

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

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет»

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ

Разработка нефтяных месторождений

Направление подготовки (специальности): 21.03.01 *Нефтегазовое дело*

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

Форма обучения
Очно-заочная

Квалификация выпускника
Бакалавр

2026 год набора

Виды работ	Объём занятий по семестрам, час										Итого
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Самостоятельная работа							70	56			126
Контроль								18			18
Дистанционные лекции							16	14			30
Дистанционные практические занятия							22	20			42
Форма контроля							Зачёты	Экзамены			-
Итого:							108	108			216
з.е.							3	3			6

Ханты-Мансийск, 2026 год
(город)

Предисловие

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

2. Разработчик(и):

Кандидат наук

ученая степень, ученое звание
(при наличии)

(подпись)

А. П. Янукян

(И. О. Фамилия)

3. Согласовано:

Руководитель
образовательной
программы по
направлению подготовки
21.03.01 Нефтегазовое
дело

(подпись)

Г. В. Газя

(И. О. Фамилия)

4. Утверждаю:

Руководитель
структурного
подразделения
Индустриальный институт
(г. Нефтеюганск)

(подпись)

А. П. Янукян

(И. О. Фамилия)

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

Идентификатор документа: 95178



Подписант



Янукян Арам Погосович

Дата подписания

13.05.2026 14:08:58



Газя Геннадий Владимирович

13.05.2026 14:26:55

1 Цель освоения дисциплины

Целью освоения дисциплины является целью изучения дисциплины является получение знаний и навыков по дисциплине «Разработка нефтяных месторождений». Ознакомление студентов с основными технологическими процессами, происходящими в пласте и скважине при разработке месторождений, режимами и системами разработки, основными принципами, стадийностью и методологией проектирования их разработки методами повышения коэффициентов извлечения нефти и газа. Студент должен изучить и овладеть методиками технологических расчетов наиболее перспективных процессов и технических средств.

2 Место дисциплины в структуре ОПОП

Дисциплина относится к части, формируемой участниками образовательных отношений блока Б1 учебного плана, модуля «Модуль Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти».

3 Формируемые компетенции обучающегося

Планируемые результаты освоения ОПОП (компетенции), достижение которых обеспечивает дисциплина		Планируемые результаты (соотнесенные с установленными индикаторами достижения компетенции)
код компетенции	наименование компетенции	
ПК-3	Способен осуществлять организацию работ по повышению эффективности процесса добычи углеводородного сырья	ПК-3.2 3-1: Методы оценки показателей эксплуатации скважин; показатели разработки нефтяных месторождений; системы разработки залежей нефти ПК-3.4 3-1: Методы контроля эффективности работы скважин и проведения работ по установлению (предотвращению) вредного влияния факторов на работу скважин и скважинного оборудования. Методы анализа характеристик работы скважин. ПК-3.5 3-1: Характеристики притока из пласта; способы расчета характеристик притока по результатам исследования скважины на различных режимах ПК-3.7 3-1: Особенности и закономерности размещения углеводородного сырья; геологические, технологические и экономические критерии категоричности залежей нефти и запасов углеводородов ПК-3.1 У-1: производить корректировку

	<i>мероприятий по оптимизации добычи углеводородного сырья в соответствии с проектными показателями</i> <i>ПК-3.2 У-1:</i> <i>Анализировать технологические показатели работы скважин, показатели разработки месторождений</i> <i>ПК-3.3 У-1:</i> <i>Производить корректировку мероприятий по оптимизации добычи углеводородного сырья; оценивать эффективность технологий по оценке притока из пласта</i> <i>ПК-3.7 У-1:</i> <i>Оценивать состояние разработки месторождений (залежей) в том числе с трудноизвлекаемыми запасами</i> <i>ПК-3.1 В-1:</i> <i>Навыком формирования предложений по оптимизации системы "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора продукции"</i> <i>ПК-3.2 В-1:</i> <i>Навыками анализа динамики добычи углеводородного сырья</i> <i>ПК-3.3 В-1:</i> <i>Методами анализа эффективности технологий по оценке притока из пласта; опытом разработки мероприятий по оптимизации добычи углеводородного сырья</i> <i>ПК-3.4 В-1:</i> <i>Навыками и опытом формирования мероприятий по увеличению производительности скважин</i> <i>ПК-3.6 В-1:</i> <i>Навыками выполнения работы по составлению проектной, служебной документации по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности; координацией рационализаторской деятельности, оформлять результаты изобретательской и рационализаторской деятельности</i>
--	---

		ПК-3.7 В-1: Методиками проектирования контроля за текущей разработкой нефтяных месторождений, регулирования разработки залежей нефти, оценки эффективности выработки запасов. Оценкой ресурсной обеспеченности и эффективности нефтегазовых проектов
--	--	---

4 Структура и содержание дисциплины

Общая трудоемкость дисциплины составляет 6 зачетных единиц, 216 часов.

№ п/п	Тема	Трудоемкость по видам учебной работы, час					Код компетенции	Оценочные средства
		Занятия лекционного типа	Практические занятия	Лабораторные занятия	Консультации	Самостоятельная работа		
7 семестр								
1	Основные понятия и определения разработки нефтяных залежей	2	4			10	ПК-3.	Практическое задание.
2	Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения	2	4			10	ПК-3.	Практическое задание.
3	Уравнения разработки залежи	2	4			10	ПК-3.	Практическое задание.
4	Вопросы теории разработки залежи при упругом и упруговодонапорном режимах	2	4			10	ПК-3.	Практическое задание.
5	Вопросы теории вытеснения нефти из пласта водными растворами поверхностно-активных веществ	2	2			10	ПК-3.	Практическое задание.

6	Полимерное и мицеллярно-полимерное заводнение нефтяных пластов	2	2			10	ПК-3.	Практическое задание.
7	Вопросы теории движения в пласте температурного фронта при вытеснения нефти горячей водой, паром	4	2			10	ПК-3.	Практическое задание.
Итого 7 семестр.		16	22			70	–	–
8 семестр								
8	Вопросы теории вытеснения нефти из пласта оторочкой двуокиси углерода	2	4			12	ПК-3.	Практическое задание.
9	Разработка нефтяных месторождений с применением горизонтальных и многозабойных скважин	4	6			12	ПК-3.	Практическое задание.
10	Основы разработки нефтегазовых залежей	4	6			16	ПК-3.	Практическое задание.
11	Экономические аспекты разработки нефтяных месторождений	4	4			16	ПК-3.	Практическое задание.
Итого 8 семестр.		14	20			56	–	–
Итого		30	42			126	–	

5 Образовательные технологии, используемые при различных видах учебной работы

№ темы	Образовательная технология
1-11	Дистанционные технологии
1-11	Интерактивные технологии
1-11	Информационные технологии
1-11	Технология традиционного обучения

6 Методические материалы по освоению дисциплины

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

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

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

6.1 Методические указания к занятиям лекционного типа

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

6.2 Методические указания к практическим занятиям

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

6.3 Методические указания к самостоятельной работе

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

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

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

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

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

Обучение и контроль обучающихся из числа инвалидов и лиц с ограниченными возможностями здоровья при необходимости осуществляется с использованием специальных методов обучения и дидактических материалов, составленных с учетом

особенностей психофизического развития, индивидуальных возможностей и состояния здоровья таких обучающихся (обучающегося).

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

7.1 Технологическая карта дисциплины 7-й семестр

№ п/п	Название темы	Максимальное количество баллов
Обязательный уровень (текущая аттестация)		
1	Основные понятия и определения разработки нефтяных залежей	10
2	Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения	10
3	Уравнения разработки залежи	10
4	Вопросы теории разработки залежи при упругом и упруговодонапорном режимах	10
5	Вопросы теории вытеснения нефти из пласта водными растворами поверхностно-активных веществ	10
6	Полимерное и мицеллярно-полимерное заводнение нефтяных пластов	10
7	Вопросы теории движения в пласте температурного фронта при вытеснения нефти горячей водой, паром	10
		70
Обязательный уровень (промежуточная аттестация)		
8	Зачёты	30
		30
	Итого	100
Дополнительный уровень		
9	Решение ситуационных задач	15
		15

Шкала оценивания результатов по балльной системе (зачёты):

Зачтено с 50 по 100 баллов;

Не зачтено с 0 по 49 баллов.

7.2 Технологическая карта дисциплины 8-й семестр

№ п/п	Название темы	Максимальное количество баллов
Обязательный уровень (текущая аттестация)		
1	Вопросы теории вытеснения нефти из пласта оторочкой двуокиси углерода	15
2	Разработка нефтяных месторождений с применением горизонтальных и многозабойных скважин	15
3	Основы разработки нефтегазовых залежей	20
4	Экономические аспекты разработки нефтяных месторождений	20
		70

Обязательный уровень (промежуточная аттестация)		
5	Экзамены	30
		30
	Итого	100
Дополнительный уровень		
6	Участие во всероссийских и/или международных научно-практических конференциях	15
		15

Шкала оценивания результатов по балльной системе (экзамены):

Критерии выставления оценки при промежуточной аттестации:

Отлично с 83 по 100 баллов;

Хорошо с 68 по 82 балла;

Удовлетворительно с 50 по 67 баллов;

Неудовлетворительно с 0 по 49 баллов.

7.3 Примерный комплект практических заданий

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

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ

по дисциплине: «Разработка нефтяных месторождений»
для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
очно-заочной формы обучения

Нефтеюганск, 2026

Методические указания к практическим занятиям по дисциплине:
«Разработка нефтяных месторождений» для студентов очно-заочной формы
обучения по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело» /сост. Янукян А.П.;
ЮГУ, Индустриальный институт . – 36с.

Методические указания разработал:

Янукян Арам Погосович
доцент, к.э.н

(подпись)

НАИМЕНОВАНИЕ ТЕМ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

1.РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ МОДЕЛЕЙ СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА И ПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ.....	4
2.УРАВНЕНИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ.....	7
3.РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ УПРУГОМ РЕЖИМЕ.....	10
4.РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ДВОУКОСЬЮ УГЛЕРОДА.....	13
5.РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ РАСТВОРАМИ ПАВ.....	15
6. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ПОЛИМЕРНОМ ЗАВОДНЕНИИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ.....	17
7. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ ПЗП.....	23
8. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ МЕТОДОМ СОЗДАНИЯ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ДВИЖУЩЕГОСЯ ОЧАГА ГОРЕНИЯ.....	28
9. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ...	32
РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА.....	35

РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ МОДЕЛЕЙ СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА И ПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Нефтяное месторождение разрабатывается с применением заводнения по однорядной схеме расположения скважин.

Исходные данные для расчета приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1 - Исходные параметры

Наименование исходных параметров	Значения
Средняя абсолютная проницаемость породы - коллектора k_m , (м ²)	$0.4 \cdot 10^{-12}$
Расстояние между линиями нагнетания и отбора L , м	500
Расстояние между скважинами (ширина элемента) b , м	400
Толщина пласта h , м	10
Пористость всех пропластков слоистого пласта m	0.2
Начальная насыщенность пласта связанной водой S_{CB}	0.1
Вязкость нефти в пластовых условиях μ_H , мПа-с	2
Вязкость воды в пластовых условиях μ_B , мПа-с	1
Вытеснение нефти водой из отдельных пропластков происходит по модели поршневого вытеснения, причем во всех пропластках остаточная нефтенасыщенность постоянная $S_{\text{ност}}$	0.45
Относительная проницаемость для нефти впереди фронта вытеснения (постоянна и одинакова для всех пропластков) k_H	1
Относительная проницаемость для воды позади фронта вытеснения (постоянна и одинакова для всех пропластков) k_B	0.5
Разработка осуществляется при постоянном перепаде давления между линиями нагнетания и отбора (перепад давления в элементе) ΔP , МПа	0.375

Продуктивный пласт неоднородный. Его можно представить моделью слоистого пласта, состоящего из тонких гидродинамически изолированных пропластков, абсолютная проницаемость которых меняется в соответствии с законом гамма распределения при значении $\alpha=2$. Плотность гамма распределения при $\alpha=2$ имеет вид:

$$f(k, k_m) = \frac{k \exp(-\frac{k}{k_m})}{k_m^2}; \quad 0 \leq k \leq \infty \quad (1.1)$$

Для нахождения гамма распределения потребуется интеграл:

$$\int k \cdot f(k, k_m) dk = - \left(2k_m + \frac{k^2}{k_m} + 2k \right) \exp\left(-\frac{k}{k_m}\right) + \text{const} \quad (1.2)$$

Допустим, что вытеснение нефти водой из происходит поршневым способом, во всех поропластах. Примем, что относительные проницаемости для нефти и воды постоянные и одинаковы для всех поропластов.

Разработка месторождения происходит с постоянным перепадом давления ΔP между линиями нагнетания и линиями отбора отбора.

Определить для изменение во времени следующих показателей:

$q_n(t)$ - дебит нефти,

$q_v(t)$ - дебит воды,

$B(t)$ - обводненность скважин.

РЕШЕНИЕ

В качестве независимой переменной берется не время, а первого (по времени) обводнившегося пропластка k^* . По значению k^* находится время обводнения пропластка t^* и затем остальные показатели.

По условию задачи: отношение вязкости и фазовых проницаемостей для нефти и воды равны между собой, поэтому, выражения для определения дебита нефти:

$$q_n = \frac{k_n b h \Delta P}{\mu_n} \int_0^{k^*} k \cdot f(k, k_m) dk = \frac{k_n b h \Delta P}{\mu_n L} \left(2k_m - 2k_m + \frac{k_*^2}{k_m} + 2k \right) \exp \left(-\frac{k_*}{k_m} \right) \quad (1.3)$$

Аналогично и для воды.

Этапы расчёта:

1) Определим время обводнения самого проницаемого пропластка t_* по формуле:

$$t_* = \frac{(1 - S_{\text{НОСТ}} - S_{\text{СВ}}) \left(\frac{\mu_n}{k_n} + \frac{\mu_v}{k_v} \right) \cdot L^2}{2 \Delta P \cdot k_*} \quad (1.4)$$

2) По формуле (1.3) вычисляется дебит нефти $q_n(t^*)$ и дебит воды $q_v(t^*)$ в момент времени t^* . Расчеты повторяют аналогичным образом для других значений k^* . Чем больше проницаемость пропластка, тем меньше время требуется для его обводнения. Поэтому задают проницаемость отдельных пропластков в порядке убывания и расчетное время их обводнения будет возрастать [4].

3) По результатам расчетов строят зависимости следующего вида: рисунок 1.1

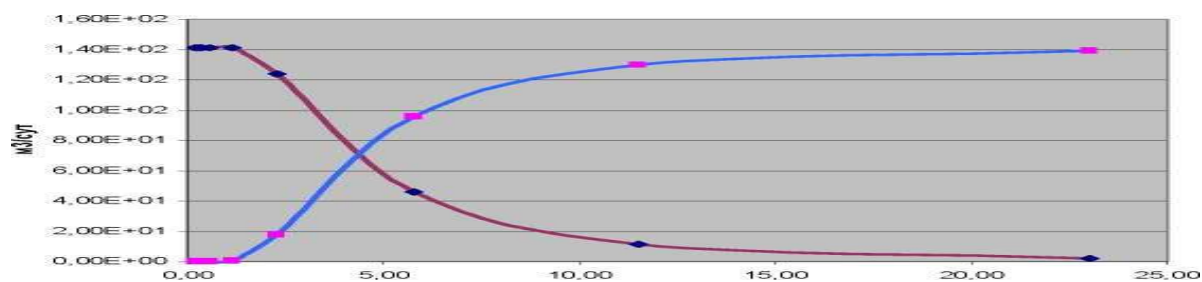


Рисунок 1.1 – Динамика дебитов нефти воды

ВАРИАНТЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

Вариант:	1	2	3	4
Средняя абсолютная проницаемость породы – коллектора, $k_m, \text{м}^2$	$0.2 \cdot 10^{-12}$	$0.7 \cdot 10^{-12}$	$0.5 \cdot 10^{-12}$	$0.6 \cdot 10^{-12}$
Расстояние между линиями нагнетания и отбора, $L, \text{м}$	400	500	300	200
Расстояние между скважинами (ширина элемента), $b, \text{м}$	400	500	300	200
Толщина пласта, $h, \text{м}$	27	31	18	12
Пористость всех пропластков слоистого пласта m	0.17	0.17	0.22	0.26
Начальная насыщенность пласта связанной водой $S_{\text{св}}$	0.16	0.13	0.11	0.09
Вязкость нефти в пластовых условиях, $\mu_n, \text{мПа}\cdot\text{с}$	12	8	5	2
Вязкость воды в пластовых условиях, $\mu_v, \text{мПа}\cdot\text{с}$	1	1	1	1
Вытеснение нефти водой из отдельных пропластков происходит по модели поршневого вытеснения, причем во всех пропластках остаточная нефтенасыщенность постоянная, $S_{\text{ност}}$	0.44	0.32	0.54	0.48
Относительная проницаемость для нефти впереди фронта вытеснения (постоянна и одинакова для всех пропластков), k_n	1	1	1	1
Относительная проницаемость для воды позади фронта вытеснения (постоянна и одинакова для всех пропластков), k_v	0.58	0.62	0.47	0.55
Разработка осуществляется при постоянном перепаде давления между линиями нагнетания и отбора (перепад давления в элементе) $\Delta P, \text{МПа}$	0.415	0.575	0.875	0.675

2. УРАВНЕНИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ

Задача 2.1

Оценить начальные запасы нефти и коэффициенты нефтеотдачи нефтегазовой залежи.

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, $P_0 = P_{\text{нас}} = 18,4 \text{ МПа}$; объемный коэффициент нефти при начальном давлении $b_{n0} = 1,34 \text{ м}^3/\text{м}^3$; объемный коэффициент газа газовой шапки $b_{g0} = 0,00627 \text{ м}^3/\text{м}^3$; 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 $Q_g = 0,167 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, 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

$$W_g = 1,84 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Подсчитаем начальные запасы нефти. Сперва определим относительный начальный объем газовой шапки и величину двухфазного объемного коэффициента по соответствующим формулам:

$$\Gamma_w = \frac{2,42 \cdot 10^7}{13,8 \cdot 10^7} = 0,175,$$

$$(2.1)$$

$$B = 1,28 + (100,3 - 75) \cdot 0,00849 = 1,495.$$

Запасы нефти в пласте составят величину:

$$G_H = \frac{3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 100,3) \cdot 0,00849] - (1,84 - 0,167 \cdot 1,028) \cdot 10^6}{1,495 - 1,34 + \frac{0,175 \cdot 1,34}{0,00627} (0,00849 - 0,00627)} = 15,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

$$(2.2)$$

За рассматриваемый период разработки коэффициент нефтеотдачи при относительном снижении пластового давления на 26,1% составил:

$$\eta = \frac{Q_H}{G_H} = \frac{3,18 \cdot 10^6}{15,8 \cdot 10^6} = 0,2 \quad (2.3)$$

Разработка нефтегазовой залежи при отсутствии гидродинамической связи с водонапорным бассейном (количества вторгшейся и отобранной воды равны нулю) и исходных данных предыдущей задачи могла бы осуществляться при начальных запасах нефти и коэффициенте нефтеотдачи $G_H = 23,5 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, $\eta = 0,135$.

Оценим влияние механизмов расширения газовой шапки, растворенного газа и вторжения воды в пределы залежи на добычу нефти при разработке нефтегазовой залежи для $G_H = 15,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

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

растворенного газа:

$$\eta_{\text{расвор.г}} = \frac{15,8 \cdot 10^6 (1,495 - 1,34)}{3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 100,3) \cdot 0,00849]} = 0,451$$

расширения газовой шапки:

$$\eta_{\text{газ.ш}} = \frac{0,175 \cdot 15,8 \cdot 10^6 \cdot 1,34 (0,00849 - 0,00627)}{3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 100,3) \cdot 0,00849]} = 0,241$$

водонапорного режима:

$$\eta_{\text{в.напор}} = \frac{(1,84 - 0,167 \cdot 1,028) \cdot 10^6}{3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 100,3) \cdot 0,00849]} = 0,308$$

Сумма участия трех механизмов в добыче нефти равна единице. Интересно, что на рассматриваемый момент времени разработки залежи доминирующей формой пластовой энергии является энергия выделяющегося из нефти растворенного в ней газа. За счет этого фактора добыто 45 % нефти. На долю механизма вытеснения нефти водой приходится 31 % добытой нефти, за счет расширения газовой шапки отобрано 24 %.

Задача 2.2

Подсчитать запасы газа в газовой шапке нефтегазовой залежи и суммарный отбор газа из нее Q_g , обеспечивающий постоянный объем газовой шапки при снижении среднего давления в залежи от начального $P_0 = 22,1 \text{ МПа}$ до $P = 16,1 \text{ МПа}$. Пластовая температура $T_{пл} = 101^\circ \text{С}$. Общий объем пласта, занятый газовой шапкой, составляет $V_g = 22,04 \cdot 10^6 \text{ м}^3$. Средняя пористость $m = 0,18$, насыщенность порового объема связанной водой $s_{св} = 0,16$, содержание рассеянной нефти в объеме газовой шапки $s_n = 0,06$. Относительная плотность газа равна 0,66.

Решение. Определим объем газа в газовой шапке по известному объему пласта, пористости и насыщенности (в млн м^3):

$$G_g = V_g m (1 - s_{св} - s_n) = 22,04 \cdot 10^6 \cdot 0,18 (1 - 0,16 - 0,06) = 3,09 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \quad (2.4)$$

Объемный коэффициент газа вычислим по формуле:

$$b_g = \frac{P_{сг}}{T_{сг}} z \frac{T_{пл}}{P_{пл}} \quad (2.5)$$

где $P_{ст}, P_{пл}$ – стандартное и среднее текущее пластовые давления; $T_{ст}, T_{пл}$ – стандартная температура (273K) и температура пласта; z – коэффициент сверхжимаемости.

Найдем значения z . Так, при начальном давлении $z(P_0)=0,914$, а при текущем $P_{пл} = 16,1$ МПа значение z равняется 0,892. Получим: $b_{zo} = 0,3663 \cdot 10^{-3} \cdot 0,914 \cdot (374/22,1) = 0,00566 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $b_z = 0,3663 \cdot 10^{-3} \cdot 0,892 \cdot (374/16,1) = 0,00759 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Для перевода объема газа из пластовых в стандартные условия воспользуемся обратными значениями полученных объемных коэффициентов:

$$b_{zo}^{-1} = 176,7 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

$$b_z^{-1} = 138,1 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Начальные запасы газа в стандартных условиях:

$$G_{z.ст} = 3,09 \cdot 10^6 \cdot 176,6 = 545 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

При понижении пластового давления объем газовой шапки увеличится, если не отбирать газ. Чтоб объем газовой шапки не изменился, необходимо добыть следующее количество газа:

$$Q_z = G_z (b_{zo}^{-1} - b_z^{-1}).$$

Для условий задачи имеем:

$$Q_z = 3,09 \cdot 10^6 \cdot (176,7 - 131,8) = 138 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

К рассматриваемому в задаче моменту времени, когда давление в залежи снизится до 16,1 МПа, необходимо отобрать из газовой шапки 25,4 % от первоначальных запасов, чтобы размеры газовой шапки не изменились.

ВАРИАНТЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ К ЗАДАЧЕ 2.2

Вариант	1	2	3	4	5
P_0 (МПа)	26,1	21,8	24,6	32,4	29,7
P (МПа)	18,3	14,7	16,8	21,1	24,3
Пластовая температура $T_{пл}$ (°C)	96	86	88	108	78
Общий объем пласта, занятый газовой шапкой V_r (м³)	$20 \cdot 10^6$	$37 \cdot 10^6$	$14 \cdot 10^6$	$24 \cdot 10^6$	$16 \cdot 10^6$
Средняя пористость m	0,14	0,23	0,19	0,18	0,12
насыщенность порового объема связанной водой $S_{св}$	0,12	0,09	0,15	0,17	0,11
содержание рассеянной нефти в объеме газовой шапки S_H	0,05	0,08	0,13	0,06	0,11

Относительная плотность газа	0,66	0,62	0,64	0,66	0,68
------------------------------	------	------	------	------	------

3. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ УПРУГОМ РЕЖИМЕ

Задача 3.1

В неограниченном пласте, насыщенном за контуром нефтеносности водой с вязкостью примерно равной вязкости нефти $\mu_n = 1$ мПа·с, пущены одновременно в эксплуатацию две добывающие скважины с равными дебитами $q = 10^{-3}$ м³/с. Толщина пласта, его проницаемость и упругость в нефтеносной части и за ее контуром одинаковы $h = 10$ м, $k = 80$ и $0,5 \cdot 10^{-12}$ м², $\beta = 6 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹. Расстояние между скважинами $l = 500$ м.

Определить насколько уменьшится давление по сравнению с начальным в пласте на середине расстояния между скважинами в начале координат спустя 29 суток ($25 \cdot 10^5$ с) после пуска скважин в работу.

Решение.

Определим пьезопроводность пласта:

$$\alpha = \frac{k}{\mu \cdot \beta} = \frac{0,5 \cdot 10^{-12}}{1 \cdot 10^{-3} \cdot 6 \cdot 10^{-10}} = 1 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (3.1)$$

Если бы в бесконечном по протяженности пласте находился один точечный сток (добывающая скважина), то уменьшение давления определялось бы выражением:

$$\Delta p = -\frac{q\mu}{4\pi kh} \cdot E_i(-z) \quad (3.3)$$

В нашем случае в бесконечном пласте имеются два точечных стока, причем каждый из них – на расстоянии $l/2$ от начала координат (рисунок 4.1).

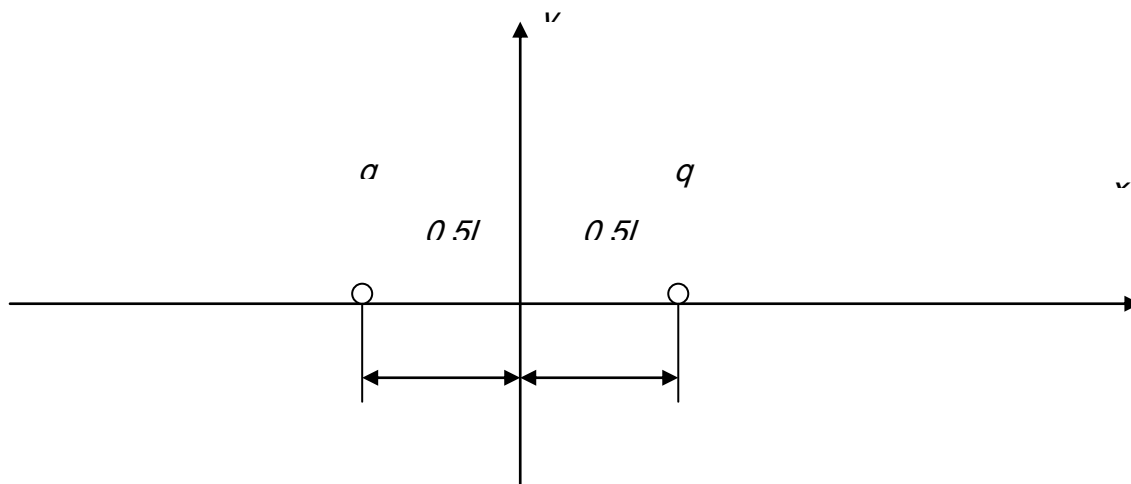


Рисунок 3.1 – Схема расположения двух скважин в бесконечном по протяженности пласте.

В этом случае, согласно принципу суперпозиции (принципу сложения фильтрационных потоков), из предыдущей формулы получаем:

$$\Delta p = -\frac{q\mu}{4\pi kh} \left\{ E_i \left[-\frac{(x-0,5l)^2+y^2}{4\alpha t} \right] + E_i \left[-\frac{(x+0,5l)^2+y^2}{4\alpha t} \right] \right\}. \quad (3.4)$$

Из условия задачи для точки О имеем $x=0$ и $y=0$.

При этом предыдущее выражение примет вид:

$$\Delta p = -\frac{q\mu}{2\pi kh} \cdot E_i \left(-\frac{l^2}{16\alpha t} \right) \quad (3.5)$$

При $t = 25 \cdot 10^5$ с. определим, что:

$$z = \frac{l^2}{16\alpha t} = \frac{9 \cdot 10^4}{16 \cdot 1 \cdot 25 \cdot 10^5} = 2,25 \cdot 10^{-3}.$$

При $z = 2,25 \cdot 10^{-3}$, значительно меньшем чем единица, можно воспользоваться асимптотическим выражением для интегральной показательной функции:

$$-E_i(-z) = -(0,577 + \ln z).$$

При $z = 2,25 \cdot 10^{-3}$ уменьшение давления посередине между добывающими скважинами через 29 суток работы равно:

$$\Delta p = -\frac{q\mu}{2\pi kh} (0,577 + \ln 2,25 \cdot 10^{-3}) = -\frac{10^{-3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 12} (0,577 - 6,097) = 0,0265 \cdot 10^6 \cdot 5,52 = 0,146 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,146 \text{ МПа}$$

Соответственно при $t = 58$ суток ($50 \cdot 10^5$ с) получим $z = 1,12 \cdot 10^{-3}$ и тогда:

$$\Delta p = -0,0265 \cdot 10^6 (0,577 + \ln 1,12 \cdot 10^{-3}) = 0,165 \text{ МПа}.$$

Задача 3.2

Нефтяная залежь, имеющая форму, которую можно приближенно представить в виде круга радиусом $R = 400$ м, окружена бесконечно простирающейся плоской водоносной областью.

В момент времени $t = 0$ залежь начали разрабатывать с постоянным отбором жидкости $q = 750 \text{ м}^3/\text{сут} = 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с}$ (в пластовых условиях). В законтурной области вязкость в пластовых условиях $\mu = 4 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, проницаемость пласта $k = 0,3 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, толщина пласта $h = 12 \text{ м}$, пьезопроводность пласта $\alpha = 1,2 \text{ м}^2/\text{с}$. Толщина пласта и его проницаемость в нефтеносной части и за ее контуром одинаковы $h = 12 \text{ м}$, $k = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

Вычислить уменьшение давления на контуре нефтеносности $\Delta P_{\text{конт}}$ в сравнении с начальным пластовым давлением через 58 и 116 суток после начала разработки залежи, считая залежь скважиной укрупненного радиуса (равного $R = 500 \text{ м}$).

Для расчета уменьшения давления с течением времени на контуре нефтяной залежи используем простую аппроксимацию решений Ван Эвердингена и Херста, предложенную Ю. П. Желтовым. Имеем:

$$\Delta P_{\text{конт}} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \cdot f(\tau) \quad (3.6)$$

$$\text{где } f(\tau) = 0,5[1 - (1 + \tau)^{-3,81}] + 1,12 \lg(1 + \tau);$$

$$\text{и } \tau = \frac{\alpha t}{R^2}.$$

При $t = 5 \cdot 10^6$ с = 58 суток получаем:

$$\tau(5 \cdot 10^6) = \frac{1 \cdot 5 \cdot 10^6}{25 \cdot 10^4} = 20 \text{ и } f(\tau) = f(20) = 0,5[1 - (1 + 20)^{-3,81}] + 1,12 \lg(1 + 20) = 0,5 + 1,12 \lg 21 = 0,5 + 1,48 = 1,98$$

А давление снизится на величину, равную:

$$\Delta P_{\text{конт}} = \frac{10^{-12} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,3 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot f(20) = 0,531 \cdot 10^6 \cdot 1,98 = 1,05 \text{ МПа} \approx 10,5 \text{ атм.}$$

Через промежуток времени в 2 раза больше предыдущего находим:

$$\tau = \frac{1 \cdot 2 \cdot 5 \cdot 10^6}{25 \cdot 10^4} = 40.$$

$$f(\tau) = f(40) = 0,5[1 - (1 + 40)^{-3,81}] + 1,12 \lg(1 + 40) = 0,5 + 1,12 \lg 41 = 0,5 + 1,8 = 2,3$$

$$\Delta P_{\text{конт}} = \frac{10^{-12} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,3 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot f(40) = 0,531 \cdot 10^6 \cdot 2,3 = 1,22 \text{ МПа} \approx 12,2 \text{ атм}$$

При $t = 4t_1 = 4 \cdot 5 \cdot 10^6$, $\tau = 80$:

$$f(\tau) = f(80) = 0,5[1 - (1 + 80)^{-3,81}] + 1,12 \lg(1 + 80) = 0,5 + 1,12 \lg 81 = 0,5 + 2,14 = 2,64$$

$$\Delta P_{\text{конт}} = \frac{10^{-12} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,3 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot f(80) = 0,531 \cdot 10^6 \cdot 2,64 = 1,4 \text{ МПа} \approx 14 \text{ атм.}$$

ВАРИАНТЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ К ЗАДАЧЕ 3.1

В неограниченном пласте, насыщенном за контуром нефтеносности водой с вязкостью примерно равной вязкости нефти $\mu_n = 1$ мПа·с, пущены одновременно в эксплуатацию две добывающие скважины с равными дебитами q . Толщина пласта, его проницаемость и упругоемость в нефтеносной части и за ее контуром одинаковы

Варианты	1	2	3	4	5
Толщина пласта h (м)	10	18	26	34	15
Проницаемость k (м ²)	$0,54 \cdot 10^{-12}$	$0,58 \cdot 10^{-12}$	$0,63 \cdot 10^{-12}$	$0,45 \cdot 10^{-12}$	$0,56 \cdot 10^{-12}$
Упругоемость	$5,4 \cdot 10^{-10}$	$6,1 \cdot 10^{-10}$	$4,7 \cdot 10^{-10}$	$5,3 \cdot 10^{-10}$	$5,8 \cdot 10^{-10}$

β (Па ⁻¹)					
Расстояние между скважинами l (м)	320	250	200	300	400
Дебит q (м ³ /с)	9 ⁻³	12 ⁻³	15 ⁻³	18 ⁻³	10 ⁻³

Определить насколько уменьшится давление по сравнению с начальным в пласте на середине расстояния между скважинами в начале координат спустя 30, 92 и 270 суток после пуска скважин в работу.

4. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ДВОУКОСЬЮ УГЛЕРОДА

Задача 4.1

Прямолинейный пласт длиной $l = 500$ м, шириной $b = 250$ м, общей толщиной $h_0 = 15$ разрабатывают закачкой оторочкой CO_2 . Коэффициент охвата пласта вытеснением $\eta_2 = 0,8$. Пористость $m = 0,25$, вязкость нефти $\mu_H = 4 \cdot 10^{-3}$ Па·с, вязкость CO_2 в пласте $\mu_y = 0,05 \cdot 10^{-3}$ Па·с, насыщенность связанной водой $s_{CB} = 0,05$. Обсфальнетов в нефти 20%. При вытеснении нефти оторочкой углекислоты смолы и асфальтены вытесняются частично. Будем считать, что насыщенность смолами и асфальтенами $s_H = 0,1$ и, водонасыщенность $s = 0,9$.

Закачка углекислоты и воды в пласт: $q = 400$ м³/сут. $K_\mu = 2.45 \cdot 10^5$ м/(Па·с).

Требуется определить объем оторочки углекислоты V_{OT} исходя из того условия, что к моменту подхода к концу пласта $x = l$ середины области смешения CO_2 и нефти в пласте не остается чистой двуокиси углерода. Скорость фильтрации в пласте равна:

$$v = \frac{q}{bh} = \frac{400}{250 \cdot 15 \cdot 0.8} = 0.1333 \frac{\text{м}}{\text{сут}} = 1,543 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (4.1)$$

Истинная скорость движения в области смешивания нефти и CO_2 :

$$\omega = \frac{\nu}{m(1-s_{H_{\text{ост}}} - s_{\text{св}})} = \frac{1,543 \cdot 10^{-6}}{0,25(1-0,1-0,05)} = 7,261 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (4.2)$$

Отсюда находим время t_* , подхода сечения с концентрацией $c=0,5$ к концу пласта:

$$t_* = \frac{l}{\omega} = \frac{500}{7,261 \cdot 10^{-6}} = 6,886 \cdot 10^7 \text{ с} = 797 \text{ сут.} \quad (4.3)$$

Определим значение параметра:

$$\beta = \frac{2,45 \cdot 10^5 \cdot 3,95 \cdot 10^{-3}}{2} = 484 \text{ м.}$$

и коэффициента конвективной диффузии:

$$D_E = 10^{-9} + 0,1 \cdot 7,26 \cdot 10^{-6} = 7,271 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2 / \text{с.}$$

По при малых λ по сравнению с β , в соответствии с формулой:

$$\Lambda = (96\beta D_E \tau)^{1/3}.$$

$$\text{имеем: } \Lambda_1 = (96 \cdot 484 \cdot 7,271 \cdot 10^{-7} \cdot 6,886 \cdot 10^7)^{1/3} = 132,5 \text{ м.}$$

При уточнении по полной формуле получим $\Lambda_1 = 133 \text{ м.}$

Определяем среднее количество CO_2 в зоне смеси ее с нефтью:

$$V_{cp} = \frac{bhm(1-s_{H_{\text{ост}}} - s_{\text{св}})\Lambda_1}{2} = \frac{0,25 \cdot 250 \cdot 12 \cdot 0,85 \cdot 133}{2} = 42,39 \cdot 10^3 \text{ м}^3 \quad (4.4)$$

Поровый объем пласта, охваченный процессом воздействия двуокисью углерода равен:

$$V_{оп} = bhml = 0,25 \cdot 250 \cdot 12 \cdot 500 = 375 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Учитывая незначительную растворимость CO_2 в воде по сравнению с ее растворимостью в нефти, полагаем, что в сечении $\xi_2 = 0$ в воде будет растворяться 5 % CO_2 . Следовательно, $\alpha_2 = 0,05$. Объем углекислоты, растворенной в воде к моменту времени $t = t_*$, определим по формуле:

$$V_{yв} = bhms\alpha_2 \int_{-\lambda}^0 c_2(\xi_2, \tau) d\tau = \frac{3}{8} bhms\alpha_2 s\lambda_2 = 1,0607 bhms\alpha_2 (D_E t)^{1/2}. \quad (4.5)$$

Имеем:

$$V_{yв} = 1,0607 \cdot 0,25 \cdot 250 \cdot 12 \cdot 0,9 \cdot 0,05 (7,271 \cdot 10^{-7} \cdot 6,886 \cdot 10^7)^{1/2} = 253,3 \text{ м}^3.$$

Всего будет затрачен на оторочку объем CO_2 , равный:

$$V_y = 42\,390 + 253,3 = 42,65 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

По отношению к поровому объему пласта это составляет 11,4%.

ВАРИАНТЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ К ЗАДАЧЕ 4.1

Вариант	1	2	3	4	5
длина пласта / (м)	420	300	350	400	600

ширина пласта b (м)	240	180	200	300	550
нефтенасыщенная толщина h (м)	17	10	19	24	29
Коэффициент охвата пласта процессом вытеснения η_2	0,77	0,8	0,69	0,85	0,71
Пористость m	0,20	0,25	0,23	0,22	0,18
вязкость нефти в пластовых условиях μ_n (Па•с)	$5 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$
вязкость углекислого газа в пластовых условиях μ_y (Па•с)	$0,05 \cdot 10^{-3}$	$0,05 \cdot 10^{-3}$	$0,05 \cdot 10^{-3}$	$0,05 \cdot 10^{-3}$	$0,05 \cdot 10^{-3}$
насыщенность связанной водой $s_{св}$	0,07	0,06	0,05	0,08	0,077
Содержание смол и асфальтенов в нефти	22%	18%	16%	24%	12%

Требуется определить объем оторочки углекислоты $V_{от}$ исходя из того условия, что к моменту подхода к концу пласта $x = l$ середины области смешения CO_2 и нефти в пласте не остается чистой двуокиси углерода.

5. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ РАСТВОРАМИ ПАВ

Задача 5.1

Из прямолинейного пласт длиной $l = 400$ м, шириной $b = 400$ м и толщиной, $h = 10$ м вытесняют нефть водным раствором ПАВ. Вязкость воды

$\mu_B = 10^{-3}$ Па·с, вязкость нефти в $\mu_H = 4 \cdot 10^{-3}$ Па·с, пористость пласта $m = 0,2$, $s_{св} = 0,05$. Параметр изотермы Генри $a = 0,25$ м³/м³.

Принимаем, что относительные проницаемости для нефти и воды как при вытеснении нефти водным раствором ПАВ, так и чистой водой линейно зависят от водонасыщенности (рисунок 5.1), по данным лабораторных экспериментов $s_* = 0,65$; $s_{**} = 0,7$.

Расход закачиваемой в пласт воды $q = 500$ м³/сут. Определить время t_* подхода к концу пласта ($x=l$) нефтяного вала x_* , считая, что вытеснение нефти водой и водным раствором ПАВ происходит поршневым образом.

Положим $s_1 = s_{**} = 0,7$; $s_3 = s_* = 0,65$. Следовательно конечная нефтеотдача при применении водного раствора ПАВ возрастает на 5% по сравнению с нефтеотдачей при обычном заводнении.

Определим скорость фильтрации воды в области 1:

$$v = \frac{q}{bh} = \frac{500}{4000} = 0,125 \frac{\text{м}}{\text{сут}} = 0,1447 \cdot 10^{-5} \text{ м/с} \quad (5.1)$$

Отношение скорости фронта сорбции $w_{\text{сop}}$ к скорости фильтрации v

равно:

$$\frac{w_c}{v_\theta} = \frac{1}{(0,2 \times 0,65 + \frac{1}{0,25})} = 0,242$$

(5.2)

Отсюда $w_{\text{сop}} = 0,1447 \cdot 10^{-5} \cdot 0,242 = 0,35 \cdot 10^{-6}$ м/с.

$$\frac{v - m(s_1 - s_{св}) \cdot w_{\text{сop}}}{m(s_1 - s_{св}) \cdot w_{\text{сop}}} = \frac{0,1447 \cdot 10^{-5} - 0,2 \cdot 0,65 \cdot 0,35 \cdot 10^{-6}}{0,2 \cdot 0,65 \cdot 0,35 \cdot 10^{-6}} = 31,49 \quad (5.3)$$

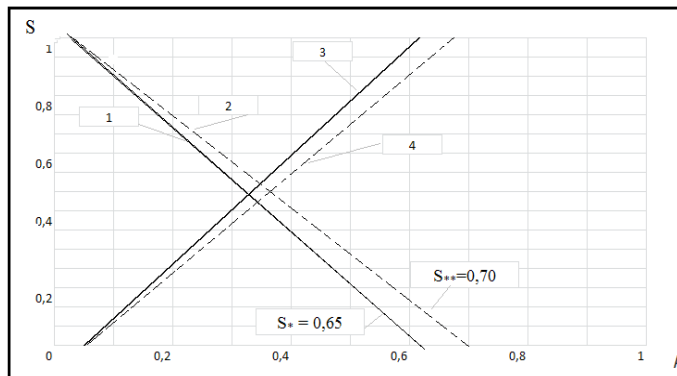


Рисунок 5.1 – Зависимость относительных проницаемостей k для нефти и воды, а также для нефти и водного раствора ПАВ от водонасыщенности s . Относительная проницаемость: 1 – для нефти при вытеснении ее водой; 2 – для нефти при вытеснении ее водным раствором ПАВ; 3 – для воды; 4 – для водного раствора ПАВ

После подстановки цифровых значений величин, входящих в правую часть (5.3), получим:

$$\frac{k_\theta(s_2) \cdot \mu_H}{k_H(s_2) \cdot \mu_\theta} = \frac{4(s_2 - 0,05)}{0,7 - s_2} \quad (5.4)$$

Таким образом:

$$\frac{4(s_2 - 0.05)}{0.7 - s_2} = 31.49$$

Отсюда $s_2 = 0,627$. Следовательно:

$$w_* = \frac{s_1 - s_2}{s_3 - s_2} = \frac{0.7 - 0.627}{0.65 - 0.6} \cdot 0.35 \cdot 10^{-6} = 1.111 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}$$

Тогда:

$$t_* = \frac{l}{w_*} = \frac{400}{1.11} \times 10^6 = 4167 \text{ суток} = 11,4 \text{ года}$$

По данным наших расчетов в нефтяной пласт будет закачано $2,084 \cdot 10^6$ м³ водного раствора ПАВ или 1042 т сухого вещества ПАВ.

Следовательно, при рассматриваемом вытеснения нефти из пласта водным раствором ПАВ дополнительно извлекаемая нефть станет поступать на поверхность через 11,4 года после начала закачки раствора.

ВАРИАНТЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ К ЗАДАЧЕ 5.1

Вариант	1	2	3	4	5
длина пласта / (м)	420	300	350	400	600
ширина пласта b (м)	240	180	200	300	550
нефтенасыщенная толщина h (м)	20	15	19	37	29
Пористость m	0,20	0,25	0,21	0,18	0,25
вязкость нефти в пластовых условиях μ_n (Па•с)	$5 \cdot 10^{-3}$	$7 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$	$10 \cdot 10^{-3}$	$12 \cdot 10^{-3}$
Расход закачиваемого в пласт водного раствора ПАВ q (м ³ /сут)	450	300	400	650	520
насыщенность связанной водой $s_{св}$	0,07	0,06	0,05	0,08	0,077
Параметр изотермы сорбции Генри a (м ³ /м ³)	0,25	0,24	0,22	0,27	0,20

Определить основные параметры вытеснения нефти из пласта водным раствором ПАВ: (скорость фильтрации, отношение скорости фронта сорбции к скорости фильтрации, время прохождения водного раствора ПАВ по

длине пласта, объемом закачивания водного раствора ПАВ в нефтяной пласт)

6. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ПОЛИМЕРНОМ ЗАВОДНЕНИИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Задача 6.1

Стоимость полимеров довольно высока, поэтому в целях экономии сначала закачивают некоторый объем полимерного раствора (оторочку полимерного раствора), а затем проталкивают ее обычной водой. Благодаря этому значительно сокращаются затраты дорогостоящего полимера и затраты по приготовлению полимерных растворов. Чтобы оторочка не полностью размылась до подхода к эксплуатационным скважинам, объем ее должен быть подобран с учетом неоднородности пласта, соотношения вязкостей нефти и раствора полимера.

В результате сорбции полимеров с пористой средой в процессе вытеснения нефти образуется фронт сорбции. Впереди фронта сорбции в пласте движется вода, практически не содержащая полимеров.

Определим время закачивания полимерного раствора в пласт для создания в нем необходимого размера оторочки и время прохождения фронта вытеснения через пласт.

Ширина пласта $b=400\text{м}$, мощность $h=15\text{м}$, расстоянием между нагнетательной и добывающей галереями $l=500\text{ м}$, концентрация ПАА $c=0,05$; скорость закачки полимерного раствора $q=800\text{ м}^3/\text{сут}$, пористость пласта $m=0,16$; ПАА сорбируется скелетом породы по закону Генри, формула которого имеет вид $a(c) = \alpha$, где α - коэффициент сорбции; $\alpha=1,2$ [9].

Для определения скорости фронта ПАА и распределения их концентрации в пласте выведем уравнение материального баланса. Для этого выделим элемент объема пласта $\Delta V=\Delta xbh$, в котором будем считать движение жидкостей происходящим вдоль оси $0x$, и составим уравнение баланса объема ПАА (см.рисунок 6.1).

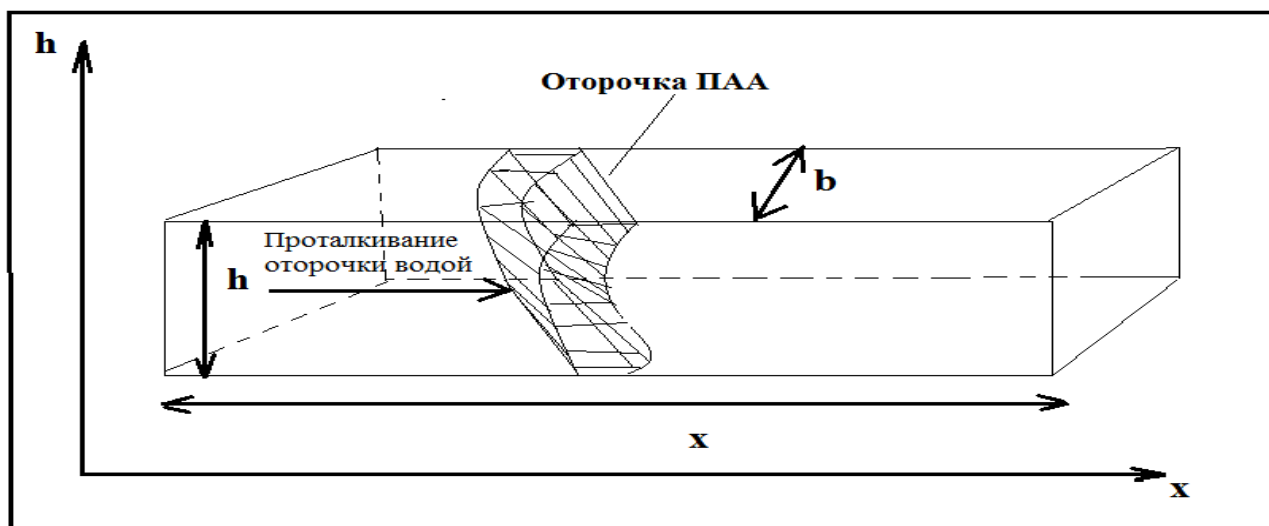


Рисунок 6.1 – Схема вытеснения нефти из пласта оторочкой полимерного раствора

За время Δt в элемент ΔV войдет определённый объем ПАА:

$$Q_1 = q_{\text{ПАА}} \cdot \Delta t = q \cdot c(x, t) \cdot \Delta t, \quad (6.1)$$

За то время из элемента ΔV выйдет объем ПАА:

$$Q_2 = q_{\text{ПАА}} \cdot \Delta t = q \cdot c(x + \Delta x, t) \cdot \Delta t, \quad (6.2)$$

В момент времени t в элементе объема пласта ΔV было ПАА:

$$Q_3 = m \Delta V [c(x_1, t) + a(x_1, t)], \quad (6.3)$$

За время Δt количество ПАА изменилось и стало равным:

$$Q_4 = m \Delta V [c(x_1, t + \Delta t) + a(x_1, t + \Delta t)], \quad (6.4)$$

где x_1 – некая точка интервала Δx , в которой концентрация полимера равна усредненному значению концентрации в объеме ΔV в момент времени t и $t + \Delta t$.

Составив уравнение баланса, получим:

$$Q_1 - Q_2 = Q_4 - Q_3, \quad (6.5)$$

или

$$q c(x, t) \Delta t - q c(x + \Delta x, t) \Delta t = m \Delta V [c(\tilde{x}, t + \Delta t) + a(\tilde{x}, t + \Delta t) - c(\tilde{x}, t) - a(\tilde{x}, t)], \quad (6.6)$$

Разделим обе части полученного уравнения на $\Delta V \cdot \Delta t$, а также примем Δx и Δt стремящиеся к нулю:

$$m \frac{\partial}{\partial t} [c + a(c)] + \frac{q}{bh} \cdot \frac{\partial c}{\partial x} = 0, \quad (6.7)$$

Так как $a(c) = \alpha c$, получим форму уравнения баланса водного раствора полимера:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{mbh(1 + \alpha)} \cdot \frac{\partial c}{\partial x} = 0, \quad (6.7)$$

Определим начальные и граничные условия:

в начальный момент времени $t = 0$ в пласте отсутствует полимерный раствор, т. е.

$$c(x, 0) = 0, \quad (6.8)$$

Начиная с момента времени $t = 0$, в пласт через нагнетательную скважину закачивается водный раствор полимера с концентрацией $c = 0,05$.

Таким образом, граничное условие будет иметь вид:

$$c(0,t)=c^0, \quad (6.9)$$

Решив (2.34)-(2.36), получим:

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

$$c(x,t)=0, \quad x > \frac{q}{mbh(1+a)} t; \quad (6.10)$$

Отсюда следует, что фронт сорбции полимерного раствора движется со скоростью

$$V_c = \frac{V}{m(1+a)}, \quad (6.11)$$

где V – линейная скорость фильтрации:

$$V = \frac{q}{bh} = \frac{800}{400 \cdot 15} = 0,133 \text{ м/сут.}, \quad (6.12)$$

Подставляя в выражение для скорости фронта сорбции полимерного раствора значение скорости фильтрации V и значения пористости и коэффициента сорбции ПАА, можно найти скорость продвижения фронта сорбции полимерного раствора:

$$V_c = \frac{0,133}{0,16 \cdot 1,2} = 0,693 \text{ м/сут.}, \quad (6.13)$$

Определим объем оторочки ПАА и время, необходимое для ее создания.

Скорость продвижения фронта оторочки полимерного раствора

$$V_c = \frac{q}{mbh(1+a)}, \quad (6.14)$$

В момент времени $t=t^*$ формирование оторочки закончилось и началась стадия проталкивания оторочки водой, закачиваемой с расходом q . Для определения скорости продвижения оторочки полимерного раствора выведем уравнение, описывающее распределение концентрации активных веществ на стадии проталкивания оторочки закачиваемой водой.

Выделим элемент объема пласта $\Delta V=bh\Delta x$ и рассмотрим баланс объема полимерного раствора:

За время Δt в ΔV вошел объем полимерного раствора равный:

$$Q_1 = qc(x,t)\Delta t, \quad (6.15)$$

За это же время из элемента ΔV вышло следующее количество ПАА:

$$Q_2 = qc(x+\Delta x,t)\Delta t, \quad (6.16)$$

В момент времени t в элементе объема ΔV содержалось количество полимерного раствора равное:

$$Q_3 = m \Delta V [c(x,t)+a(x,t)], \quad (6.17)$$

которое за время ΔV стало равным:

$$Q_3 = m \Delta V [c(x,t) + a(x,t + \Delta t)], \quad (6.18)$$

составляя уравнение баланса, получим

$$Q_1 - Q_2 = Q_4 - Q_3, \quad (6.19)$$

После подстановки полученных выражений для $Q_1 - Q_4$ деления обеих частей уравнения на $\Delta V \cdot \Delta t$ и устремления Δx и Δt к нулю получим:

$$m \frac{\partial [c(x,t) + a(x,t)]}{\partial t} + \frac{q}{bh} \cdot \frac{\partial c}{\partial x}, \quad (6.20)$$

Уравнение распределения концентрации ПАА в пласте на стадии проталкивания оторочки водой имеет вид:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{m(1+a)bh} \cdot \frac{\partial c}{\partial x} = 0, \quad (6.21)$$

В момент времени $t=t_*$ (момент начала проталкивания оторочки водой) во всех сечениях пласта, через которые прошел фронт оторочки, концентрация ПАА будет равна концентрации закачки, поэтому начальное условие будет иметь вид:

$$c(x,t_*) = c^0, \quad x \leq x_\phi(t_*), \quad (6.22)$$

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

$$c(0,t) = 0, \quad t \geq t_*, \quad (6.23)$$

Решив (2.48)-(2.50) получим:

$$c(x,t) = \begin{cases} 0, & x \leq V_T(t - t_*), \\ c^0, & V_\phi \geq x \geq V_T(t - t_*); \end{cases} \quad (6.24)$$

где V_T — скорость продвижения оторочки, определяемая из соотношения

$$V_T = \frac{q}{mbh(1+a)}, \quad (6.25)$$

Найдем время t_* необходимое для создания оторочки:

$$\begin{aligned} V(t - t_*) &= \frac{qt^*}{mbh(1+a)}, \\ V_T(t - t_*) &= \frac{q(t - t^*)}{mbh(1+a)}; \end{aligned} \quad (6.26)$$

Решая эти два уравнения относительно t_* , получим

$$t_* = t = \frac{V_{nno}}{q} (1+a) = \frac{0,16 \cdot 500 \cdot 400 \cdot 15}{926 \cdot 10^{-5}} \cdot 2,2 \approx 1319 \text{ сут} \approx 3,62 \text{ года}, \quad (6.27)$$

Таким образом время закачивания полимерного раствора в пласт для создания в нем необходимого размера оторочки составит 3,62 года.

Время прохождения фронта вытеснения через пласт длиной 400м составит 3007,5 суток (400/0,133) или 8,24 года.

Задача 6.2 – Расчет скорости вытеснения нефти из пласта полимерным раствором

Из пласта длиной $l = 200$ м, шириной $b = 400$ м и толщиной, охваченной процессом вытеснения, $h = 20$ м вытесняется нефть водным раствором полиакриламида. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 7 \cdot 10^{-3}$ Па·с, вязкость воды $\mu_v = 10^{-3}$ Па·с, пористость пласта $m = 0,2$; $s_{св} = 0,05$. Параметр изотермы сорбции Генри $a = 0,25$ м³/м³.

Принимаем, что относительные проницаемости для нефти и воды как при вытеснении нефти водным раствором полимеров, так и чистой водой линейно зависят от водонасыщенности (рисунок 2.9), причем, согласно лабораторным экспериментальным данным $S_* = 0,65$; $S_{**} = 0,7$.

Расход закачиваемой в пласт воды $q = 800$ м³/сут. Определим время t подхода к концу пласта ($x=l$) нефтяного вала x ., считая, что вытеснение нефти водой и водным раствором полимеров происходит поршневым образом.

Положим $S_1 = S_{**} = 0,7$; $S_3 = S_* = 0,65$. Следовательно конечная нефтеотдача при применении водного раствора полимеров возрастает на 5% по сравнению с нефтеотдачей при обычном заводнении.

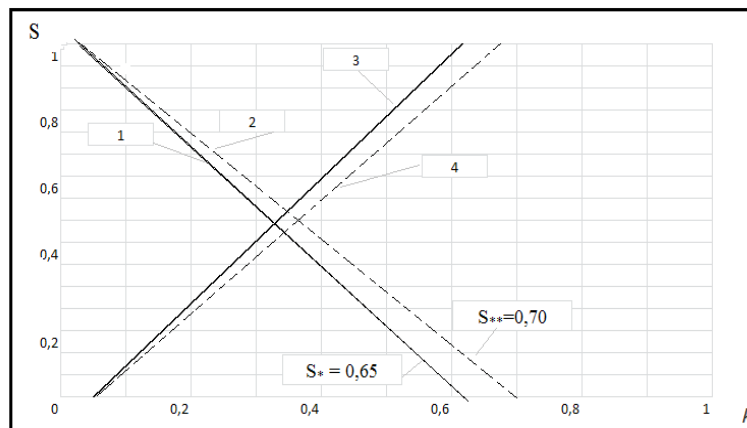
Определим скорость фильтрации воды:

$$u = \frac{q}{bh} = \frac{800}{4000} = 0,2 \text{ м/сут} = 0,231 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}, \quad (6.30)$$

Отношение скорости фронта сорбции $w_{\text{сop}}$ к скорости фильтрации v равно: $\frac{W_{\text{COP}}}{V_B} = \frac{1}{(0,2 \cdot 0,65 + \frac{1}{0,25})} = 0,242$, (6.31)

Отсюда $w_{\text{сop}} = 0,1447 \cdot 10^{-5} \cdot 0,242 = 0,35 \cdot 10^{-6}$ м/с.

$$\frac{v - m(S_1 - S_{CB}) \cdot W_{\text{COP}}}{m(S_1 - S_{CB}) \cdot W_{\text{COP}}} = \frac{0,231 \cdot 10^{-5} - 0,2 \cdot 0,65 \cdot 0,35 \cdot 10^{-3}}{0,2 \cdot 0,65 \cdot 0,35 \cdot 10^{-3}} \approx 50,51, \quad (6.32)$$



Относительная проницаемость: 1 – для нефти при вытеснении ее водой; 2 – для нефти при вытеснении ее водным раствором полиакриламида; 3 – для воды; 4 – для водного раствора ПАВ

Рисунок 6.3. - Зависимость относительных проницаемостей (k) для нефти и воды, а также для и нефти и водного раствора полиакриламида от водонасыщенности (S)

После подстановки цифровых значений величин, входящих в правую часть уравнения $\frac{v_{с2}}{v_{н2}} = \frac{v - m(s_1 - s_{св}) \cdot w_{сop}}{m(s_1 - s_{св}) \cdot w_{сop}} = \frac{k_{с}(s_2) \cdot \mu_{н}}{k_{н}(s_2) \cdot \mu_{с}}$, получим:

$$\frac{k_{с}(s_2) \cdot \mu_{н}}{k_{н}(s_2) \cdot \mu_{с}} = \frac{4(s_2 - 0,05)}{0,7 - s_2}, \quad (6.33)$$

Таким образом:

$$\frac{4(S_2 - 0,05)}{0,7 - S_2} = 31,49, \quad (6.34)$$

Отсюда $S_2 = 0,627$. Следовательно скорость движения в области смешивания нефти и полимерного раствора:

$$W_* = \frac{S_1 - S_2}{S_3 - S_2} = \frac{0,7 - 0,627}{0,65 - 0,6} \cdot 0,35 \cdot 10^{-6} = 1,111 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}, \quad (6.35)$$

Для того чтобы фронт вытеснения нефти преодолел длину пласта потребуется:

$$t_* = \frac{l}{W_*} = \frac{200}{1,11} \cdot 10^6 = 2085 \text{ суток} = 5,71 \text{ года} \quad (6.36)$$

За это время в пласт будет закачено $1,667 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ ($800 \text{ м}^3/\text{сут.} \cdot 5,71 \text{ года} \cdot 365 \text{ дней в году}$) водного раствора полиакриламида. При концентрации полимера в воде $0,5 \text{ кг на } 1 \text{ м}^3$ в пласт будет введено 835 тонн полиакриламида.

ВАРИАНТЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ К ЗАДАЧЕ 6.2

Вариант	1	2	3	4	5
длина пласта / (м)	420	300	350	400	600
ширина пласта b (м)	240	180	200	300	550
нефтенасыщенная толщина h (м)	17	25	29	37	31
Пористость m	0,20	0,25	0,21	0,18	0,25
вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_{н}$ (Па·с)	$8 \cdot 10^{-3}$	$14 \cdot 10^{-3}$	$23 \cdot 10^{-3}$	$30 \cdot 10^{-3}$	$32 \cdot 10^{-3}$
Расход закачиваемого в пласт водного раствора	450	600	700	850	820

ПАА	q (м ³ /сут)					
насыщенность связанной водой S_{CB}		0,07	0,06	0,05	0,08	0,077
Параметр изотермы сорбции Генри a (м ³ /м ³)		0,25	0,24	0,22	0,27	0,20

Определить основные параметры вытеснения нефти из пласта водным раствором ПАА: (скорость фильтрации, отношение скорости фронта сорбции к скорости фильтрации, скорость движения в области смешивания нефти и полимерного раствора, время прохождения водного раствора ПАА по длине пласта, объем закачивания водного раствора ПАА в нефтяной пласт)

7. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ ПЗП

Задача 7.1 – Расчет основных параметров разработки залежи при пароциклической обработке

Технология пароциклической обработки скважин включает 3 стадии:

- закачка пара;
- прекращение закачки и пропитка призабойной зоны пласта паром;
- добыча нефти.

На первой стадии осуществляется закачивание теплоносителя (пара) в добывающую скважину. В течение периода нагнетания теплоносителя происходит нагревание скелета пласта, флюидов содержащейся в нем, окружающих пород. В результате происходит температурное расширение всех компонентов и повышение давления в призабойной зоне, а флюиды оттесняются от призабойной зоны в глубь пласта.

На второй стадии скважину останавливают для паротепловой пропитки, в результате чего происходит распределение пара в пласте и его конденсация. В этот период также происходит выравнивание температуры между паром, породами пласта и насыщающими его флюидами.

Последующее понижение температуры и давления способствуют конденсации пара. При снижении давления в зону конденсации ранее оттесненная нефть ставшая менее вязкой (за счет ее нагрева) устремляется к призабойной зоне. В результате конденсации пара происходит также капиллярная пропитка, то есть в низкопроницаемых зонах пласта нефть замещается водой.

На третьей стадии осуществляется отбор флюидов из пласта. Поскольку в призабойной зоне температура выше (вследствие нагнетания горячего пара на первой стадии процесса), то вязкость нефти меньше, в результате повышается приток нефти к забою скважины.

Рассчитаем радиус зоны теплового воздействия и коэффициент теплоиспользования.

Примем: массовый расход нагнетаемого пара $q_n = 8000 \text{ кг/час} \approx 2,22 \text{ кг/с}$; мощность пласта $h = 20 \text{ м}$, температура нагнетаемой парогазовой смеси в пласт $T_n = 250^\circ\text{C}$; начальная температура пласта $T_0 = 20^\circ\text{C}$; теплопроводность пород $\lambda_n = 10^{-3} \text{ кДж/м}\cdot\text{с}\cdot^\circ\text{C}$; весовая теплоемкость пород $1,1 \text{ кДж/кг}\cdot^\circ\text{C}$; степень сухости пара $x_r = 0,7$; пористость (средняя по пласту) $m = 0,2$; удельная теплоемкость скелета пласта $c_{ск} = 0,85 \text{ кДж/кг}\cdot^\circ\text{C}$; плотность скелета пласта $\rho_{ск} = 2500 \text{ кг/м}^3$; время закачки пара примем равным 100 суток, удельная теплоемкость воды $4,18 \text{ кДж/кг}\cdot^\circ\text{C}$; теплота парообразования воды $c_r = 1705 \text{ кДж/кг}\cdot^\circ\text{C}$, теплосодержание воды при температуре на вход в пласт $i_{ж} = 1087 \text{ кДж/кг}$.

Температура ввода тепла в пласт:

$$H_0 = 2,22(1705 \cdot 0,7 + 1087 - 4,18 \cdot 20) \approx 4877,1 \text{ кДж/с}, \quad (7.1)$$

Найдем коэффициент температуропроводности: $\alpha_n = \lambda_n / (c_n \cdot \rho_n) = 0,002 / (1,1 \cdot 2000) = 0,9 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Определим τ (выражение для расчета безразмерного времени)

$$\tau = \frac{2\lambda_n}{\rho_n \cdot c_n \cdot h \sqrt{\alpha_n}} \cdot \sqrt{t} = \frac{2 \cdot 0,002}{2000 \cdot 1,1 \cdot 20 \cdot \sqrt{0,9 \cdot 10^{-6}}} \cdot \sqrt{100 \cdot 86400} \approx 0,281, \quad (7.2)$$

Определим площадь прогретой зоны:

$$A(t) = \frac{H_0 h}{4\lambda_n (T_n - T_0)} \cdot \left[e^{\tau^2} * \operatorname{erfc}(\tau) + \frac{2\tau}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] =$$

$$\frac{4877,1 \cdot 20}{4 \cdot 0,002 \cdot (250 - 20)} * \left[e^{0,281^2} \operatorname{erfc}(0,281) + \frac{2 \cdot 0,281}{\sqrt{3,14}} - 1 \right] \approx 3502 \text{ м}^2, \quad (7.3)$$

Объёмное теплосодержание пласта а паровой зоне: $c_n^1 = m \cdot c_r \cdot \rho_r + (1 - m) \cdot c_{ск} \cdot \rho_{ск} \cdot (T_n - T_0) = 0,2 \cdot 1705 \cdot 20 + 0,8 \cdot 0,85 \cdot 2500 \cdot (250 - 20) = 397820 \text{ кДж/м}^3$.

Тепловая эффективность процесса:

$$\eta_T = \frac{A(t) \cdot h \cdot c_n^1}{H_0 \cdot t} = \frac{3424 \cdot 20 \cdot 397820}{4877,1 \cdot 8640000} \approx 0,661, \quad (7.4)$$

Результаты расчетов на наглядности представлю в виде рисунка 7.1

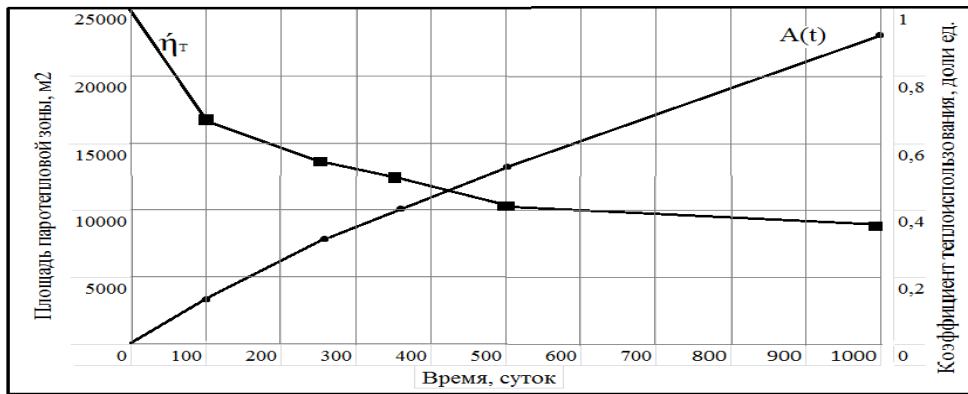


Рисунок 7.1 – Динамика площади прогреваемой зоны $A(t)$ и коэффициента теплоиспользования (η_T)

Задача 7.2 – Расчет длительности пропитки призабойной зоны пласта паром

Конденсация пара приводит к притоку нефти из непрогретой части пласта, при этом радиус парового плато уменьшается. Допустим, что процессы теплопередачи, конденсации, и притока нефти вследствие конденсации пара являются равновесными процессами. В этом случае конденсация пара приводит к мгновенному притоку нефти из холодной части пласта в прогретую зону, при этом давление и температура в зоне парового плато изменяются за счет притока нефти.

Теплопотери с учетом постоянства температуры в области парового плато выражаются формулой:

$$\frac{dW}{dt} = \int_{r_w}^{r_f} 2\pi \alpha_T (T(r) - T_0) dr = 2\pi r_s^2(t) \alpha_T (T_s - T_0), \quad (7.5)$$

где r_s - радиус зоны парового плато.

Теплопотери в результате конденсации пара, должны быть равны теплоте выделяемой за счет этой конденсации

$$\frac{dG}{dt} = - \frac{dM}{dt} = - 2l\rho_g m h \alpha \pi r_s \frac{dr_s}{dt}, \quad (7.6)$$

где M - масса пара в призабойной зоне, α - концентрация пара в теплоносителе.

Приравняв выражения (7.5) и (7.6) получим уравнение для определения скорости фронта конденсации

$$\frac{dr_s}{dt} = - \frac{\alpha_T (T_s - T_0)}{l\rho_g m h \alpha} r_s, \quad (7.7)$$

Решив этого уравнения с начальными условиями $t \rightarrow 0$ и $r_s = r_f$ получим:

$$r_s = r_f \exp\left(- \frac{\alpha_T (T_s - T_0)}{l\rho_g m h \alpha} t\right), \quad (7.8)$$

Необходимое время паротепловой пропитки (остановки скважины) при пароциклическом воздействии на нефтяной пласт будет определяться выражением:

$$t_2 = \frac{l\rho_g m h \alpha}{\alpha_T (T_s - T_0)}, \quad (7.9)$$

где: l – длина пласта, m – пористость (0,2) ; ρ_g - плотность пара равная $20,01 \text{ кг/м}^3$; α - концентрация пара в теплоносителе. α_T - коэффициент теплопередачи (табличное значение) [22].

Для условий нашего примера получим:

$$t = \frac{200 \cdot 20010 \cdot 20 \cdot 0,7}{1,6(250 - 60)} \approx 2,12 \text{ суток}, \quad (7.10)$$

Данная методика определения паротепловой пропитки была широко апробирована на российских (Степноозерском, Зыбза-Глубокий Яр и других) и зарубежных (ВайтВольф, Керн Ривер, СанАрдо (США), Колд-Лейк (Канада) и др.) месторождениях.

Задача 7.3 – Определение отбора нефти при пароциклическом воздействии на скважину

Замещение пара нагретой нефтью приводит к тому, что ближайшая зона к скважине становится заполненной нефтью при температуре T_S . Определим из условий теплового баланса размеры этой зоны. Теплосодержание нагретой нефти в этой зоне равно [4]:

$$H_1 = \pi h(r_*^2 - r_w^2)R_0(T_S - T_0), \quad (7.11)$$

где r_* - подлежащий определению радиус зоны, заполненной нагретой нефтью с температурой T_S , $R_0 = m\rho_0 C_0$ — коэффициент теплосодержания нефти.

Определим количество тепла, отобранного у скелета пласта:

$$H_2 = \pi h(r_f^2 - r_*^2)R_r(T_S - T_0), \quad (7.12)$$

где $R_r = (1-m)\rho_r C_r + m\rho_0 C_0$ - эффективный коэффициент теплосодержания насыщенной пористой породы.

Тепловой баланс, позволяет получить уравнение для определения радиуса зона, нагретой до температуры T_S и заполненной нефтью:

$$r_* = \sqrt{\frac{r_f^2 R_r + r_w^2 R_0}{R_r + R_0}}, \quad (7.13)$$

Призабойная зона скважины имеет две области: зону, заполненную нефтью с температурой T_S с радиусом r_* , и зону также насыщенную нефтью при начальной пластовой температуре T_0 .

Расход жидкости в скважину с изменением температуры аналогичен выражению для формулы Дюпюи с зональной неоднородностью, так как температура пласта определяет вязкость фильтрующейся жидкости:

$$Q = \pi k h r_w \Delta p \left(\frac{1}{\mu_T \ln\left(\frac{r_*}{r_w}\right) + \mu \ln\left(\frac{r_c}{r_*}\right)} \right), \quad (7.14)$$

где μ - вязкость пластовой нефти, μ_E - вязкость нефти, нагретой до температуры T_S , k - абсолютная проницаемость пласта, r_c - радиус контура питания скважины, Δp - депрессия в призабойной зоне пласта. По мере фильтрации происходит охлаждение призабойной зоны. Это охлаждение

проявляется в зависимости радиуса высокотемпературной зоны r , от времени. Скорость температурного скачка при фильтрации жидкости с расходом Q равна:

$$D_T = \frac{\pi h(r_f^2 - r_*^2)}{t} = \frac{QR_0}{mR_r}, \quad (7.15)$$

Из 7.15 определяют зависимость радиуса прогретой зоны (r_*), от времени:

$$r_* = \sqrt{r_f^2 - \frac{QR_0 t}{\pi m h R_r}} \quad (7.16)$$

Задача 7.4 Расчет дебитов нефти при пароциклическом воздействии на ПЗП

Для расчета радиуса нагрева скважины используем данные из предыдущего расчета, продолжительность времени закачки пара принимаем 20 суток получим:

$$R_n = \sqrt{\frac{800 \cdot 1705 \cdot 20}{3,14 \cdot 20 \cdot 397820}} \approx 16,4 \text{ м}, \quad (7.17)$$

Для расчета базового дебита скважины (после пароциклической обработки) принимаем следующие данные: проницаемость пласта $k=10^{-12} \text{ м}^2$, пластовое давление на контуре питания $P_k = 12 \text{ МПа}$; забойное давление в скважине в период отбора продукции $P_c = 7 \text{ МПа}$; радиус скважины $R_c = 0,20 \text{ м}$; радиус контура питания $R_k = 100 \text{ м}$; вязкость нефти в прогретой зоне $\mu(T_n) = 0,02 \text{ Па}\cdot\text{с}$; вязкость нефти при начальной пластовой температуре $\mu(T_0) = 0,07 \text{ Па}\cdot\text{с}$;

$$q_n = \frac{2\pi \cdot 10^{-12} \cdot 20 \cdot (12 - 7)}{0,002 \cdot \ln \frac{16,4}{0,2} + 0,007 \cdot \ln \frac{100}{16,4}} \approx 39,7 \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (7.18)$$

Рассчитаем дебит скважины до пароциклической обработки:

$$q_{\text{баз}} = \frac{2\pi \cdot 10^{-12} \cdot 20 \cdot (12 - 7)}{0,007 \cdot \ln \frac{100}{0,20}} \approx 10,3 \text{ м}^3/\text{сут.}, \quad (7.19)$$

получим кратность увеличения дебита после пароциклической обработки: $K = \frac{39,7}{10,3} = 3,85$

ВАРИАНТЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ К ЗАДАЧЕ 7.4

Вариант	1	2	3	4	5
проницаемость пласта (м^2)	$k=10^{-12}$	$k=9^{-12}$	$k=11^{-12}$	$k=8^{-12}$	$k=12^{-12}$
пластовое давление на контуре питания P_k (МПа)	12	11	14	8	9

забойное давление в скважине в период отбора продукции P_c (МПа)	10	14	16	12	11
радиус скважины R_c (м)	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
радиус контура питания R_k (м)	100	150	200	140	170
нефтенасыщенная толщина h (м)	14	15	19	27	34
температура нагнетаемой парогазовой смеси в пласт T_n (°C)	250	260	280	254	245
начальная температура пласта T_0 (°C)	20	30	40	50	60
вязкость нефти в прогретой зоне $\mu(T_n)$ мПа•с;	10	9	8	12	7
вязкость нефти при начальной пластовой температуре $\mu(T_0)$ мПа•с	70	60	54	68	45
массовый расход нагнетаемого пара q_n кг/час	6000	7500	7400	8600	9200

Недостающие данные взять из условий предыдущих задач.

Рассчитать дебиты скважины до и после пароциклической обработки.

8. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ МЕТОДОМ СОЗДАНИЯ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ДВИЖУЩЕГОСЯ ОЧАГА ГОРЕНИЯ

Рассчитать основные показатели разработки пятиточечного элемента участка пласта методом создания внутрипластового движущегося очага горения (ВДОГ).

Таблица 8.1 - Исходные данные для расчета показателей разработки нефтяной залежи методом ВДОГ

Наименование исходных параметров	Значение	
Толщина пласта	h , м	6
Коэффициент открытой пористости породы пласта	m	0.28
Пластовая температура	t^0 С	21
Плотность нефти в пластовых условиях	ρ , кг/м ³	945
Плотность воды	ρ , кг/м ³	1000
Нефтенасыщенность пород пласта	S_H	0.72
Водонасыщенность	S_B	0.23
Расстояние между нагнетательной и эксплуатационной скважинами	l , м	150
Абсолютное давление на забое эксплуатационных	P_3 , МПа	8
Радиусы нагнетательных и эксплуатационных скважин	r_c , м	0.084
Эффективная проницаемость породы для окислителя (воздух)	k , мД	176
Объемный коэффициент охвата пласта очагом горения	A_v	0.575
Безразмерный параметр формы фронта горения	i_d	6.06
Коэффициент нефтеотдачи из участков, не охваченных фронтом горения	η_H	0.4
Лабораторными экспериментами на модели пласта установлено		
Пористость	m'	0.4
Расход топлива (удельное количество коксового остатка)	$g'_{ко}$, кг/м ³	21
Удельный расход окислителя	$V_{ост}$, м ³ /кг	12
Количество образующейся реакционной воды	g_B , кг/м ³	25
Теплота сгорания нефти	Q_H , ккал/кг	10000
Теплота сгорания газообразных продуктов	Q_G , ккал/м ³	300
Вязкость окислителя при пластовой температуре	$\mu_{ок}$, мПа·с	0.018
Минимальная скорость перемещения фронта горения	w_ϕ , м/сут	0.0375
Максимальная скорость перемещения фронта горения	w'_ϕ , м/сут	0.15

РЕШЕНИЕ

Определим удельное количество коксового остатка в породе пятиточечного элемента участка пласта.

$$g_{\text{ко}} = g'_{\text{ко}} \frac{1-m}{1-m'} = 25.2 \text{ кг/м}^3 \quad (8.1)$$

Объем окислителя (воздуха), требующегося для выжигания единицы объема пласта составит:

$$V_{\text{ок}} = V_{\text{ост}} \cdot g_{\text{ко}} = 302 \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (8.2)$$

Применяя минимальную скорость перемещения фронта горения определим минимальную плотность потока окислителя:

$$V_f = v_{\text{ок}} \cdot w_{\phi} = 11,3 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{м}^2 \quad (8.3)$$

Используя объемный коэффициент охвата пласта очагом горения определим объем требующегося воздуха для выработки заданного пятиточечного элемента системы разработки пласта:

$$v = 4l^2 \cdot h \cdot V_{\text{ок}} \cdot A_V = 51 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \quad (8.4)$$

Определим предельный максимальный расход окислителя:

$$V_T^{\text{пп}} = l \cdot h \cdot v_f \cdot i_d = 61,6 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (8.5)$$

При максимальной скорости перемещения фронта горения определим продолжительность первого периода разработки, при котором расход окислителя достигнет значения $V_T^{\text{пп}}$:

$$t_1 = \frac{V_T^{\text{пп}}}{2\pi h V_{\text{ок}} w_{\phi}^2} = 240 \text{ сут} \quad (8.6)$$

Количество израсходованного за этот период окислителя составит:

$$v_1 = \frac{1}{2} \cdot V_T^{\text{пп}} \cdot t_1 = 7,4 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \quad (8.7)$$

Количество израсходованного воздуха (окислителя), составит:

$$v_2 = v - 2v_1 = 36,2 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \quad (8.8)$$

Продолжительность основного периода:

$$t_2 = \frac{v_2}{V_T^{\text{пп}}} = 588 \text{ сут} \quad (8.9)$$

Общая продолжительность разработки всего участка пласта методом внутрипластового горения составит:

$$t = 2t_1 + t_2 = 1068 \text{ сут.} \quad (8.10)$$

Абсолютное давление на устье нагнетательной скважины $[\text{кгс/см}^2]$

определяется по формуле:

$$p_H = \left[p_3^2 + \frac{V_T^{\text{пр}} \mu_{\text{ок}}(t + 273)}{7.4 k_3 h} \cdot \left(\ln \frac{l^2}{r_c w'_\phi t_1} - 1.238 \right) \right]^{0.5} = 8 \text{ МПа} \quad (8.11)$$

Для вычисления коэффициента нефтеотдачи необходимо знать количество коксового остатка S_o и углеводородного газа $S_{\text{ТХ}}$, выраженное в долях от порового объема:

$$S_o = \frac{g_{\text{ко}}}{\rho_H m} = 0.095; \quad S_{\text{ТХ}} = S_o \frac{V_{\text{ост}} Q_\Gamma}{Q_H} = 0.034 \quad (8.12)$$

Используя известный объемный коэффициент охвата пласта очагом горения и коэффициент нефтеотдачи из участков, не охваченных фронтом горения определим общий коэффициент нефтеотдачи:

$$\eta_H = A_v \left(1 - \frac{S_o + S_{\text{ТХ}}}{S_H} \right) + \eta'_H (1 - A_v) = 0.642 \quad (8.13)$$

Определим количество извлекаемой нефти из заданного участка пласта:

$$V_H = S \cdot h \cdot m \cdot S_H \cdot \eta_H = 34,9 \cdot 10^3 \text{ м}^3 \quad (8.14)$$

Определяем удельное количество образующейся воды:

$$g_B = g'_B \frac{1 - m}{1 - m'} = 30 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad (8.15)$$

Суммарное количество получаемой воды вычисляем по формуле:

$$V_B = A_v S h \left(s_B m + \frac{g_B}{\rho_B} \right) = 14,6 \cdot 10^3 \text{ м}^3 \quad (8.16)$$

Принимаем допущение о том, что дебит нефти одного пятиточечного элемента пласта прямо пропорционален расходу окислителя для выработки этого элемента. Исходя из этого допущения, определим дебит нефти элемента в основной период разработки $[\text{м}^3/\text{сут}]$:

$$q_{2H} = \frac{V_H}{v} V_T^{\text{пр}} = 42,2 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (8.17)$$

Дебит нефти в первый период разработки q_{1H} будет линейно возрастать от 0 до q_{2H} , а в третий период будет убывать от q_{2H} до 0.

ВАРИАНТЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ К ЗАДАЧЕ 8.1

Варианты	1	2	3	4	5
Толщина пласта, h (м)	37	27	19	31	10
Коэффициент открытой пористости породы пласта, m	0.27	0.17	0.19	0.21	0.22
Пластовая температура, t ($^{\circ}\text{C}$)	49	37	32	51	44
Плотность нефти в пластовых условиях,	980	966	948	961	950
Плотность воды, ρ , (кг/м^3)	1000	1000	1000	1000	1000
Нефтенасыщенность пород пласта, S_n	0.56	0.49	0.59	0.50	0.62
Водонасыщенность, S_B	0.23	0.28	0.21	0.19	0.33
Расстояние между нагнетательной и эксплуатационной скважинами, l (м)	150	170	200	250	100
Абсолютное давление на забое эксплуатационных скважин P_z , (МПа)	12	10	8	14	11
Радиусы нагнетательных и эксплуатационных скважин, r_c , (м)	0.084	0.084	0.084	0.084	0.084
Эффективная проницаемость породы для окислителя (воздух), k (мД)	166	179	182	188	196
Объемный коэффициент охвата пласта очагом горения, A_v	0.731	0.643	0.573	0.823	0.775
Безразмерный параметр формы фронта горения, i_d	6.1	6.2	6.3	6.0	6.4
Коэффициент нефтеотдачи из участков, не охваченных фронтом горения, η_n	0.32	0.35	0.37	0.31	0.38
Лабораторными экспериментами на модели пласта установлено					
Пористость	m'			0.25	
Расход топлива (удельное количество коксового остатка)	$g'_{\text{ко}}, \text{кг/м}^3$			19	
Удельный расход окислителя	$V_{\text{ост}}, \text{м}^3/\text{кг}$			15	
Количество образующейся реакционной воды	$g_B, \text{кг/м}^3$			28	
Теплота сгорания нефти	$Q_H, \text{ккал/кг}$			100	
Теплота сгорания газообразных продуктов	$Q_G, \text{ккал/м}^3$			420	
Вязкость окислителя при пластовой температуре	$\mu_{\text{ок}}, \text{мПа}\cdot\text{с}$			0.02	
Минимальная скорость перемещения фронта горения	$w_{\text{ф}}, \text{м/сут}$			0.04	
Максимальная скорость перемещения фронта горения	$w'_{\text{ф}}, \text{м/сут}$			0.18	

Рассчитать основные параметры процесса внутрипластового горения

9. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ

Рассчитать процесс внутрипластового горения на пятиточечном элементе при следующих условиях: пористость терригенного пласта $m = 0,31$; толщина пласта $h = 5,55$ м; пластовая температура $T_{пл} = 303$ К; плотность пластовой нефти $\rho_{nn} = 960$ кг/м³; плотность воды $\rho_v = 1100$ кг/м³; нефтенасыщенность пласта $S_n = 0,76$; водонасыщенность пласта

$S_v = 0,24$; расстояние от нагнетательной до добывающих скважин $a = 300$ м; забойное давление в добывающих скважинах $p_{зэб.д} = 10$ МПа; забойное давление в нагнетательной скважине $p_{забн} = 21$ МПа; радиус нагнетательной и добывающих скважин $r_c = 0,075$ м; проницаемость пласта для воздуха $k = 0,35 \cdot 10^{-12}$ м²; вязкость воздуха в пластовых условиях

$\mu_r = 1,8 \cdot 10^{-6}$ Па·с; расход топлива $g = 27,4$ кг/м³; удельный расход окислителя $v'_{окс} = 14,7$ м³/кг.

Принять радиус фронта горения в конце первого периода $r_\phi = 50$ м; коэффициент охвата пласта по толщине $a_h = 0,9$; коэффициент нефтеотдачи на участках, не охваченных горением, $\lambda = 0,3$.

Решение. Рассчитываем по (8.1) объем воздуха для выжигания 1 м³ пласта:

$$V' = 27,4 \cdot 14,7 = 402,8 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Предельный темп закачки воздуха

$$Q_{прв} = \frac{7,4 \cdot 0,35 \cdot 10^{-12} \cdot 5,55 \cdot 0,9 (21^2 - 10^2) 10^{12}}{1,8 \cdot 10^{-5} \cdot 303 \cdot (\ln \frac{300^2}{0,075 \cdot 50} - 1,238)} = 9,14 \cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Вычисляем скорость продвижения фронта горения по (8.3):

$$w_\phi = \frac{9,14 \cdot 10^4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5,55 \cdot 0,9 \cdot 402,8 \cdot 50} = 0,145 \text{ м/сут}$$

По рис. 8.1 определяем для $h = 5$ м $w_{\phi \min} = 0,019$ м/сут.

Условие (8,4) выполняется: $w_{\phi} = 0,145 > 3w_{\phi \cdot \min} = 0,057$, поэтому принятую величину $r_{\phi} = 50$ оставляем без изменения.

По (8.6) вычисляем:

$$I_a = \frac{9,14 \cdot 10^4}{300 \cdot 5 \cdot 0,019 \cdot 402,8} = 7,96$$

По рис. 3.2 определяем $a_s = 0,6$.

Вычисляем коэффициент s_1 по (8.8): $s_1 = 27,4 / (960 \cdot 0,31) = 0,092$.

По формуле (8.9) вычисляем коэффициент s_2 : $s_2 = 0,092 \cdot 1,47 \times 1,257 / 41,9 = 0,04$.

Коэффициент нефтеотдачи в выжженной зоне

$$\eta' = 1 - \frac{0,092 + 0,04}{0,76} = 0,826$$

Коэффициент нефтеотдачи всего элемента:

$$\eta = 0,9 \cdot 0,6 \cdot 0,826 + 0,3 (1 - 0,9 \cdot 0,6) = 0,584.$$

Длительность первого периода рассчитываем по формуле (8.21)

$$\tau_1 = 50 / 0,145 = 345 \text{ сут.}$$

Потребное количество воздуха за этот период $V_n = 9,14 \cdot 10^4 \cdot 345 / 2 = 15,77 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

По формуле (8.14) $G_n = 15,77 \cdot 10^6 \cdot 1,293 = 20,39 \cdot 10^6 \text{ кг.}$

Масса смеси азота и паров воды

$$G_{\text{см}} = [0,79 \cdot 1,36 + 2 \cdot 10^{-3} \cdot 1100 + + \frac{0,9}{402,8} (\frac{9 \cdot 27,4 \cdot 1,2}{12 + 12} + 0,24 \cdot 0,31 \cdot 1100)] \cdot 15,77 \cdot 10^6 = 55,31 \cdot 10^6 \text{ кг.}$$

Рассчитываем по (8.13) радиус фронта горения к моменту прорыва оторочки в добывающие скважины:

$$r_{\phi n} = 300 / \sqrt{\frac{55,31 \cdot 10^6 \cdot 11,23 \cdot 0,93 \cdot 402,8}{253 \cdot 4,95 \cdot 20,39 \cdot 10^6}} = 99,4 \cdot \text{м.}$$

$$\text{Площадь выжженной зоны рассчитываем по (8.17): } s_r = 8000 + 348(99,4 - 50) = 25191,2 \text{ м}^2.$$

$$\text{Объем выжженной зоны } V_r = 25191,2 \cdot 0,9 \cdot 5,55 = 125830 \text{ м}^3.$$

Суммарное количество воздуха для выжигания этого объема

$$\sum V = 402,8 \cdot 125830/0,9 = 5,631 \cdot 10^7 \text{ м}^3.$$

Время выжигания рассчитываем по (8.19) :

$$\tau_2 = \frac{5,631 \cdot 10^7 - 15,77 \cdot 10^6}{9,14 \cdot 10^4} + 345 = 789 \cdot \text{сут.}$$

$$\text{Объем извлекаемой из пласта нефти } V_H = 2 \cdot 300^2 \cdot 5 \cdot 0,31 \cdot 0,76 \cdot 0,584 = 123831,4 \text{ м}^3.$$

$$\text{Расход воздуха на извлечение 1 м}^3 \text{ нефти } G_0 = 5,631 \cdot 10^7 / 123831,4 = 455 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

$$\text{Дебит каждой добывающей скважины } Q_H = 123831,4 / (4 \cdot 789) = 39,24 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Варианты расчета к практическому занятию 9

Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8
h, м	5,6	5,8	5,9	5,7	5,65	5,75	6,0	6,1
T _{пл} , К	300	305	310	308	307	309	304	301
a, м	310	320	350	330	340	290	345	300
P _{заб.д} , МПа	10	10,5	10,1	10,2	10,3	10,4	9,5	9,6

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

Основная литература

1. Лушпеев В.А., Мешков В.М., Ешимов Г.К. и др. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений.- Тюмень, 2011.-245с
2. Юшков И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учеб.-метод. пособие / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн.ун-та, 2013. – 177 с.
3. Разработка нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля и др. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 396 с.

Дополнительная литература

- 4.Акулышин А. И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра-бизнесцентр, 2011. – 240с.
5. Багринцева К.И., Давыдов А.В и др. Трещиноватость осадочных пород., М.: Недра, 1982 – 256с.
6. Бадьянов,В. А., Батурин Ю. Е. Совершенствование систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири Свердловск. Среднеуральское книжное издательство, 1975. – 288с.
7. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М., Движение жидкостей и газов в природных пластах., М. Недра, 1988. – 211с.
8. Борисов Ю. П., Воинов В. В., Рябинина З. К. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. М.: НедраБизнесцентр, 2009. – 287с.
9. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
10. Земенков Ю.Д. и др. Сбор и подготовка нефти и газа: учебник/Ю.Д.Земенков, Л.М.Маркова,.- М.: Академия, 2009.
11. Матвеев С.Н. и др. Теория и практика добычи нефти. - Сургут,2008.-244с

Базы данных, информационно-справочные и поисковые системы

<http://educon.tsogu.ru>- тема поддержки дистанционного обучения.

<http://elib.tsogu.ru/> - электронная библиотечная система eLib.

<http://educon.tsogu.ru> – электронная библиотечная система издательство «Лань»

Методические указания к практическим занятиям по дисциплине «разработка нефтяных месторождений» для студентов направления 21.03.01 Нефтегазовое дело всех форм обучения

Составитель: доцент, к.э.н.

Янукян А.П.

Подписано к печати
Заказ №
Формат 60/90 1/16

Бум. писч. № 1
Уч. изд.л.
Усл. печ.л.

Издательство «Нефтегазовый университет»
государственное образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»
625000, Тюмень, Володарского, 38
Отдел оперативной полиграфии издательства «Нефтегазовый университет»
625039, г. Тюмень, ул. Киевская, 52

7.4 Примерный список вопросов, задаваемых на зачете

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

Вопросы на зачет по дисциплине «Разработка нефтяных месторождений»

1. Понятие, цели и задачи разработки нефтяных месторождений;
2. Теория разработки нефтяных месторождений;
3. Залежь как единая гидродинамическая система с законтурной зоной;
4. Изменение давления в залежи при ее разработке
5. Особенности вытеснения нефти водой из трещиновато-пористых коллекторов;
6. Скорость капиллярной пропитки трещиновато-пористых коллекторов;
7. Расчет показателей разработки трещиновато пористого пласта
8. Основные уравнения разработки залежи (уравнения материального баланса, технологического режима эксплуатации скважин, притока флюидов к скважине, движения в подъемных трубах);
9. Анализ разработки нефтегазовой залежи на основе промысловых данных с помощью метода материального баланса
10. Задачи разработки нефтяных залежей с применением теории упругого режима;

11. Упруговодонапорный режим;
12. Прогнозирование показателей разработки месторождений при упруговодонапорном режиме;
13. Аппроксимация Ван Эвердингена и Херста для круговой залежи;
14. Определение показателей разработки залежи при упруго водонапорном режиме
15. Физико-химические свойства двуокиси углерода обуславливающие её применение при разработке нефтяных месторождений;
16. Схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта оторочкой двуокиси углерода

7.5 Примерный список вопросов, включенных в экзаменационные билеты

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

Вопросы к экзамену по дисциплине «Разработка нефтяных месторождений»

17. Сорбция поверхностно-активных веществ (ПАВ), изотермы сорбции Генри;
18. Основные преимущества при вытеснении нефти растворами ПАВ;
19. Схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта водным раствором ПАВ;
20. Кривые относительных проницаемостей при вытеснении нефти водным раствором ПАВ;
21. Распределение водонасыщенности и концентрации ПАВ в пласте при непоршневом вытеснении нефти водным раствором ПАВ
22. Зависимость скоростей фильтрации воды и дилатантной жидкости от градиента давления;

23. Механизмы вытеснения нефти полимерными растворами;
24. Схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта полимерным раствором;
25. Начальная пластовая температура и ее распределение на месторождении;
26. Перенос тепла в пласте за счет конвекции и теплопроводности;
27. Скорость распространения тепла в однородном прямолинейном пласте за счет теплопроводности;
28. Схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта горячей водой;
29. Уравнение теплопереноса Ловерье;
30. Закономерности премещения области насыщенного пара с постоянной температурой в пласте (уравнение Маркса–Лангенгейма);
31. тепловая эффективность процесса вытеснения нефти паром;
32. Технология создания движущегося внутрипластового очага горения (ВДОГ);
33. Скорость продвижения фронта горения в пласте;
34. Сухое внутрипластовое горение;
35. Схема распределения температуры и насыщенности пористой среды пласта при влажном внутрипластовом горении;
36. Расчет основных параметров при внутрипластовом горении (коэффициента нефтеотдачи; дебитов скважин, продолжительности основного периода ВДОГ и др.)

8 Материально-техническое и учебно-методическое обеспечение дисциплины

8.1 Перечень учебной литературы

Наименование печатных и (или) электронных учебных изданий, методические издания, периодические издания по всем входящим в реализуемую образовательную программу учебным предметам, курсам, дисциплинам (модулям) <i>в соответствии с рабочими программами дисциплин, модулей, практик</i>		Количество экземпляров	Обеспеченность студентов учебной литературой (экземпляров на одного студента)
Электронные учебные издания, имеющиеся в электронном каталоге электронно-библиотечной системы	Мусин, Мугаммар Мухаметгалиевич. Разработка нефтяных месторождений : Учебное пособие / М. М. Мусин, А. А. Липаев, Р. С. Хисамов. - 3. - Вологда : Инфра-Инженерия, 2024. - 328 с.	1	1
	Дьячук, И. А. Разработка нефтяных месторождений на поздней стадии при заводнении : учебное пособие / И. А. Дьячук, Д. К. Сагитов. - Уфа : УГНТУ, 2023. - 207 с.	1	1
	Кузнецова, Т. И. Разработка нефтяных месторождений. Ч.2 : практикум / Т. И. Кузнецова, Е. Э. Татаринова, . - Разработка нефтяных	1	1

	месторождений. Ч.2, 2026-09-20. - Самара : Самарский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2019. - 67 с.		
	Голик, Владимир Иванович. Подземная разработка месторождений : Учебное пособие / В. И. Голик. - 1. - Москва : ООО "Научно-издательский центр ИНФРА-М", 2025. - 117 с.	1	1

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

№	Ссылка на информационный ресурс	Наименование ресурса в электронной форме	Доступность
Электронно-библиотечные системы			
1	https://dlib.eastview.com	База данных «Ивис»	Авторизованный доступ
2	https://urait.ru	Образовательная платформа Юрайт	Авторизованный доступ
3	http://www.iprbookshop.ru	ЭБС IPR SMART	Авторизованный доступ
4	http://znanium.com	ЭБС «Znanium»	Авторизованный доступ
5	https://e.lanbook.com	ЭБС «Лань»	Авторизованный доступ
6	https://lib.rucont.ru	ЭБС «Руконт»	Авторизованный доступ
7	https://ldiss.rsl.ru	Электронная библиотека диссертаций РГБ	Авторизованный доступ
Информационные справочные системы			
8	http://www.consultant.ru/	СПС КонсультантПлюс	Авторизованный доступ
Профессиональные базы данных			
9	https://ugrasu.dc-ipk.ru/docs/	Информационно-справочная система Техэксперт	Авторизованный
10	http://elibrary.ru	Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU	Авторизованный доступ

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

Adobe Acrobat DC;
 MathType;
 Mathcad;
 КОМПАС-3D V18-19;
 КОМПАС-3D V18-19;

Система ГАРАНТ;

8.4 Материально-техническое обеспечение дисциплины

8.4.1 Учебная аудитория лекционного типа

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

8.4.2 Учебная аудитория для проведения практических занятий

учебная мебель, учебная доска

8.4.3 Учебная аудитория для проведения лабораторных занятий

учебная мебель, учебная доска

8.4.4 Учебная аудитория для самостоятельной работы

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

8.4.5 Компьютерный класс

учебная мебель, учебная доска, компьютеры с доступом в Интернет

