и $k_B(s)$.

Так, значение коэффициента b определяется из условия (см. рисунок 4.10), что $k_B(1) = 1$.

$$1 = b \left(\frac{1 - 0,1}{0,85 - 0,1} \right)^{1/2} = b \left(\frac{0,9}{0,75} \right)^{1/2} = b \cdot 1,0954, \quad b = 0,913.$$

Значение коэффициента a устанавливается из условия

$$a \left(\frac{s_1 - s_{CB}}{s_* - s_{CB}} \right)^4 = 0,913 \left(\frac{s_1 - s_{CB}}{s_* - s_{CB}} \right)^{1/2}.$$

Отсюда

$$a \left(\frac{0,6 - 0,1}{0,85 - 0,1} \right)^4 = 0,913 \left(\frac{0,6 - 0,1}{0,85 - 0,1} \right)^{1/2}, \quad a = 3,77.$$

Расчёт добычи нефти, воды, обводнённости и нефтеотдачи для элементов системы разработки

В соответствии с теорией фильтрации неоднородных жидкостей, распределение водонасыщенности в пласте при $0 \leq x \leq x_B$ (см. рисунок 4.11) определяется следующим образом:

$$f'(s) = \frac{mbhx}{qt},$$

$$f(s) = \frac{k_B(s)}{k_B(s) + \frac{\mu_B}{\mu_H} k_H(s)}. \quad (4.42)$$

Водонасыщенность на фронте вытеснения нефти водой, т.е. при $x = x_B$,

$$f'(s_B) = \frac{f(s_B)}{s_B - s_{CB}}. \quad (4.43)$$

При этом $s = s_*$ при $x=0$. Из кривых относительных проницаемостей и формулы (4.42) следует, что $f(s_*) = 1$.

Распределение водонасыщенности определяется графоаналитическим методом. Так, соотношение (4.43) выражает тангенс угла наклона касательной, проведенной из точки $s = s_{CB}$ на графике, представленном на рисунке 4.12, к кривой $f(s)$ т. е.

$$f'(s_B) = \operatorname{tg} \alpha = \frac{f(s_B)}{s_B - s_{CB}}.$$

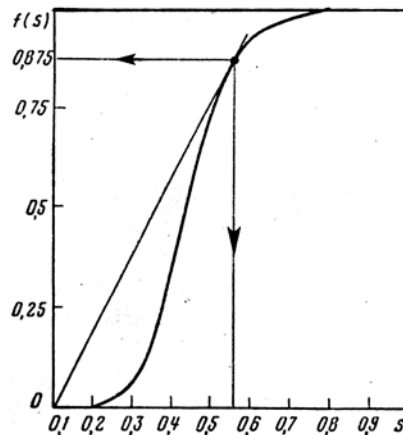


Рисунок 4.12 – График функции $f(s)$

Проведя касательную к кривой $f(s)$ из точки $s = s_{CB}$, получаем что $s_B = 0,56$, $f(s_B) = 0,875$, $f'(s_B) = 1,902$.

До того, как фронт вытеснения нефти водой дойдет до конца пласта $x = l$, из пласта будет извлекаться безводная нефть. В момент времени $t = t_*$ значение $x_B = l$. Этот момент можно определить из соотношения (4.42), положив в нём $x = l$. Тогда

$$t_* = \frac{mbhl}{qf'(s_B)} = \frac{V_{II}}{qf'(s_B)},$$

где V_{II} – объём пор пласта. Подстановкой в приведенное выражение заданных условием задачи значений входящих в него величин, а также $f'(s_B) = 1,902$, получается

$$t_* = \frac{0,25 \cdot 500 \cdot 10 \cdot 600}{2,315 \cdot 10^{-3} \cdot 1,902} = 1,703 \cdot 10^8 \text{ с} = 5,4 \text{ года}.$$

При $t > t_*$ из пласта будет добываться нефть вместе с водой.

При $t > t_*$ имеют место соотношения

$$f'(\bar{s}) = \frac{mbhl}{qt}, \quad f'(s_B) = \frac{mbhl}{qt_*}.$$

Отсюда

$$\frac{f'(\bar{s})}{f'(s_B)} = \frac{t_*}{t}. \quad (4.44)$$

Соотношение (4.44) служит для определения \bar{s} при $t > t_*$. Значение \bar{s} определяется графоаналитическим методом, для чего необходимо построить функцию $f'(s)$. Такое построение выполняют методом графического дифференцирования. Функция $f'(s)$ представлена на рисунке 4.13. Задавая различные значения t и t_* зная и $f'(s_B)$, по формуле (3.18), которая применительно к условиям данной задачи приобретает вид

$$f'(\bar{s}) = \frac{3,24 \cdot 10^8}{t},$$

определяется $f'(\bar{s})$, затем по графику (см. рисунок 4.13) – искомое значение \bar{s} .

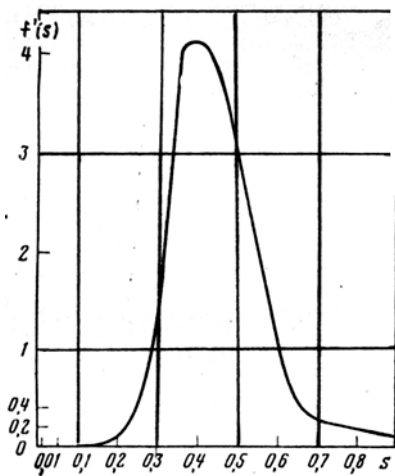
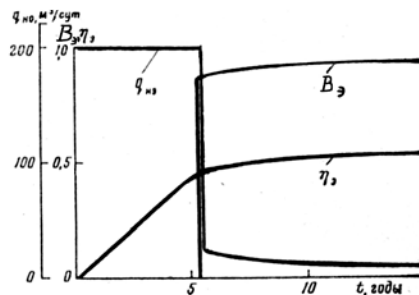


Рисунок 4.13 – График функции $f'(s)$

Рисунок 4.14 – Зависимость $q_{HЭ}$, $\eta_{Э}$, $B_{Э}$ от времени t



Значение $f(\bar{s})$ соответствует обводненности продукции элемента $B_{Э}$, так что $B_{Э} = f(\bar{s})$.

Текущая добыча нефти из элемента $q_{HЭ}$, приведенная к пластовым условиям, при $t > t_*$ составит $q_{HЭ} = q_{жЭ}(1 - B_{Э})$, а добыча воды $q_{BЭ} = q_{жЭ} B_{Э}$.

Текущая нефтеотдача $\eta_{Э}$ для элемента разработки определяется следующим образом:

$$\eta_{Э} = \frac{\int_0^t q_{HЭ}(t) dt}{mbhl(1 - s_{CB})}.$$

По вычисленным значениям величин $q_{HЭ}$, $B_{Э}$ и $\eta_{Э}$ строятся графики зависимости этих величин от времени t (рисунок 4.14).

Как видно из графиков, характер вытеснения нефти водой при условиях, принятых в данной задаче, близок к поршневому.

Далее определяются показатели разработки месторождения в целом с учетом последовательного ввода элементов в разработку. При этом используется та же методика подсчета показателей разработки по месторождению в целом, что и в предыдущих задачах.

По результатам расчетов строится график показателей разработки месторождения в целом (рисунок 4.15). Как видно из данных рисунка 4.15, через 15 лет после начала разработки месторождения нефтеотдача достигнет значения $\eta = 0,519$, а обводненность продукции B составит 0,94.

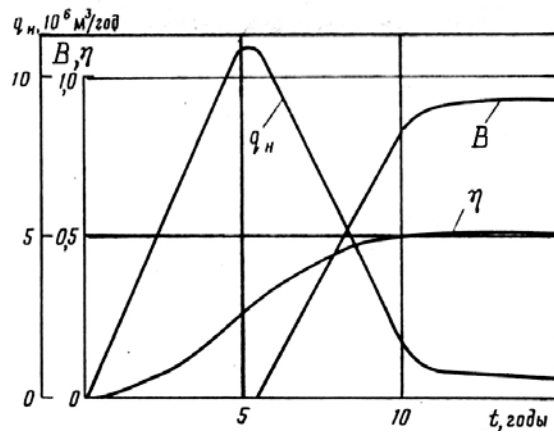


Рисунок 4.15 – Зависимость q_H , η , B от времени t

4.3. Расчет показателей разработки трещиновато-пористого пласта при его заводнении

Задача 4.3.1. Построить индикаторные кривые при фильтрации несжимаемой жидкости в деформируемом трещиноватом пласте для добывающей и нагнетательной скважин, принимая зависимость коэффициента трещинной проницаемости от давления в виде:

- а) $k_T = k_{T0} [1 - \alpha(p_K - p)]$,
- б) $k_T = k_{T0} [1 - \beta(p_K - p)]^3$.

Принять следующие данные: коэффициент трещинной проницаемости (при $p_0 = p_K$, где p_K – пластовое давление или давление на контуре залежи) $k_{T0} = 25$ мД, толщина пласта $h = 30$ м, динамический коэффициент вязкости $\mu = 1,5$ мПа·с, отношение $R_K/r_c = 10^5$, начальное пластовое давление $p_K = 20$ МПа, комплексный параметр трещиноватого пласта $\beta = 0,002 \cdot 10^{-5} \text{Па}^{-1}$.

Решение. Формула дебита скважины с учетом сжимаемости получается из формулы Дюпюи путем замены давления p функцией Лейбензона P . Тогда для случая а) формула дебита добывающей скважины записывается в виде:

$$Q_D = \frac{2\pi k_{T0} h (p_K - p_c) \left[1 - \frac{\alpha}{2} (p_K - p_c) \right]}{\mu \ln R_K / r_c}, \quad (4.45)$$

где $\alpha = 3\beta = 0,006 \cdot 10^{-5} \text{Па}^{-1}$; p_c – давление на забое скважины

Подставляя данные, получается:

$$Q_D = \frac{6,28 \cdot 0,025 \cdot 10^{-12} \cdot 30 (p_K - p_c) [1 - 3 \cdot 10^{-8} (p_K - p_c)]}{1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 11,51} \cdot 0,864 \cdot 10^5 =$$

$$= 2,36 \cdot 10^{-5} (p_K - p_c) [1 - 3 \cdot 10^{-8} (p_K - p_c)] \text{ в м}^3/\text{сут.}$$

Для случая б)

$$Q_D = \frac{\pi k_{T0} h}{2\mu\beta \ln R_K / r_c} \left\{ 1 - [1 - \beta(p_K - p_c)]^4 \right\} =$$

$$= \frac{3,14 \cdot 30 \cdot 0,025 \cdot 10^{-12}}{2 \cdot 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 10^{-8} \cdot 11,51} \left\{ 1 - [1 - 2 \cdot 10^{-8} (p_K - p_c)]^4 \right\} \cdot 0,864 \cdot 10^5 =$$

$$= 294 \left\{ 1 - \left[1 - 2 \cdot 10^{-8} (p_c - p_k) \right]^4 \right\} \text{ в м}^3/\text{сут.}$$

Задавая различные значения депрессии, подсчитываются соответствующие дебиты и строятся графики (рисунок 4.16).

Для нагнетательной скважины в случае а) дебит определится по формуле:

$$Q_H = \frac{2\pi k_{T0} h (p_c - p_k) \left[1 + \frac{\alpha}{2} (p_c - p_k) \right]}{\mu \ln R_k / r_c} = 2,36 \cdot 10^{-5} (p_c - p_k) \times$$

$$\times \left[1 + 3 \cdot 10^{-8} (p_c - p_k) \right] \text{ в м}^3/\text{сут.}$$

В случае б)

$$Q_H = \frac{\pi k_{T0} h}{2\mu\beta \ln R_k / r_c} \left\{ 1 - \left[1 + \beta (p_c - p_k) \right]^4 \right\} =$$

$$= 294 \left\{ 1 - \left[1 + 2 \cdot 10^{-8} (p_c - p_k) \right]^4 \right\} \text{ в м}^3/\text{сут.}$$

Значения дебитов нагнетательной скважины и соответствующие депрессии приведены на рисунке 3.15.

Как показывают результаты расчетов (см. рисунки 4.16 и 4.17), в случае добывающей скважины индикаторная линия имеет выпуклость к оси дебитов, а для нагнетательной – к оси депрессий. Дебит (приемистость) нагнетательной скважины увеличивается при возрастании депрессии в большей степени, чем дебит добывающей скважины (сравнить дебиты Q_d и Q_H при $p_k - p_c = 0,5$ МПа и 10 МПа). Это объясняется тем, что при поступлении воды в пласт давление увеличивается, в результате чего происходит раскрытие трещин и растет проницаемость пласта.

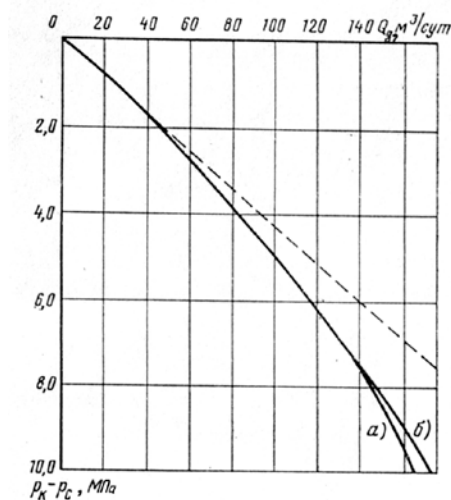


Рисунок 4.16

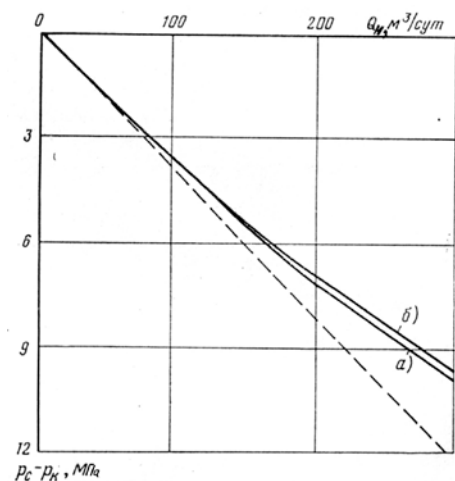


Рисунок 4.17

Расчёт показателей разработки трещиновато-пористого пласта при его заводнении

В задаче 4.9 даются основы методики расчета показателей разработки трещиновато-пористого пласта при вытеснении нефти из блоков пород-коллекторов водой в результате капиллярной пропитки.

Задача 4.3.2. В разработку вводится нефтяное месторождение, продуктивный пласт которого сложен породами-коллекторами явно выраженного трещиновато-пористого типа. Про-

нищаемость целиков (блоков) пород пласта составляет $k_{II} = 10^{-14} \text{ м}^2$, а пористость блоков $m = 0,15$. Было определено, что средний размер блока породы $l_* = 10 \text{ м}$.

Начальная нефтенасыщенность блоков пород $s_{HO} = 0,8$. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_H = 2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Поверхностное натяжение между нефтью и водой в пластовых условиях $\sigma = 34,4 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{м}$. Угол смачивания пород водой $\cos\theta = 0,6$.

При разработке месторождения решено применить воздействие на пласт путем обычного заводнения (см. рисунок 4.18).

Скорость капиллярной пропитки блока породы, который можно представить в виде куба с длиной грани l_* можно выразить зависимостью [7]

$$\varphi(t) = \frac{ae^{-\beta t}}{\sqrt{\beta t}}, \quad \beta = \frac{36\sigma \cos\theta \sqrt{\frac{k}{m}}}{l_*^2 \mu_H}, \quad (4.46)$$

где a – коэффициент, подлежащий определению с учетом того, что конечная нефтеотдача блока породы составляет $\eta_* = 0,4$.

Система разработки месторождения – однорядная. При этом расстояние между рядом добывающих и нагнетательных скважин $l = 700 \text{ м}$, расстояние между добывающими скважинами в рядах, как и расстояние между нагнетательными скважинами, $b = 500 \text{ м}$. Общий коэффициент охвата пласта воздействием принимается равным $\eta_2 = 0,75$ при исходной толщине пласта $h_0 = 20 \text{ м}$, так что охваченная заводнением толщина пласта составляет $h = 15 \text{ м}$.

В каждую нагнетательную скважину будет закачиваться вода с расходом $q_3 = 1,12 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с} = 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Требуется рассчитать добычу нефти из элемента пласта к моменту подхода фронта вытеснения к линии отбора для одного элемента пласта.

Решение. Учитывая условие задачи $\eta_* = 0,4$ (т.е., что за бесконечное время из блока будет получено 40% от первоначально содержащейся в нём нефти, объём которой $V_{HЭ} = ml_*^3 s_{HO}$) и интегрируя $\varphi(t)$ [формула (4.46)] в пределах от 0 до ∞ получается

$$a = \pi^{-1/2} \beta \eta_* ml_*^3 s_{HO}. \quad (4.47)$$

Вычисляется значение β :

$$\begin{aligned} \beta &= \frac{36\sigma \cos\theta \sqrt{\frac{k}{m}}}{l_*^2 \mu_H} = \frac{36 \cdot 34,4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6 \sqrt{\frac{10^{-14}}{0,15}}}{10^2 \cdot 2 \cdot 10^{-3}} = 0,9593 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{с}} = \\ &= 0,08288 \frac{1}{\text{сут}}. \end{aligned}$$

Подставляя в формулу (4.47) значения входящих в нее величин, получается

$$a = 3,14^{-1/2} \cdot 0,08288 \cdot 0,4 \cdot 0,15 \cdot 10^3 \cdot 0,8 = 2,244 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

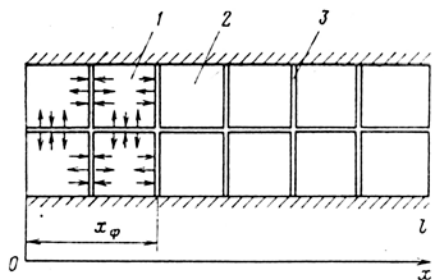


Рисунок 4.18 – Схема трещиновато-пористого пласта:

1 – блоки охваченные капиллярной пропиткой; 2 – блоки, не охваченные капиллярной пропиткой; 3 – трещины.

Движение фронта капиллярной пропитки в трещиновато-пористом пласте в соответствии с формулами (4.46) и (4.47) в общем виде описывается уравнением [6]

$$x_{\phi}(t) = \frac{q_{\Delta}}{bh\eta_{*}ms_{HO}} \int_0^t \left[\frac{e^{-\beta t}}{\sqrt{\pi\beta t}} + \operatorname{erf}(\sqrt{\beta t}) \right] dt. \quad (4.48)$$

Для больших значений времени ($t > 50$ сут) можно положить

$$x_{\phi}(t) \approx \frac{q_{\Delta}t}{bh\eta_{*}ms_{HO}}. \quad (4.49)$$

$$x_{\phi}(t) \approx \frac{1000t}{500 \cdot 15 \cdot 0,4 \cdot 0,15 \cdot 0,8} = 2,778t.$$

Фронт x_{ϕ} дойдёт до линии добывающих скважин за время

$$t = t_{*} = \frac{7000}{2,778} = 252 \text{ сут.}$$

За это время из элемента пласта будет добыто $Q_{H\Delta} = 1000 \cdot 252 = 252 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ нефти.

При необходимости, расчёты показателей разработки для месторождения в целом осуществляются по методикам, изложенным в ранее решённых задачах.

4.4. Исходные данные для решения задач по разделу 4

Варианты заданий к задаче 4.3.1

№ п/п	Параметры	Размерность	Варианты									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Расстояние от нагнетательного ряда до РКН	м	150	200	175	125	225	175	200	225	200	175
2	Расстояние от нагнетательного ряда до добывающего	м	750	850	775	625	925	750	700	900	850	750
3	Расстояние между рядами добывающих скважин	м	600	650	600	500	700	500	450	600	550	500
4	Расстояние м/у скважинами в рядах, σ_{CH}	м	450	500	475	400	500	450	380	500	450	450
5	Расстояние м/у	м	500	550	550	450	600	500	400	500	500	500

	скважинами в рядах, $2\sigma_{Ci}$											
6	Ширина полосы (расчетного элемента)	м	3000	4000	3600	3000	4000	3000	4000	3500	3000	3500
7	Приведенные радиусы скважин, r'_{CH}	м	0,1	0,1	0,15	0,2	0,1	0,1	0,15	0,2	0,15	0,1
	r'_{Ci}	м	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,015	0,01	0,05	0,05
8	Толщина пласта эффективная	м	10	15	20	18	16	10	12	12	10	12
9	Вязкость пластовой нефти	мПа·с	3	2	4	3	2	2	3	1,5	1,0	2,0
10	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	1	1	1	0,9	0,85	1	1	0,95	0,9	1,0
11	Фазовая проницаемость для воды	мкм ²	0,6	0,6	0,6	0,55	0,55	0,55	0,6	0,6	0,55	0,55
	в зоне замещения нефти водой	мкм ²	0,55	0,5	0,58	0,5	0,5	0,5	0,5	0,55	0,45	0,45
	в нефтенасыщенной зоне	мкм ²	0,5	0,4	0,52							
12	Давление на забоях нагнетательных скважин	мПа	30	35	34	36	35	30	35	30	35	30
13	Давление на забоях добывающих скважин	мПа	15,16,17	16	15	16	17	16	15	16	15	16

Варианты заданий к задаче 4.3.2

№ п/п	Параметры	Размерность	Варианты									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Расстояние l_{01}	м	1000	1000	900	800	1000	900	800	1000	900	800
	l_{12}	м	750	800	750	700	800	750	600	700	750	550
	l_{23}	м	500	600	600	550	660	700	600	700	700	550
	l_{30}	м	750	780	700	600	900	900	800	1000	900	800
2	Расстояние между добывающими скважинами, $2\sigma_c$	м	500	600	600	450	700	700	600	650	700	500
3	Ширина полосы	м	4000	4200	3000	3600	4500	4000	3500	4500	4200	3500
4	Толщина пласта	м	10	12	15	12	16	12	10	10	10	12
5	Проницаемость пласта, К	мкм ²	0,5	0,3	0,4	0,6	0,5	0,3	0,2	0,15	0,2	0,2
6	Вязкость пластовой нефти	мПа·с	2	2	3	4	3	2	1,5	2	2	4,5
7	Среднее дав-	мПа	20	21	30	30	32	20	22	25	30	30

	ление на линии нагнетания слева (на левом контуре питания), P_{K1}											
8	То же справа, P_{K2}	мПа	15	18	25	24	26	15	20	20	25	25
9	Давления на забоях добывающих скважин, P_C	мПа	10	12	20	18	20	10	12	15	20	20
10	Приведенный радиус добывающих скважин, r'_C	м	0,1	0,1	0,01	0,1	0,01	0,1	0,05	0,5	0,05	0,1

Варианты заданий к задаче 4.2

При 3-х рядном расположении скважин определить расход воды q_B , закачиваемой в каждую из нагнетательных скважин, дебиты скважин первого $q_{д1}$ и второго $q_{д2}$ рядов. Для расчетов использовать данные, приводимые в таблице, а также следующие условия: схема расположения скважин идентична схеме, приводимой на рисунке 4.2; $2\sigma_H=2\sigma_D=2\sigma$; $p_H=22\text{МПа}$; $p_{д1}=19\text{МПа}$; $p_{д2}=18\text{МПа}$; $r_H=0,1\text{м}$; $r_D=0,01\text{м}$; $\mu_H=2\text{мПа}\cdot\text{с}$; $\mu_B=1\text{мПа}\cdot\text{с}$.

Выполнение этого задания осуществляется по методике, изложенной при решении задачи 4.3.

Номера вариантов	$L, \text{м}$	$l_{12}, \text{м}$	$l, \text{м}$	$2\sigma, \text{м}$	$k_H \cdot 10^{-12}, \text{м}^2$	$k_B \cdot 10^{-12}, \text{м}^2$	$h, \text{м}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1500	500	500	500	0,54	0,32	16
2	1500	500	600	400	0,50	0,30	14
3	1500	500	700	600	0,52	0,34	12
4	1500	600	500	400	0,52	0,30	12
5	1500	600	600	600	0,54	0,34	16
6	1500	600	700	500	0,50	0,32	14
7	1500	700	500	600	0,50	0,34	14
8	1500	700	600	500	0,52	0,32	12
9	1500	700	700	400	0,54	0,30	16

Продолжение таблицы исходных данных к заданию

1	2	3	4	5	6	7	8
10	1600	500	500	600	0,50	0,30	12
11	1600	500	600	500	0,52	0,34	16
12	1600	500	700	400	0,54	0,32	14
13	1600	600	500	500	0,54	0,34	14
14	1600	600	600	400	0,50	0,32	12
15	1600	600	700	600	0,52	0,30	16
16	1600	700	500	400	0,52	0,32	16
17	1600	700	600	600	0,54	0,30	14
18	1600	700	700	500	0,50	0,34	12
19	1700	500	500	400	0,52	0,34	14
20	1700	500	600	600	0,54	0,32	12
21	1700	500	700	500	0,50	0,30	16
22	1700	600	500	600	0,50	0,32	16

23	1700	600	600	500	0,52	0,30	14
24	1700	600	700	400	0,54	0,34	12
25	1700	700	500	500	0,54	0,30	12
26	1700	700	600	400	0,50	0,34	16
27	1700	700	700	600	0,52	0,32	14

5. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Фильтрация водных растворов активных примесей в пласте

Под физико-химическими методами разработки нефтяных месторождений понимают методы, основывающиеся на вытеснении нефти из пластов растворами различных активных примесей. К таким примесям, улучшающим процесс вытеснения нефти по сравнению с обычным заводнением, относятся поверхностно-активные вещества, водонефтерастворы полимеров, мицеллообразующие вещества, а также полимер-гелевые системы, композиции, которые в пластовых условиях генерируют щелочи, уголекислоты, ПАВ и которые входят в группу потокоотклоняющих технологий.

Задача 5.1 Расчет скорости продвижения фронта сорбции ПАВ. В водонасыщенный участок пласта шириной $b = 400$ м, толщиной $h = 15$ м, пористостью $m = 0,25$ и с расстоянием между нагнетательной и добывающей галереями $l = 500$ м через нагнетательную галерею закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией c_0 и темпом закачки $q = 500 \text{ м}^3/\text{сут}$. ПАВ сорбируется скелетом породы по закону Генри, формула которого имеет вид $a(c) = \alpha c$, где α – коэффициент сорбции; $\alpha = 0,2$ (см. рисунок 5.1). Определить скорость продвижения фронта сорбции ПАВ (фронта ПАВ).

Решение. Для определения скорости фронта ПАВ и распределения их концентрации в пласте используется уравнение баланса водного раствора ПАВ в первоначально водонасыщенном пласте:

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

В начальный момент времени $t = 0$ в пласте отсутствует ПАВ, т.е. $c(x, 0) = 0$. (5.2)

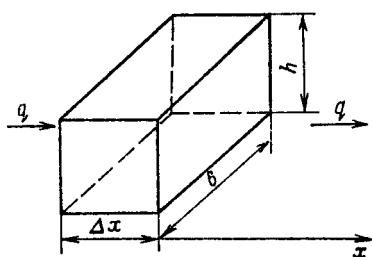


Рисунок 5.1 – Элемент прямолинейного пласта

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

$$c(0, t) = c^0 \quad (5.3)$$

Решение задачи (5.1)-(5.3) определяют по формулам

$$c(x, t) = c^0, \quad x \leq \frac{q}{mbh(1 + \alpha)} t,$$

$$c(x,t) = 0, \quad x > \frac{q}{mbh(1+\alpha)}t. \quad (5.4)$$

Отсюда следует, что фронт сорбции ПАВ движется со скоростью $v_c = \frac{v}{m(1+\alpha)}$; (5.5)

где v – линейная скорость фильтрации, $v = \frac{q}{bh} = \frac{500}{400 \cdot 15} = 0.0833 \text{ м/сут.}$

Подставляя в выражение для скорости фронта сорбции ПАВ значение скорости фильтрации v и заданные по условию задачи значения пористости и коэффициента сорбции ПАВ, определяется

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

Задача 5.2. Расчет времени подхода фронта сорбции ПАВ к линии отбора. В водонасыщенный участок пласта, имеющий $r_k = 200 \text{ м}$ и толщину $h = 10 \text{ м}$ и пористость $m = 0,2$, через центральную скважину радиусом $r_c = 0,1 \text{ м}$ закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией c^0 и темпом закачки $q = 250 \text{ м}^3/\text{сут}$ (рис. 5.2). ПАВ интенсивно сорбируются пористой средой по закону Генри.

$a(c) = \alpha c$, где $\alpha = 0,3$.

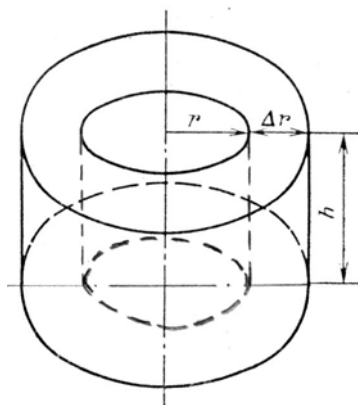


Рисунок 5.2 – Схема элемента пласта при плоско-радиальной фильтрации

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

Решение.

Положение фронта ПАВ в момент времени t после его закачки в нагнетательную скважину можно определить по соотношению

$$r_\phi(t) = \sqrt{r_c^2 + \frac{qt}{m(1+\alpha)\pi h}}. \quad (5.6)$$

Дифференцируя обе части уравнения (5.6) по t , определяется скорость продвижения фронта ПАВ

$$v_c(t) = \frac{dr_\phi(t)}{dt} = \frac{q}{2m(1+\alpha)\pi h r_\phi(t)} \quad (5.7)$$

Таким образом, скорость продвижения фронта ПАВ в случае плоско-радиальной фильтрации падает с течением времени по закону, формула которого имеет вид (5.7).

Определяется время подхода фронта ПАВ к линии отбора. Для этого подставляется в соотношение (5.6) значение $r_{\phi}(t)=r_K$ и обе части полученного равенства возводятся в квадрат

$$t_* = \frac{m(1+\alpha)\pi h}{q} (r_K^2 - r_C^2) \approx \frac{m(1+\alpha)\pi h}{q} r_K^2 = \frac{0,2 \cdot 1,3\pi \cdot 10}{250} 200^2 = 3,58 \text{ года.}$$

Задача 5.3. Расчет оптимального объема оторочки ПАВ. В пласт, первоначально насыщенный водой с пористостью $m = 0,2$ и имеющий размеры $l = 500\text{м}$, $b = 30\text{м}$, $h = 10\text{м}$, закачивается оторочка ПАВ с концентрацией $c^0 = 0,001$ при расходе $q = 400 \text{ м}^3/\text{сут}$. Оторочка проталкивается водой с тем же расходом q . ПАВ адсорбируется пористой средой по закону, формула которого имеет вид $a(c) = \alpha c$, где $\alpha = 0,3$. На стадии проталкивания оторочки водой происходит десорбция ПАВ (т.е. обратное растворение части адсорбированного ПАВ в проталкиваемой воде):

$$\bar{a}(c) = \bar{\alpha} c + (\alpha - \bar{\alpha})c^0, \text{ где } \bar{\alpha} = 0,1; \bar{\alpha}_0 = (\alpha - \bar{\alpha})c^0 \text{ характеризует,}$$

необратимо сорбированное породой, количество ПАВ (рисунок 5.3)

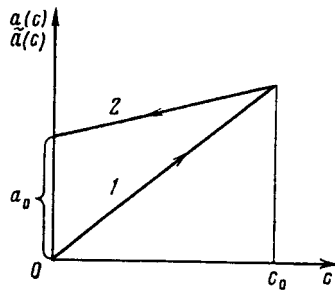


Рисунок 5.3 – График зависимости сорбции (1) и десорбции (2) ПАВ пористой породой (случай линейной изотермы сорбции и десорбции): α_0 – количество ПАВ, необратимо сорбированного породой.

Определить оптимальный объем оторочки ПАВ и время, необходимое для её создания. Оптимальным считать такой объем оторочки, который исчезает при подходе фронта ПАВ к линии отбора. Движение жидкостей считать прямолинейным, а сами жидкости – несжимаемыми.

Решение. На стадии создания оторочки ПАВ решение известно (см. задачу 5.1):

$$c = \begin{cases} c^0, & x \leq v_C t, \\ 0, & x > v_C t, \end{cases} \text{ где } v_C = \frac{q}{mbh(1+\alpha)}.$$

Считается, что в момент времени $t = t_*$ формирование оторочки закончилось и началась стадия проталкивания её по пласту водой, закачиваемой с расходом q . Уравнение распределения концентрации ПАВ в пласте на стадии проталкивания оторочки водой

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{m(1+\bar{\alpha})bh} \frac{\partial c}{\partial x} = 0. \quad (5.8)$$

В момент времени $t = t_*$ (момент окончания создания оторочки и начала проталкивания её водой) во всех сечениях пласта, через которые прошел фронт оторочки ПАВ, концентрация ПАВ будет равна концентрации закачки. Таким образом, начальное условие имеет вид

$$c(x, t_*) = c^0, \quad x \leq x_\phi(t_*). \quad (5.9)$$

Начиная с момента времени $t = t_*$ оторочка будет проталкиваться водой, не содержащей ПАВ. Поэтому граничное условие примет вид

$$c(0, t) = 0, \quad t \geq t_* \quad (5.10)$$

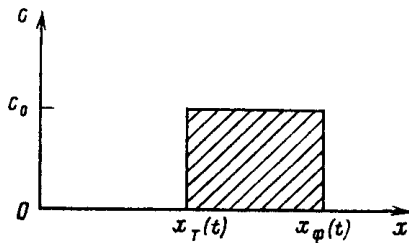
Решение задачи (4.8) - (4.10) получается по формулам

$$c(x, t) = \begin{cases} 0, & x \leq v_T(t - t_*), \\ c^0, & v_\phi \geq x \geq v_T(t - t_*) \end{cases} \quad (5.11)$$

где v_T – скорость тыла оторочки, определяемая по соотношению:

$$v_T = \frac{q}{m(1 + \bar{\alpha})bh} \quad (5.12)$$

Характерное распределение концентрации ПАВ в пласте показано на рисунке 5.4.



c – концентрация ПАВ, $x_\phi(t)$ и $x_T(t)$ – соответственно положение фронта и тыла оторочки ПАВ в момент времени t

Рисунок 5.4 – Зависимость концентрации ПАВ в пласте при проталкивании оторочки раствора водой (случай линейных изотерм сорбции и десорбции ПАВ) от расстояния. Движение жидкостей – прямолинейно-параллельное

Время t_* создания оторочки определяется по формуле:

$$t_* = \frac{mbhl(\alpha - \bar{\alpha})}{q} = \frac{V_{пор}}{q}(\alpha - \bar{\alpha}) \quad (5.13)$$

$$t_* = \frac{0,2 \cdot 500 \cdot 300 \cdot 10}{400} 0,2 = 4,11 \text{ года.}$$

Объем оторочки ПАВ при этом составит:

$$V_{от} = \frac{qt_*}{1 + \alpha} = \frac{\alpha - \bar{\alpha}}{1 + \alpha} V_{пор} = \frac{0,2}{1,3} V_{пор} \approx 0,15 V_{пор}. \quad (5.14)$$

Таким образом, для условий нашей задачи оптимальным является объем оторочки ПАВ, равный 15 % порового объема пласта $V_{пор}$.

5.1. Исходные данные для выполнения контрольных работ

по разделу 5

Определить оптимальный объем оторочки ПАВ и время, необходимое для ее создания; построить зависимость концентрации ПАВ в пласте при проталкивании оторочки раствора водой от расстояния. Для расчета использовать исходные данные, приводимые в таблице. Выполнение задания 9 осуществляется

по методике, изложенной при решении задачи 4.3 и с учетом вводных данных, приводимых в условии этой задачи.

Номера вариантов	l , м	b , м	h , м	m , доли ед.	q , м ³ /сут	α , доли ед
1	2	3	4	5	6	7
1	400	200	14	0,23	350	0,32
2	450	200	8	0,21	400	0,30
3	500	200	16	0,27	450	0,28
4	550	200	10	0,19	300	0,34
5	600	200	12	0,25	500	0,26
6	400	250	8	0,25	400	0,34
7	450	250	16	0,23	450	0,32
8	500	250	10	0,21	500	0,30
9	550	250	12	0,27	350	0,26
10	600	250	14	0,19	300	0,28
11	400	300	16	0,19	500	0,28
12	450	300	10	0,25	300	0,26
13	500	300	12	0,23	350	0,34
14	550	300	14	0,21	450	0,30
15	600	300	8	0,27	400	0,32
16	400	350	10	0,27	450	0,26
17	450	350	12	0,19	500	0,34
18	500	350	14	0,25	300	0,32
19	550	350	8	0,23	400	0,28
20	600	350	16	0,21	350	0,30
21	400	400	12	0,21	300	0,30
22	450	400	14	0,27	350	0,28
23	500	400	8	0,19	400	0,26
24	550	400	16	0,25	500	0,32
25	600	400	10	0,23	450	0,34

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

Задача 6.1 Определить дебит газовой скважины по следующим параметрам:

Таблица 8. 1 – Исходные данные для расчета (варианты 1-30)

Параметры		варианты					
		1	2	3	4	5	6
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{MPa^2}{тыс.м^3 / сут.}$	А	0,010	0,012	0,015	0,014	0,012	0,013
	В	$9,8 \cdot 10^{-5}$	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,7 \cdot 10^{-5}$	$9,4 \cdot 10^{-5}$	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$

пластовое давление $P_{пл}$, МПа		10	11	16	31	18	22
Забойное давление $P_{заб}$, МПа		9,5	10,5	15,7	30,4	17,3	21,8
Дебит при нормальных условиях Q_o , тыс. м ³ /сут.		50	150	250	400	600	1000
Параметры		варианты					
		7	8	9	10	11	12
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	A	0,011	0,011	0,012	0,012	0,016	0,016
	B	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,7 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$9,6 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$, МПа		25	26	27	28	29	24
Забойное давление $P_{заб}$, МПа		24,1	35,4	26,5	27,7	27,3	23,7
Дебит при нормальных условиях Q_o , тыс. м ³ /сут.		600	700	800	900	1000	1100
Параметры		варианты					
		13	14	15	16	17	18
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	A	0,014	0,015	0,016	0,017	0,010	0,011
	B	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$9,4 \cdot 10^{-5}$	$9,5 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$, МПа		25,6	26,7	27,1	30	33	36
Забойное давление $P_{заб}$, МПа		24,7	25,4	26,8	29	32	35
Дебит при нормальных условиях Q_o , тыс. м ³ /сут.		650	700	750	800	1200	1400
Параметры		варианты					
		19	20	21	22	23	24
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	A	0,01	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016
	B	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,7 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$9,6 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$, МПа		25	26	27	28	29	24
Забойное давление $P_{заб}$, МПа		24,1	35,4	26,5	27,7	27,3	23,7
Дебит при нормальных условиях Q_o , тыс. м ³ /сут.		900	800	1400	1700	1000	1100
Параметры		варианты					
		25	26	27	28	29	30
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	A	0,016	0,011	0,014	0,012	0,012	0,015
	B	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$9,4 \cdot 10^{-5}$	$9,6 \cdot 10^{-5}$	$9,5 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$, МПа		30	30	30	30	30	30
Забойное давление $P_{заб}$, МПа		29	29,1	29,2	29,7	29,5	29,3
Дебит при нормальных условиях Q_o , тыс. м ³ /сут.		1100	1200	1300	1400	1500	1600

Методические рекомендации по решению задачи:

Рассмотрим, изменение дебита, депрессии на пласт и градиента давления на стенке газовой скважины.

Уравнение притока газа к скважине имеет вид:

$$\Delta P^2 = A Q_o + B Q_o^2, \quad (8.1)$$

где $\Delta P^2 = P_{nl}^2 - P_{заб}^2$; P_{nl} - пластовое давление; $P_{заб}$ - забойное давление; Q_o - дебит газа при нормальных условиях; A, B - коэффициенты фильтрационных сопротивлений:

$$A = a \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}; \quad B = b \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_K} \right) \quad (8.2)$$

где a и b - коэффициенты, зависящие от толщины пласта, физических свойств жидкости (газа) и фильтрационных свойств пласта; R_K - радиус зоны дренирования пласта газовой скважиной; r_c - радиус скважины.

Увеличение диаметра скважины в n раз изменит коэффициенты фильтрационных сопротивлений до значений:

$$A' = \delta_a \cdot A; \quad B' = \delta_b \cdot B, \quad (8.3)$$

где δ_a и δ_b - коэффициенты, учитывающие геометрию забоя скважины:

$$\delta_a = 1 - \frac{\ln n}{\ln \frac{R_K}{r_c}} \quad (8.4)$$

$$\delta_b = \frac{1}{n} \quad (8.5)$$

Уравнение притока газа, при сохранении дебита газа к скважине увеличенного диаметра представляется в виде:

$$(\Delta P^2)' = A Q_o \delta_a + B Q_o^2 \delta_b \quad (8.6)$$

Уравнение депрессии на пласт можно записать как:

$$\Delta P = P_{nl} - \sqrt{P_{nl}^2 - \Delta P^2}; \quad (8.7)$$

$$\Delta P' = P_{nl} - \sqrt{P_{nl}^2 - (\Delta P^2)'}; \quad (8.8)$$

Из формул (6) - (8) представляется возможным оценить степень уменьшения депрессии на газовый пласт при сохранении дебита:

$$\delta_{\Delta P} = \frac{\Delta P'}{\Delta P} = \frac{\delta_a + \frac{B}{A} \cdot Q_o \cdot \delta_b}{1 + \frac{B}{A} \cdot Q_o} \quad (9)$$

Запишем формулы для расчёта дебита скважины при сохранении депрессии на пласт:

$$Q_o = \frac{A}{2B} \left(\sqrt{1 + 4 \frac{B}{A^2} \Delta P^2} - 1 \right) \quad (8.10)$$

$$Q'_o = \frac{A \cdot \delta_a}{2B \cdot \delta_b} \left(\sqrt{1 + 4 \frac{B \cdot \delta_b}{A^2 \cdot \delta_a^2} \Delta P^2} - 1 \right) \quad (8.11)$$

Соответственно, получаем степень увеличения дебита скважины:

$$\delta_Q = \frac{Q'_o}{Q_o} = \frac{\delta_a}{\delta_b} \cdot \frac{\sqrt{1 + 4 \frac{B \cdot \delta_b}{A^2 \cdot \delta_a^2} \Delta P^2} - 1}{\sqrt{1 + 4 \frac{B}{A^2} \Delta P^2} - 1}. \quad (8.12)$$

Градиент давления при фильтрации газа определяется по формуле:

$$\frac{dP}{dr} = \frac{\mu \cdot V}{K} + \beta \frac{\rho_g \cdot V^2}{\sqrt{k}}, \quad (8.13)$$

где μ - коэффициент динамической вязкости газа в пластовых условиях; V - скорость фильтрации газа; k - коэффициент проницаемости; β - коэффициент вихревых сопротивлений; ρ_g - плотность газа в пластовых условиях.

Учитывая, что максимальное значение градиента давления возникает на стенке скважины, скорость фильтрации газа будет:

$$V = \frac{Q_o \cdot P_o}{2\pi \cdot r_c \cdot h \cdot P_{заб}}, \quad (8.14)$$

где P_o - нормальное давление; h - толщина пласта.

Тогда уравнение (13) записывается в виде:

$$\left. \frac{dP}{dr} \right|_{r=r_c} = \frac{\mu P_o Q_o}{2\pi K h P_{заб} r_c} + \beta \frac{\rho_g P_o Q_o^2}{4\pi^2 \sqrt{K h^2 P_{заб} r_c^2}}, \quad (8.15)$$

Уменьшение градиента давления при увеличении диаметра скважины в n раз определяется выражениями 16-19:

$$\left(\frac{dP}{dr} \right)' \Big|_{r=r_c} = \frac{\mu P_o Q_o}{2\pi K h P_{заб} r_c \cdot n} + \beta \frac{\rho_g P_o Q_o^2}{4\pi^2 \sqrt{K h^2 P_{заб} r_c^2 n^2}}, \quad (8.16)$$

Или

$$\left(\frac{dP}{dr} \right)' \Big|_{r=r_c} = \frac{1}{2P_{заб} r_c} \left(\frac{A}{n \ln \frac{R_K}{r_c}} Q_o + \frac{B Q_o^2}{r_c n^2} \right) \quad (8.17)$$

Степень уменьшения градиента давления определяется отношением:

$$\delta_{град} = \frac{(dP / dr)'}{dP / dr} \quad (8.18)$$

или

$$\delta_{град} = \frac{\delta_a + \frac{B}{A} \ln \frac{R_k}{r_c} Q_o \delta_b}{\left(1 + \frac{B}{A} \ln \frac{R_k}{r_c} Q_o\right) \cdot n} \quad (8.19)$$

7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ГАЗА РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ

Определение запасов газа объёмным методом

Необходимо определить запасы газа объёмным методом. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Исходные данные к задаче

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 участок										
<i>m</i> 1	0,1	0,1	0,12	0,1	0,11	0,1	0,11	0,11	0,12	0,11
<i>h</i> 1, м	10	19	12	20	10	14	16	10	12	15
<i>F</i> 1, м ²	200	120	180	170	180	220	230	210	220	210
<i>T</i> 1, К	340	320	330	320	315	310	340	320	316	315
α 1	0,6	0,7	0,7	0,6	0,8	0,6	0,7	0,8	0,7	0,6
<i>P</i> 1, МПа	20	21	19	17,7	19,8	18,3	19,7	25,4	20,3	18,7
2 участок										
<i>m</i> 2	0,11	0,08	0,09	0,09	0,1	0,12	0,09	0,09	0,08	0,08
<i>h</i> 2, м	20	30	30	30	25	20	50	40	28	45
<i>F</i> 2, м ²	250	300	450	500	640	360	680	900	470	560
<i>T</i> 2, К	380	340	350	320	360	318	320	318	325	310
α 2	0,7	0,9	0,6	0,5	0,9	0,8	0,7	0,65	0,8	0,7
<i>P</i> 2, МПа	18	20	21	19	21	18	22	17	21	23

1. Для определения запасов объёмным методом воспользуемся следующей формулой:

$$Q_{зап} = \frac{T_{ст} \cdot P_{ср}}{P_{ст} \cdot T_{ср} \cdot Z_{ср}} \cdot \alpha_{ср} \cdot m_{ср} \cdot h_{ср} \cdot F \quad (7.1)$$

где $T_{ст}$ – стандартная температура, равная 293 К;

$p_{ср}$ – средневзвешенное давление в пласте, МПа;

$p_{ст}$ – стандартное давление, равное 0,1 МПа;

$T_{ср}$ – средневзвешенная температура в пласте, К;

$z_{ср}$ – средний коэффициент сжимаемости при $p_{ср}$ и $T_{ср}$;

$\alpha_{ср}$ – средний коэффициент газонасыщенности;

$m_{ср}$ – средняя пористость пласта;

$h_{ср}$ – средневзвешенная толщина пласта, м;

F – сумма площадей участков, м².

2. Сумму площадей участков можно рассчитать по следующей формуле:

$$F = \sum_{i=1}^n F_i \quad (7.2)$$

где F_i – площадь i -го участка, м².

3. Средневзвешенную толщину пласта можно рассчитать по следующей формуле:

$$h_{\text{CP}} = \frac{\sum F_i \cdot h_i}{\sum F_i} \quad (7.3)$$

где h_i – толщина i -го участка, м.

4. Среднюю пористость пласта можно рассчитать по следующей формуле:

$$m_{\text{CP}} = \frac{\sum F_i \cdot h_i \cdot m_i}{\sum F_i \cdot h_i} \quad (7.4)$$

где m_i – пористость i -го участка.

5. Средний коэффициент газонасыщенности определяют по следующей формуле:

$$m_{\text{CP}} = \frac{\sum F_i \cdot h_i \cdot \alpha_i}{\sum F_i \cdot h_i} \quad (7.5)$$

где α_i – газонасыщенность i -го участка.

6. Средневзвешенное давление в пласте можно рассчитать по следующей формуле:

$$P_{\text{CP}} = \frac{\sum F_i \cdot h_i \cdot P_i}{\sum F_i \cdot h_i} \quad (7.6)$$

где p_i – давление i -го участка, Па.

7. Средневзвешенную температуру в пласте определяют по следующей формуле:

$$T_{\text{CP}} = \frac{\sum F_i \cdot h_i \cdot T_i}{\sum F_i \cdot h_i} \quad (7.7)$$

где T_i – температура i -го участка, К.

Определение запасов газа и газонасыщенного порового объёма методом падения пластового давления

Необходимо определить запасы газа и газонасыщенный поровый объём методом падения пластового давления. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Исходные данные к задаче

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
---------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Начальное пластовое дав- ление, МПа	30	31	32	33	34	35	29	30	31	32
Текущее пластовое давление, МПа										
1 год	28	28	29	32	30	31	26	28	30	30
2 год	25	25	26	29	27	28	24	26	27	27
3 год	22	21	22	26	23	25	21	24	24	25
4 год	18	19	21	23	19	21	18	21	21	23
5 год	16	17	18	21	17	18	16	17	19	21

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Количество добывающих скважин, шт.										
1 год	20	16	18	30	12	22	10	9	14	6
2 год	22	30	23	40	18	25	16	15	20	10
3 год	24	32	25	42	20	28	18	20	25	16
4 год	28	35	30	43	23	30	20	22	26	17
5 год	30	36	32	44	25	31	22	23	27	18

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Дебит средней скважины, тыс. м ³ /сут.										
1 год	180	120	180	200	170	160	170	200	160	180
2 год	170	110	160	190	160	160	150	190	150	170
3 год	160	105	145	179	150	152	145	180	140	164
4 год	154	100	135	170	143	149	140	167	130	157
5 год	149	93	114	118	136	129	132	154	118	146

Для определения запасов газа методом падения пластового давления необходимо:

1. Рассчитать годовой отбор газа на каждый год разработки по формуле

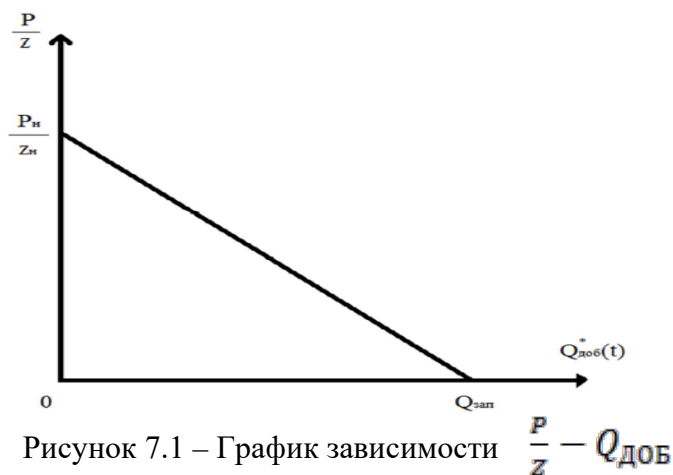
$$Q_{\text{Год}} = q \cdot n \cdot 365 \quad (7.8)$$

где q – дебит средней скважины, тыс. м³/сут.;

n – количество скважин.

2. Определить суммарное добытое количество газа $Q_{\text{доб}}$ на каждый год разработки, прибавляя к полученному годовому отбору отбор с предыдущего года.

3. Построить график в координатах $\frac{P}{Z} - Q_{\text{доб}}$ определить $Q_{\text{зап}}$ (рис. 8.1).



4. Определить газонасыщенный поровый объём по формуле

$$\Omega = \frac{P_{\text{ат}} \cdot Q_{\text{зап}}}{P_n} \quad (7.9)$$

где $P_{\text{ат}}$ – атмосферное давление, МПа;
 P_n – начальное пластовое давление, МПа.

Определение показателей разработки газового месторождения

Необходимо определить показатели разработки газовой залежи на режиме постоянного дебита и на режиме постоянной депрессии. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 7.3 и в таблице 7.4.

Таблица 7.3 – Исходные данные для расчёта показателей разработки газовой залежи на режиме постоянного дебита

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
p_n , МПа	32	34	30	31	34	32	33	35	30	29
$Q_{\text{зап}}$, млрд м ³	150	99	220	270	200	100	120	100	120	180
Q_c , %	2,5	3	1,5	2	1,5	3	1,5	2	2,5	2
$q_{\text{ср}}$, тыс. м ³ /сут.	100	120	80	140	160	200	110	120	150	170
$a \cdot 10^{-3}$, (МПа ² · сут./тыс. м ³)	51	47	24	67	70	56	46	52	45	46
$b \cdot 10^{-2}$, (МПа · сут./тыс. м ³) ²	0,05	0,04	0,06	0,08	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07	0,06

Таблица 7.4 – Исходные данные для расчёта показателей разработки газовой залежи на режиме постоянной депрессии

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
---------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

p_n , МПа	34	32	33	35	30	32	34	30	31	34
$Q_{зан}$, млрд м ³	200	100	120	100	120	180	150	100	220	180
Q_g , %	2,5	3	1,5	2	1,5	3	1,5	2	2,5	2
$q_{ср}$, тыс. м ³ /сут.	10	9	8	10	9	8	7	10	9	8
$a \cdot 10^{-3}$, (МПа ² ·сут./тыс. м ³)	44,6	40,6	20,7	57,8	60,4	48,3	39,7	44,9	38,8	40,6
$b \cdot 10^{-2}$, (МПа ·сут./тыс. м ³) ²	0,13	0,34	0,24	0,53	0,43	0,28	0,61	0,45	0,29	0,43

Определение показателей разработки газового месторождения сводится к решению системы из четырёх уравнений:

1. Уравнение материального баланса:

$$P_{ср}(t) = P_n - \frac{P_{ат} \cdot Q_{доб}(t)}{\Omega_n} \quad (7.10)$$

где $P_{ат}$ – атмосферное давление, Па;

P_n – начальное пластовое давление, Па;

Ω_n – газонасыщенный поровый объём (формула 8.2), м³;

$Q_{доб}(t)$ – накопленный отбор газа, м³;

$p(t)$ – среднее текущее давление в пласте, Па.

2. Уравнение тех. режима эксплуатации скважины

$$q = const \text{ – режим постоянного дебита} \quad (7.11)$$

$$p_{ср}^2(t) - p_c(t) = const \text{ – режим постоянной депрессии} \quad (7.12)$$

где $p_c(t)$ – текущее забойное давление, Па.

3. Уравнение притока газа к забою

$$p^2(t) - p_c^2(t) = a \cdot q(t) + b \cdot q^2(t) \quad (7.13)$$

где a и b – коэффициенты фильтрационных сопротивлений;

$q(t)$ – дебит средней скважины, м³/с.

4. Уравнение связи потребного числа скважин, отбора газа из месторождения и дебита одной скважины

$$n(t) = \frac{Q(t)}{q(t)} \quad (7.14)$$

где $Q(t)$ – годовой отбор газа, м³.

Планируемые результаты обучения для формирования компетенции и критерии их оценивания

Дисциплина **Основы разработки нефтяных и газовых месторождений**

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			
			0-60	61-75	76-90	91-100
ПКС-1 способность осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-1.1 Осуществляет выбор и систематизацию информации о технологических процессах нефтегазового производства	Знать (З1): Назначение и порядок осуществления основных технологических процессов нефтегазового производства	Не знает назначение и порядок осуществления основных технологических процессов нефтегазового производства	Частично знает назначение и порядок осуществления основных технологических процессов нефтегазового производства	Знает назначение и порядок осуществления основных технологических процессов нефтегазового производства может тезисно пояснить их содержании	Знает назначение и порядок осуществления основных технологических процессов нефтегазового производства, может подробно излагать их физический смысл
		Уметь (У1): Осуществлять выбор и систематизацию информации о технологических процессах нефтегазового производства	Не умеет осуществлять выбор и систематизацию информации о технологических процессах нефтегазового производства	Слабо применяет полученные знания для решения профессиональных задач в области систематизации информации о технологических процессах нефтегазового производства	Умеет осуществлять выбор и систематизацию информации о технологических процессах нефтегазового производства	Умеет быстро и в оптимальных объемах осуществлять выбор и систематизацию информации о технологических процессах нефтегазового производства
		Владеть (В1): Навыками систематизации информации о технологических процессах нефтегазового производства	Не владеет навыками систематизации информации о технологических процессах нефтегазового производства	Слабо владеет навыками систематизации информации о технологических процессах нефтегазового производства	Владеет навыками, навыками систематизации информации о технологических процессах нефтегазового производства допускает незначительные ошибки	Уверенно владеет навыками систематизации информации о технологических процессах нефтегазового производства

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			0-60	61-75	76-90	91-100
ПКС-4 Способность осуществлять оперативное сопровождение технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-4.4 Оперативное сопровождение технологических процессов в области нефтегазового дела	Знать (З2): Основные требования техники безопасности при проведении технологических процессов в области нефтегазового дела; основные нормативно – технические документы регламентирующие экологические, производственные и другие ограничения технологических процессов в области нефтегазового дела	Не знает основные требования техники безопасности при проведении технологических процессов в области нефтегазового дела; основные нормативно – технические документы регламентирующие экологические, производственные и другие ограничения технологических процессов в области нефтегазового дела	Частично знает основные требования техники безопасности при проведении технологических процессов в области нефтегазового дела; основные нормативно – технические документы регламентирующие экологические, производственные и другие ограничения технологических процессов в области нефтегазового дела	Знает основные требования техники безопасности при проведении технологических процессов в области нефтегазового дела; основные нормативно – технические документы регламентирующие экологические, производственные и другие ограничения технологических процессов в области нефтегазового дела. Может давать пояснения	Уверено знает основные требования техники безопасности при проведении технологических процессов в области нефтегазового дела; основные нормативно – технические документы регламентирующие экологические, производственные и другие ограничения технологических процессов в области нефтегазового дела
		Уметь (У2): выбирать режимы работы оборудования нефтяных и газовых месторождений	Не умеет выбирать режимы работы оборудования нефтяных и газовых месторождений	Испытывает затруднения в выборе режимов работы оборудования нефтяных и газовых месторождений	Умеет выбирать режимы работы оборудования нефтяных и газовых месторождений	Уверенно выбирает режимы работы оборудования нефтяных и газовых месторождений
		Владеть (В2): навыками работы с технической документацией	Не владеет навыками работы с технической документацией	Слабо владеет навыками работы с технической документацией	Хорошо навыками работы с технической документацией. Может давать пояснения	В совершенстве владеет навыками работы с технической документацией

КАРТА

обеспеченности дисциплины (модуля) учебной и учебно-методической литературой
 Дисциплина **Основы разработки нефтяных и газовых месторождений**
 Код, направление подготовки **21.03.01 Нефтегазовое дело**
 Направленность **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

№ п/п	Название учебного, учебно-методического издания, автор, издательство, вид издания, год издания	Количество экземпляров в БИК	Контингент обучающихся, использующих указанную литературу	Обеспеченность обучающихся литературой, %	Наличие электронного варианта в ЭБС (+/-)
1	Основы нефтегазового дела : учебное пособие / Л.В. Воробьева ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 202 с.	Электр. ресурс	100	100	+
2	Филин, В. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений [Текст] : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки магистров 131000 "Нефтегазовое дело" / В. В. Филин; ТюмГНГУ – Тюмень: ТюмГНГУ	Электр. ресурс	100	100	+
3	Крец В.Г. Основы нефтегазового дела : учебное пособие / В.Г. Крец, А.В. Шадрина ; Томский политехнический университет. – 2-е изд., перераб. и доп. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 200 с.	Электр. ресурс	100	100	+

И.о заведующего кафедрой _____ Р.Д. Татлыев

« ____ » _____ 20__ г.

Библиотекарь II категории _____ /А.Д.Кодряня /
 (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 программой _____ Р.Д. Татлыев

« ____ » _____ 20__ г.