

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

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

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

Наименование дисциплины:

направление подготовки:

направленность:

форма обучения:

Разработка нефтяных 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 «Разработка нефтяных 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

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

Задачи дисциплины:

- овладение методикой расчета основных технологических показателей разработки (дебитов, давлений, накопленных отборов, закачки и др.) при использовании формул подземной гидравлики для основных режимов разработки месторождений нефти: упругого, водонапорного, газонапорного и режима растворенного газа;
- овладеть знаниями об особенностях развития процесса разработки в зависимости от условий залегания и условий воздействия на залежь (ППД);
- ознакомление обучающихся с методами контроля за разработкой с применением методов геофизики, гидродинамики и промысловой геологии и анализа разработки месторождений;
- изучить мероприятия, которые используются в регулировании процессов разработки (видоизменения в системах заводнения: переход на другие виды разрезания залежей, на отдельную закачку при разукрупнении объектов, на очаговое, площадное и блочно-замкнутое заводнение, на нестационарное заводнение, применение ПАВ и полимеров в системе ППД, внедрение барьерного заводнения на газонефтяных залежах, и т.д.).

2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина относится к дисциплинам части, формируемой участниками образовательных отношений

Необходимыми условиями для освоения дисциплины являются:

знание:

- структуры и содержания проекта на разработку нефтяного месторождения;
- производственных процессов, представляющих единую цепочку нефтегазовых технологий и функций производственных подразделений;
- правил технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы;
- методики организации работ технологических процессов нефтегазового комплекса;
- основные технологические процессы нефтегазовых промыслов;
- методики проведения основных видов работ по элементам проекта на разработку нефтяного месторождения

умение:

- классифицировать и анализировать основные производственные процессы;
- верно выбирать режимы технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса;
- верно выбирать технологические процессы в области разработки нефтяных месторождений исходя из конкретных геологических условий;
- осуществлять мониторинг основных технологических параметров работы нефтегазовых объектов;
- верно интерпретировать результаты промышленных испытаний различных геолого-технических мероприятий;

– планировать геолого-технические мероприятия с целью увеличения коэффициента извлечения нефти.

владение:

- навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов;
- методами управления режимами работы технологических объектов нефтегазового комплекса;
- методами организации работ по оперативному сопровождению технологических процессов нефтегазового комплекса;
- навыками координации работ по сбору промысловых данных;
- навыками разработки типовых проектных документов по разработке нефтяных месторождений;
- навыками проектной деятельности.

Содержание дисциплины «Разработка нефтяных месторождений» является логическим продолжением содержания дисциплин «Основы нефтегазопромыслового дела»; «Основы нефтегазовой геологии»; «Химия нефти и газа».

3. Результаты обучения по дисциплине

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:

Таблица 3.1

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)
ПКС-6 Способность применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-6.1 Анализирует и классифицирует основные производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий и функций производственных подразделений	Знать (З1): производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий и функций производственных подразделений
		Уметь (У1): классифицировать и анализировать основные производственные процессы
		Владеть (В1): навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов
	ПКС-6.2 Анализирует правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы	Знать (З2): правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы
		Уметь (У2): верно выбирать режимы технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса
		Владеть (В2): методами управления режимами работы технологических объек-

		тов нефтегазового комплекса
<p>ПКС-9 Способность осуществлять организацию работ по оперативному сопровождению технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПКС-9.1 Определяет методы организации работ по оперативному сопровождению технологических процессов нефтегазового комплекса</p>	Знать (З3): методики организации работ технологических процессов нефтегазового комплекса
		Уметь (У3): верно выбирать технологические процессы в области разработки нефтяных месторождений исходя из конкретных геологических условий
	<p>ПКС-9.3 Осуществляет мониторинг работ на нефтегазовых объектах и координирует работу по сбору промысловых данных</p>	Знать (З4): основные технологические процессы нефтегазовых промыслов
		Уметь (У4): осуществляет мониторинг основных технологических параметров работы нефтегазовых объектов
<p>ПКС-13 Способность выполнять работы по составлению проектной, служебной документации в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПКС-13.2 Разрабатывает типовые проектные документы с использованием специализированного программного обеспечения</p>	Знать (З5): структуру и содержание проектных документов на разработку нефтяного месторождения
		Уметь (У5): верно интерпретировать результаты промышленных испытаний различных геолого-технических мероприятий
	<p>ПКС-13.3 Представляет и защищает результаты работ по элементам проекта</p>	Знать (З6): методики проведения основных видов работ по элементам проекта на разработку нефтяного месторождения
		Уметь (У6): планировать геолого-технические мероприятия с целью увеличения коэффициента извлечения нефти

		Владеть (В6): навыками проектной деятельности
--	--	---

4. Объем дисциплины

Общий объем дисциплины составляет **8** зачетных единицы, **288** 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	5/6	68	51	-	36	133	зачет, экзамен
очно-заочная	6/7	46	36	-	72	134	зачет, экзамен
заочная	5/6	18	12	-	36	222	зачет, 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	Оценочные средства
	Номер раздела	Наименование раздела	Л.	Пр.	Лаб.				
5/6/5 семестры									
1	1	Основные понятия и определения разработки нефтяных залежей	6/6/1	2/4/1	-	9/16/16	17/26/18	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тест, задачи
2	2	Разработка нефтяных месторождений с применением заводне-	6/6/1	3/4/-	-	12/9/20	21/19/21	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тест, задачи

		ния								
3	3	Уравнения разработки залежи	6/6/2	4/4/1	-	12/9/20	22/19/23	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тест, задачи	
4	4	Вопросы теории разработки залежи при упругом и упруго-донапорном режимах	8/6/2	4/6/1	-	12/9/20	24/21/23	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тест, задачи	
5	5	Вопросы теории вытеснения нефти из пласта оторочкой двуокиси углерода	8/8/2	4/6/1	-	12/9/20	24/24/23	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тест, задачи	
Зачет						-/36/-	-/36/-	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Вопросы к зачету	
Итого за 5/6/5 семестры			34/32/8	17/24/4		57/88/96	108/144/108	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3		
6/7/6 семестры										
6	6	Вопросы теории вытеснения нефти из пласта водными растворами поверхностно-активных веществ	8/2/2	8/2/2	-	26/28/40	42/32/44	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тест, задачи	
7	7	Полимерное и мицеллярно-	8/4/2	8/2/2	-	16/18/28	32/24/32	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1	Тест, задачи	

		полимерное заводнение нефтяных пластов						ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	
8	8	Вопросы теории движения в пласте тем- пературно- го фронта при вытес- нения нефти горя- чей водой, паром	8/4/2	8/4/2	-	16/18/28	32/26/32	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тест, зада- чи
9	9	Вопросы теории вы- теснения нефти из пласта при пластовом горении	10/4/4	10/4/2	-	18/18/30	38/26/36	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тест, зада- чи
Итого 6/7/6 семестры:			34/14/10	34/12/8		76/82/12 6	180/144/ 180		
		Курсовой проект				18/18/18		ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	при- веде- ны в мето- то- диче- ских ука- зани- ях к курсо- вому про- екту
		Экзамен				18/18/18		ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.1 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Би- леты к эк- за- мену
Всего:			68/46/18	51/36/12	-	169/206/ 258	288/288/ 288		

5.2. Содержание дисциплины.

5.2.1. Содержание разделов дисциплины (дидактические единицы).

Раздел 1. Основные понятия и определения разработки нефтяных залежей

Понятие разработки нефтяных месторождений; основные понятия и классификация месторождений нефти; объекты и система разработки нефтяных месторождений; источники пластовой энергии и режимы нефтяных и газовых месторождений; технологические показатели разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений

Раздел 2. Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Виды заводнения нефтяных залежей; вопросы теории вытеснения нефти водой в трещиновато-пористом пласте

Раздел 3. Уравнения разработки залежи

Основные уравнения разработки залежи (уравнения материального баланса, технологического режима эксплуатации скважин, притока флюидов к скважине, движения в подъемных трубах); анализ разработки нефтегазовой залежи на основе промысловых данных с помощью метода материального баланса

Раздел 4. Вопросы теории разработки залежи при упругом и упруговодонапорном режимах

Задачи разработки нефтяных залежей с применением теории упругого режима; упруговодонапорный режим; прогнозирование показателей разработки месторождений при упруговодонапорном режиме; аппроксимация Ван Эвердингена и Херста для круговой залежи; определение показателей разработки залежи при упруго водонапорном режиме

Раздел 5. Вопросы теории вытеснения нефти из пласта оторочкой двуокиси углерода

Физико-химические свойства двуокиси углерода обуславливающие её применение при разработке нефтяных месторождений; схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта оторочкой двуокиси углерода; определение основных параметров разработки месторождений при вытеснении нефти оторочкой двуокиси углерода

Раздел 6. Вопросы теории вытеснения нефти из пласта водными растворами поверхностно-активных веществ

Сорбция поверхностно-активных веществ (ПАВ), изотермы сорбции Генри; основные преимущества при вытеснении нефти растворами ПАВ; схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта водным раствором ПАВ; кривые относительных проницаемостей при вытеснении нефти водным раствором ПАВ; распределение водонасыщенности и концентрации ПАВ в пласте при непоршневом вытеснении нефти водным раствором ПАВ.

Раздел 7. Полимерное и мицеллярно-полимерное заводнение нефтяных пластов

Зависимость скоростей фильтрации воды и дилатантной жидкости от градиента давления; механизмы вытеснения нефти полимерными растворами; схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта полимерным раствором.

Раздел 8. Вопросы теории движения в пласте температурного фронта при вытеснения нефти горячей водой, паром

Начальная пластовая температура и ее распределение на месторождении; перенос тепла в пласте за счет конвекции и теплопроводности; скорость распространения тепла в од-

нородном прямолинейном пласте за счет теплопроводности; схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта горячей водой; уравнение теплопереноса Ловерье; закономерности перемещения области насыщенного пара с постоянной температурой в пласте (уравнение Маркса–Лангенгейма); тепловая эффективность процесса вытеснения нефти паром.

Раздел 9. Вопросы теории вытеснения нефти из пласта при пластовом горении

Технология создания движущегося внутрипластового очага горения (ВДОГ); скорость продвижения фронта горения в пласте; сухое внутрипластовое горение; схема распределения температуры и насыщенности пористой среды пласта при влажном внутрипластовом горении; расчет основных параметров при внутрипластовом горении (коэффициента нефтеотдачи; дебитов скважин, продолжительности основного периода ВДОГ и др.)

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	6/6/1	Основные понятия и определения разработки нефтяных залежей
2	2	6/6/1	Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения
3	3	6/6/2	Уравнения разработки залежи
4	4	8/6/2	Вопросы теории разработки залежи при упругом и упруго-водонапорном режимах
5	5	8/8/2	Вопросы теории вытеснения нефти из пласта оторочкой двуокиси углерода
6	6	8/2/2	Вопросы теории вытеснения нефти из пласта водными растворами поверхностно-активных веществ
7	7	8/4/2	Полимерное и мицеллярно-полимерное заводнение нефтяных пластов
8	8	8/4/2	Вопросы теории движения в пласте температурного фронта при вытеснения нефти горячей водой, паром
9	9	10/4/4	Вопросы теории вытеснения нефти из пласта при пластовом горении
Итого:		68/46/18	

Практические занятия

Таблица 5.2.2

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема практического занятия
		ОФО/ ОЗФО/ ЗФО	
1	1,2	5/8/1	Расчет показателей разработки месторождения на основе моделей слоисто-неоднородного пласта и поршневого вы-

			теснения нефти водой
2	3	4/4/1	Уравнения разработки залежи
3	4	4/6/1	Расчет показателей разработки нефтяной залежи при упругом режиме
4	5	4/6/1	Расчет показателей разработки нефтяной залежи при вытеснении нефти двуокисью углерода
5	6	8/2/2	Расчет показателей разработки нефтяной залежи при вытеснении нефти растворами ПАВ
6	7	8/2/2	Расчет показателей разработки месторождения при полимерном заводнении нефтяных пластов
7	8	8/4/2	Расчет показателей разработки нефтяной залежи при пароциклической обработке ПЗП
8	9	5/2/1	Расчет основных показателей разработки нефтяной залежи методом создания внутрипластового движущегося очага горения
9	9	5/2/1	Проектирование процесса внутрипластового горения
Итого:		51/36/12	

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	9/16/16	Основные понятия и определения разработки нефтяных залежей	Подготовка к практическим занятиям
2	2	12/9/20	Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения	Подготовка к практическим занятиям
3	3	12/9/20	Уравнения разработки залежи	Подготовка к практическим занятиям
4	4	12/9/20	Вопросы теории разработки залежи при упругом и упруговодонапорном режимах	Подготовка к практическим занятиям
5	5	12/9/20	Вопросы теории вытеснения нефти из пласта оторочкой двуокиси углерода	Подготовка к практическим занятиям
6	6	26/28/40	Вопросы теории вытеснения нефти из пласта водными растворами поверхностно-активных веществ	Подготовка к практическим занятиям
7	7	16/18/28	Полимерное и мицеллярно-полимерное заводнение нефтяных пластов	Подготовка к практическим занятиям
8	8	16/18/28	Вопросы теории движения в пласте температурного фронта при вытеснении нефти горячей водой, паром	Подготовка к практическим занятиям
9	9	18/18/30	Вопросы теории вытеснения нефти из пласта при пластовом горении	Подготовка к практическим занятиям

Контроль	36/72/36		Вопросы к зачету Вопросы к экзамену Выполнение курсового проекта
Итого:	169/206/258		

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 проектов

1. Анализ эффективности ГРП в условиях... месторождения
2. Методы повышения эффективности заводнения нефтяных залежей путем закачки потокоотводящих агентов
3. Гидродинамические методы исследования скважин на примере приобского месторождения
4. Анализ работы фонда скважин оборудованных УЭЦН
5. Проблемы статического конусообразования при разработке нефтяных залежей
6. Анализ разработки объекта БС11 Тевлинско-Русскинского месторождения
7. Анализ проведения и уменьшение продолжительности операций гидравлического разрыва пласта
8. Зарезка боковых стволов как основной метод повышения нефтеотдачи месторождений Западной Сибири
9. Анализ причин обводнения скважин на примере Южно-Ромашкинского месторождения
10. Опыт применения вытеснения нефти растворами ПАВ
11. Исследование нагнетательных скважин на примере Самотлорского месторождения
12. Расчет текущей нефтенасыщенности пласта БС₁₀ на Южно – Ягунском месторождении
13. Расчет показателей нефтяной залежи при жестком водонапорном режиме
14. Кислотный гидравлический разрыв пласта
15. Разработка многопластовых нефтяных месторождений с применением заводнения
16. Определение прогнозных показателей разработки нефтяной залежи по фактическим данным
17. Геофизические методы исследования горизонтальных скважин на примере Федоровского месторождения
18. Расчет параметров пароциклической обработки ПЗП при разработке месторождений высоковязких нефтей
19. Анализ показателей разработки Самотлорского месторождения
20. Расчет показателей разработки однородного пласта при непоршневом вытеснении нефти водой
21. Анализ взаимодействия эксплуатационных объектов при разработке многопластовых месторождений
22. Анализ выполнения работ по ГРП на примере продуктивного пласта БС 11 Кога-лымского месторождения

23. Анализ применения очагового заводнения на Барсуковском месторождении
24. Анализ технологий исследования многопластовых месторождений нефти на примере Приобского месторождения
25. Контроль за разработкой нефтяных месторождений с использованием гидродинамических моделей
26. Опыт применения внутриконтурного заводнения при разработке нефтяных месторождений
27. Проблемы вытеснения нефти водой из трещиновато-пористых нефтяных пластов
28. Результаты и проблемы разработки нефтяных месторождений тепловыми методами
29. Техника и технология воздействия на призабойную зону эксплуатационных скважин с применением углеводородных растворителей
30. Анализ работы УЭЦН на примере Приобского месторождения
31. Динамика обводнения объекта разработки месторождения
32. Расчет предельных дебитов по водонефтяным зонам пласта или объекта разработки месторождения.
33. Анализ результатов перехода на новую систему заводнения пласта или эксплуатационного объекта месторождения.
34. Мероприятия по совершенствованию разработки объекта месторождения.
35. Контроль за разработкой Талаканского месторождения гидродинамическими методами исследования скважин.
36. Исследования разведочных скважин Западной Сибири термогидродинамическими методами.
37. Исследования скважин механизированного фонда при контроле за разработкой.
38. Применение телеметрических систем (ТМС) на Федоровском месторождении для решения технологических задач.

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 представлена в таблицах 8.1. и 8.2.

5/6/5 семестры

Таблица 8.1

№ п/п	Виды мероприятий в рамках текущего контроля	Количество баллов
I текущая аттестация		
1	Тест №1 по теме: «Основные понятия и определения разработки нефтяных залежей»; «Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения»	0-10
2	Решение задач по теме: «Расчет показателей разработки месторождения на основе моделей»	0-10

	слоисто-неоднородного пласта и поршневого вытеснения нефти водой»	
3	Решение задач по теме: «Уравнения разработки залежи»	0-10
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
2 текущая аттестация		
1	Тест №2 по темам: «Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения»; «Уравнения разработки залежи»	0-20
2	Решение задач по теме: «Расчет показателей разработки нефтяной залежи при упругом режиме	0-10
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
3 текущая аттестация		
1	Тест №3 по теме: «Вопросы теории разработки залежи при упругом и упруговодонапорном режимах»	0-10
2	Решение задач по теме: «Расчет показателей разработки нефтяной залежи при вытеснении нефти двуокисью углерода»	0-20
3	Решение задач по теме: «Расчет показателей разработки нефтяной залежи при вытеснении нефти растворами ПАВ»	0-10
ИТОГО за вторую текущую аттестацию		0-40
ВСЕГО		100

6/7/6 семестры

Таблица 8.2

№ п/п	Виды мероприятий в рамках текущего контроля	Количество баллов
1 текущая аттестация		
1	Тест №4 по темам: «Вопросы теории вытеснения нефти из пласта оторочкой двуокиси углерода»	0-10
2	Решение задач по теме: «Расчет показателей разработки месторождения при полимерном заводнении нефтяных пластов»	0-10
3	Решение задач по теме: «Расчет показателей разработки нефтяной залежи при пароциклической обработке ПЗП»	0-10
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
2 текущая аттестация		
1	Тест №5 по темам: «Вопросы теории вытеснения нефти из пласта водными растворами поверхностно-активных веществ»; «Полимерное и мицеллярно-полимерное заводнение	0-20

	нефтяных пластов»; «Вопросы теории движения в пласте температурного фронта при вытеснении нефти паром»	
2	Решение задач по теме: «Расчет основных показателей разработки нефтяной залежи методом создания внутрислоевого движущегося очага горения»	0-10
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
3 текущая аттестация		
1	Тест №6 по теме: «Вопросы теории вытеснения нефти из пласта при слоевом горении»	0-10
2	Решение задач по теме: Проектирование процесса внутрислоевого горения	0-10
3	Контрольный аттестационный тест	0-20
ИТОГО за вторую текущую аттестацию		0-40
ВСЕГО		100

9. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины

9.1. Перечень рекомендуемой литературы представлен в Приложении 2.

9.2. Современные профессиональные базы данных и информационные справочные системы:

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

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

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

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

– Система поддержки учебного процесса «Educon»;

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

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

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

- Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина;
- Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО УГТУ (г. Ухта).

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

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

10. Материально-техническое обеспечение дисциплины

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

Таблица 10.1

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

7	установка насыщения образцов керна;	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
8	установка Эпрон-2000	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
9	газовополюметрический пикнометр «Поромер»; установка Эпрон-2000	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть

11. Методические указания по организации СРС

11.1. Методические указания по подготовке к практическим занятиям.

На практических занятиях обучающиеся изучают методику и выполняют типовые расчеты. Для эффективной работы обучающиеся должны иметь инженерные калькуляторы и соответствующие канцелярские принадлежности. В процессе подготовки к практическим занятиям обучающиеся могут прибегать к консультациям преподавателя. Наличие конспекта лекций на практическом занятии обязательно!

Задания на выполнение типовых расчетов на практических занятиях обучающиеся получают индивидуально. Порядок выполнения типовых расчетов изложены в следующих методических указаниях:

11.2 Методические указания к практическим занятиям по дисциплине: «Разработка нефтяных месторождений»

1. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ 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 , (m^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 $S_{св}$	0.1
Вязкость нефти в пластовых условиях μ_n , мПа-с	2
Вязкость воды в пластовых условиях μ_v , 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)	$k_{\text{н}}$	1
Относительная проницаемость для воды позади фронта вытеснения (постоянна и одинакова для всех пропластков)	$k_{\text{в}}$	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:

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

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

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

Определить для изменение во времени следующих показателей:

$q_{\text{н}}(t)$ - дебит нефти,

$q_{\text{в}}(t)$ - дебит воды,

$V(t)$ - 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:

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

Аналогично и для воды.

Этапы расчёта:

- 1) Определим время обводнения самого проницаемого пропластка t^* по формуле:

$$t_* = \frac{(1 - S_{\text{НОСТ}} - S_{\text{СВ}}) \left(\frac{\mu_{\text{Н}}}{k_{\text{Н}}} + \frac{\mu_{\text{В}}}{k_{\text{В}}} \right) \cdot L^2}{2 \Delta P \cdot k_s} \quad (1.4)$$

2) По формуле (1.3) вычисляется дебит нефти $q_{\text{н}}(t^*)$ и дебит воды $q_{\text{в}}(t^*)$ 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

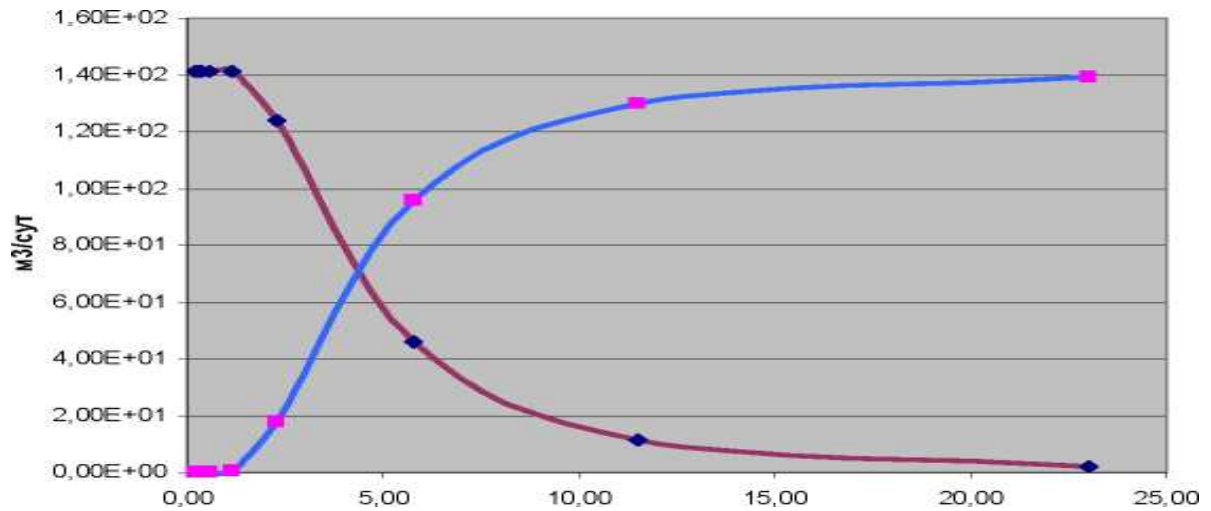


Рисунок 1.1 – Динамика дебитов нефти воды

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, $\mu_{\text{Н}}, \text{мПа}\cdot\text{с}$	12	8	5	2
Вязкость воды в пластовых условиях, $\mu_{\text{В}}, \text{мПа}\cdot\text{с}$	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) ΔP , 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, $V_z = 2,42 \cdot 10^7 \text{ м}^3$.

Начальное пластовое давление, равное давлению насыщения нефти газом, $P_0 = P_{\text{нас}} = 18,4 \text{ МПа}$; объемный коэффициент нефти при начальном давлении $b_{\text{но}} = 1,34 \text{ м}^3/\text{м}^3$; объемный коэффициент газа газовой шапки $b_{z0} = 0,00627 \text{ м}^3/\text{м}^3$; начальное газосодержание нефти $G_0 = 100,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

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

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

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

$$G_{\text{ш}} = \frac{2,42 \cdot 10^7}{13,8 \cdot 10^7} = 0,175, \quad (2.1)$$

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

Запасы нефти в пласте составят величину:

$$G_H = \frac{3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 100,3) \cdot 0,00849] - (1,84 - 0,167 \cdot 1,028) \cdot 10^6}{1,495 - 1,34 + \frac{0,175 \cdot 1,34}{0,00627} (0,00849 - 0,00627)} = 15,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \quad (2.2)$$

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:

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

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_2 , 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 $V_2 = 22,04 \cdot 10^6 \text{ м}^3$. 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):

$$G_2 = V_2 m (1 - s_{св} - s_n) = 22,04 \cdot 10^6 \cdot 0,18 (1 - 0,16 - 0,06) = 3,09 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \quad (2.4)$$

Объемный коэффициент газа вычислим по формуле:

$$b_2 = \frac{P_{сн}}{T_{сн}} z \frac{T_{пл}}{P_{пл}} \quad (2.5)$$

где $P_{cm}, P_{пл}$ – стандартное и среднее текущее пластовые давления; $T_{cm}, T_{пл}$ – стандартная температура (273К) 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:

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

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 $T_{пл}$ ($^{\circ}\text{C}$)	96	86	88	108	78
Общий объем пласта, занятый газовой шапкой V_r (м^3)	$20 \cdot 10^6$	$37 \cdot 10^6$	$14 \cdot 10^6$	$24 \cdot 10^6$	$16 \cdot 10^6$
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 $q = 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$. Толщина пласта, его проницаемость и упругоёмкость в нефтеносной части и за ее контуром одинаковы $h = 10 \text{ м}$, $k = 80$ и $0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, $\beta = 6 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$. Расстояние между скважинами $l = 500 \text{ м}$.

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

Решение.

Определим пьезопроводность пласта:

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

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).

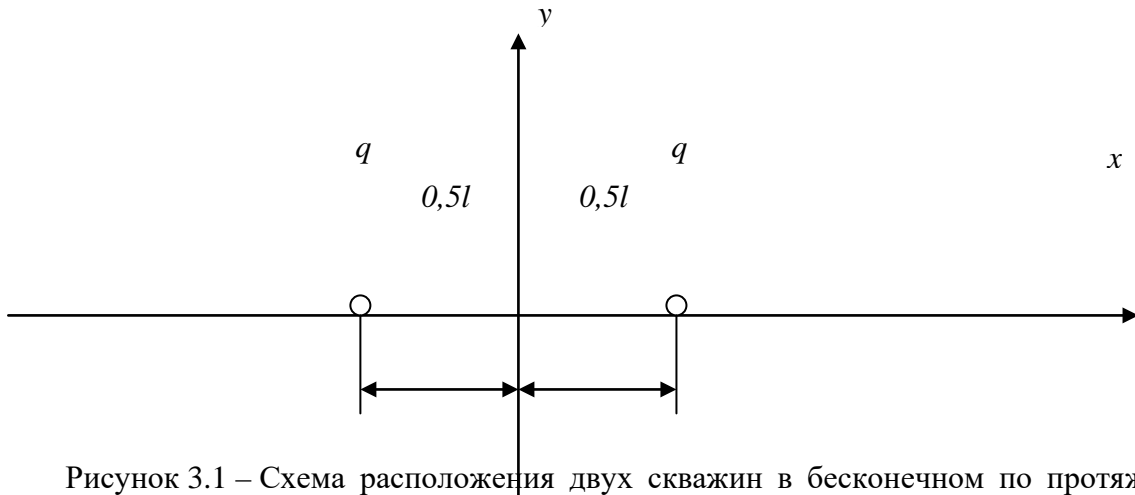


Рисунок 3.1 – Схема расположения двух скважин в бесконечном по протяженности пласте.

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

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

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

При этом предыдущее выражение примет вид:

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

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

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

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 $t = 5 \cdot 10^6 \text{ с} = 58 \text{ суток}$ 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 $\mu_n = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, пущены одновременно в эксплуатацию две добывающие скважины с равными дебитами q . Толщина пласта, его проницаемость и упругоёмкость 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)	$0,54 \cdot 10^{-12}$	$0,58 \cdot 10^{-12}$	$0,63 \cdot 10^{-12}$	$0,45 \cdot 10^{-12}$	$0,56 \cdot 10^{-12}$
Упругоёмкость β (Па ⁻¹)	$5,4 \cdot 10^{-10}$	$6,1 \cdot 10^{-10}$	$4,7 \cdot 10^{-10}$	$5,3 \cdot 10^{-10}$	$5,8 \cdot 10^{-10}$
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 $h_0 = 15$ м 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 $s_{CB} = 0,05$. Обьсфальнетов 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 :

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

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:

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

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

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

Определяем среднее количество CO_2 в зоне смеси ее с нефтью:

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

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:

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

Имеем:

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

Всего будет затрачен на оторочку объем CO_2 , равный:

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

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 l (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_H (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 пласта длиной $l = 400$ м, шириной $b = 400$ м и толщиной, $h = 10$ м вытесняют нефть водным раствором ПАВ. Вязкость воды $\mu_в = 10^{-3}$ Па·с, вязкость нефти в $\mu_н = 4 \cdot 10^{-3}$ 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 $w_{сop}$ к скорости фильтрации v равно:

$$\frac{w_{сop}}{v} = \frac{1}{(0,2 \times 0,65 + \frac{1}{0,25})} = 0.242 \quad (5.2)$$

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

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

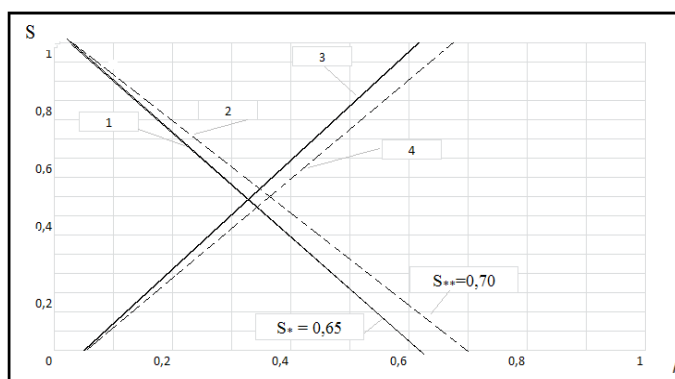


Рисунок 5.1 – Зависимость относительных проницаемостей k для нефти и воды, а также для и нефти и водного раствора ПАВ от водонасыщенности s . Относительная проницаемость: 1 – для нефти при вытеснении ее водой; 2 – для нефти при вытеснении ее водным раствором ПАВ; 3 – для воды; 4 – для водного раствора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

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

$$\frac{k_в(s_2) \cdot \mu_н}{k_н(s_2) \cdot \mu_в} = \frac{4(s_2 - 0,05)}{0,7 - s_2} \quad (5.4)$$

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 закачено $2,084 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ водного раствора ПАВ или 1042 т сухого вещества ПАВ.

Следовательно, при рассматриваемом вытеснении 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 l (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 ($\text{м}^3/\text{сут}$)	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 ($\text{м}^3/\text{м}^3$)	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, объем 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 $a(c) = \alpha c$, где a - 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).

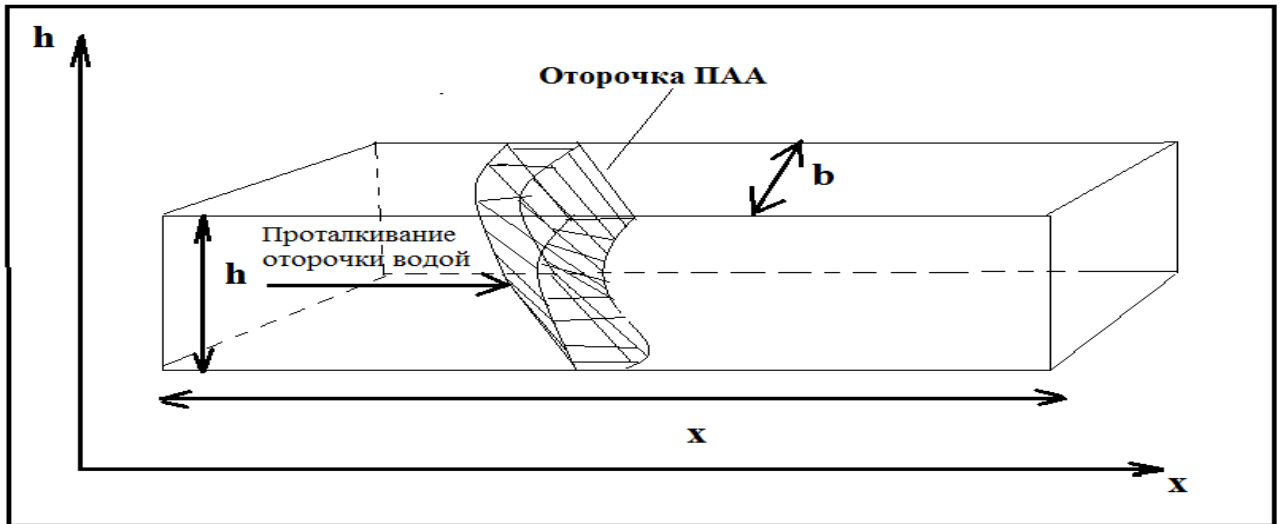


Рисунок 6.1 – Схема вытеснения нефти из пласта оторочкой полимерного раствора

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

$$qc(x, t) \Delta t - qc(x + \Delta x, t) \Delta t = m \Delta [c(x_1, t + \Delta t) + a(x_1, t + \Delta t) - c(x_1, t) - a(x_1, t)], \quad (6.6)$$

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:

$$V(t-t^*) = \frac{qt^*}{mbh(1+a)},$$

$$V_T(t-t^*) = \frac{q(t-t^*)}{mbh(1+a)}; \quad (6.26)$$

Решая эти два уравнения относительно t^* , получим

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

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 $\mu_w = 10^{-3}$ Па·с, пористость пласта $m = 0,2$; $s_{cb} = 0,05$. Параметр изотермы сорбции Генри $a = 0,25 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

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 $q=800 \text{ м}^3/\text{сут}$. 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:

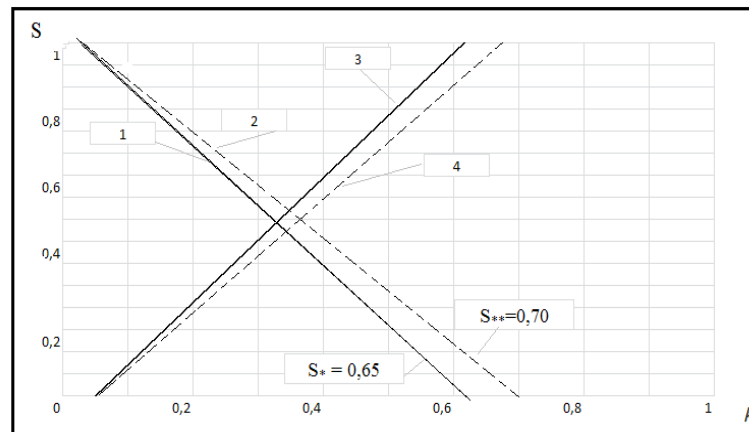
$$u = \frac{q}{bh} = \frac{800}{4000} = 0,2 \text{ м/сут} = 0,231 \cdot 10^{-5} \text{ м/с} , \quad (6.30)$$

Отношение скорости фронта сорбции $w_{\text{сор}}$ к скорости фильтрации v равно:

$$\frac{W_{\text{COP}}}{V_B} = \frac{1}{(0,2 \cdot 0,65 + \frac{1}{0,25})} = 0,242 , \quad (6.31)$$

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

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



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

$$\frac{v_{г2}}{v_{н2}} = \frac{v - m(s_1 - s_{сг}) \cdot w_{\text{сор}}}{m(s_1 - s_{сг}) \cdot w_{\text{сор}}} = \frac{k_g(s_2) \cdot \mu_n}{k_n(s_2) \cdot \mu_g} , \text{ получим:}$$

$$\frac{k_g(s_2) \cdot \mu_n}{k_n(s_2) \cdot \mu_g} = \frac{4(s_2 - 0,05)}{0,7 - s_2} , \quad (6.33)$$

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 м³/сут.: 5,71 года · 365 дней в году) водного раствора полиакриламида. При концентрации полимера в воде 0,5 кг на 1 м³ в пласт будет введено 835 тонн полиакриламида.

ВАРИАНТЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ К ЗАДАЧЕ 6.2

Вариант	1	2	3	4	5
длина пласта l (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 μ_n (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 ПАА q (м ³ /сут)	450	600	700	850	820
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 $q_n = 8000$ кг/час $\approx 2,22$ кг/с ; мощность пласта $h=20$ м, температура нагнетаемой парогазовой смеси в пласт $T_n=250^\circ\text{C}$; начальная температура пласта $T_0=20^\circ\text{C}$; теплопроводность пород $\lambda_n = 10^{-3}$ кДж/м·с· $^\circ\text{C}$; весовая теплоемкость пород $1,1$ кДж/кг $^\circ\text{C}$; степень сухости пара $x_r = 0,7$; пористость (средняя по пласту) $m=0,2$; удельная теплоемкость скелета пласта $c_{ск} = 0,85$ кДж/ кг $^\circ\text{C}$; плотность скелета пласта $\rho_{ск}=2500$ кг/м 3 ; время закачки пара примем равным 100 суток, удельная теплоемкость воды $4,18$ кДж/ кг $^\circ\text{C}$; теплота парообразования воды $c_r = 1705$ кДж/кг $^\circ\text{C}$, теплосодержание воды при температуре на вход в пласт $i_{ж} = 1087$ 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: $\alpha_n = \lambda_n / (c_n \cdot \rho_n) = 0,002 / (1,1 \cdot 2000) = 0,9 \cdot 10^{-6}$ м 2 /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:

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

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

Объемное теплосодержание пласта а паровой зоне: $c_n^1 = m \cdot c_r \cdot \rho_r + (1-m) \cdot c_{ск} \cdot \rho_{ск} \cdot (T_n - T_0) = 0,2 \cdot 1705 \cdot 20 + 0,8 \cdot 0,85 \cdot 2500 \cdot (250 - 20) = 397820$ 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 наглядности представляют в виде рисунка 7.1

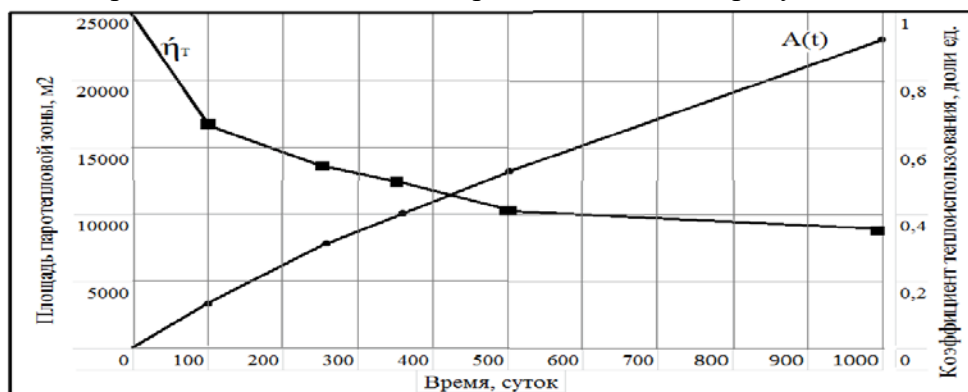


Рисунок 7.1 – Динамика площади прогретой зоны $A(t)$ и коэффициента теплоиспользования (η_T)

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:

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

где r_s - радиус зоны парового плато.

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

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

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 кг/м³; 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 с радиусом T_S , 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:

$$D_T = \frac{\pi h (r_f^2 - r_*^2)}{t} = \frac{Q R_0}{m R_r}, \quad (7.15)$$

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

$$r_* = \sqrt{r_f^2 - \frac{Q R_0 t}{\pi m h R_r}}, \quad (7.16)$$

Задача 7.4 Расчет дебитов нефти при пароциклическом воздействии на ПЗП

Для расчета радиуса прогрева 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 ($^{\circ}\text{C}$)	250	260	280	254	245
начальная температура пласта T_0 ($^{\circ}\text{C}$)	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	$t^0\text{C}$	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 скважин	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 поре пятиточечного элемента участка пласта.

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

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

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

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

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

Используя объемный коэффициент охвата пласта очагом горения определим объем

требуемого воздуха для выработки заданного пятиточечного элемента системы разработки пласта:

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

Определим предельный максимальный расход окислителя:

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

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

$$t_1 = \frac{V_T^{np}}{2\pi h V_{ок} w'_{\phi}} = 240 \text{ сут} \quad (8.6)$$

Количество израсходованного за этот период окислителя составит:

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

Количество израсходованного воздуха (окислителя), составит:

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

Продолжительность основного периода:

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

Общая продолжительность разработки всего участка пласта методом внутрислоевого горения составит:

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

Абсолютное давление на устье нагнетательной скважины $[кгс/см]^2$ определяется по формуле:

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

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

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

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

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

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 [м³/сут]:

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

Дебит нефти в первый период разработки $q_{1н}$ будет линейно возрастать от 0 до $q_{2н}$, а в третий период будет убывать от $q_{2н}$ 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 (°C)	49	37	32	51	44	
Плотность нефти в пластовых условиях, ρ ,	980	966	948	961	950	
Плотность воды, ρ , (кг/м ³)	1000	1000	1000	1000	1000	
Нефтенасыщенность пород пласта, S_H	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_3 , (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_H	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)					$g'_{ко}, \text{кг/м}^3$	19
Удельный расход окислителя					$V_{ост}, \text{м}^3/\text{кг}$	15
Количество образующейся реакционной воды					$g_B, \text{кг/м}^3$	28
Теплота сгорания нефти					$Q_H, \text{ккал/кг}$	1000
Теплота сгорания газообразных продуктов					$Q_G, \text{ккал/м}^3$	420
Вязкость окислителя при пластовой температуре					$\mu_{ок}, \text{мПа}\cdot\text{с}$	0.022

Минимальная скорость перемещения фронта горения	w_{ϕ} , м/сут	0.041
Максимальная скорость перемещения фронта горения	w'_{ϕ} , 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 $\rho_{ин} = 960$ кг/м³; плотность воды $\rho_{в} = 1100$ 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 $p_{зэбн} = 21$ 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

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

Вычисляем скорость продвижения фронта горения по (8.3):

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

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

Условие (8,4) выполняется: $w_{\phi} = 0,145 > 3 w_{\phi \cdot \min} = 0,057$, 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

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

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

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

Площадь выжженной зоны рассчитываем по (8.17): $s_r = 8000 +$

$$+ 348(99,4 - 50) = 25191,2 \text{ м}^2.$$

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):

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

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

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

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

11.3. Методические указания по подготовке к лабораторным работам.
Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

11.4. Методические указания по организации самостоятельной работы.

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

11.4 Методические указания к курсовому проекту

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Цели и задачи курсовой работы

Курсовой проект по разработке нефтяных месторождений является самостоятельной инженерной работой студента по профилирующей дисциплине “Разработка нефтяных месторождений” и имеет целью привить студенту навыки практического применения ранее полученных знаний по нефтепромысловой геологии, методам геофизических исследований скважин, подземной гидромеханике, физике нефтяного и газового пласта для решения конкретных задач по проектированию систем разработки нефтяных месторождений, анализу, контролю и регулированию процессов разработки. Успешное решение этих задач позволяет в дальнейшем более глубоко и качественно выполнить дипломный проект.

В процессе написания курсового проекта решаются задачи:

1) Приобретение навыков работы с отчетным материалом нефтегазодобывающих предприятий и НИИ, с научно-технической литературой, справочными пособиями, руководящими документами и т. д.;

2) Углубление и обобщение знаний, полученных студентами на лекциях, и практических занятиях, а также в период работы на производстве (или при прохождении производственных практик);

3) Развитие навыков самостоятельного творчества студентов при решении задач по технологическим процессам нефтедобычи (выбор методик исследований, обобщение фактического материала, расчет показателей разработки, прогнозирование процессов нефтедобычи и т.д.);

4) Приобретение опыта проведения самостоятельных исследований и использование результатов в решении практических вопросов разработки нефтяных месторождений.

1.2. Организация руководства курсовым проектом

Студентам всех форм обучения предлагается перечень тем курсовых проектов по разработке нефтяных месторождений. При возвращении на рабочее место студент по выбранной тематике собирает промысловый материал, пользуясь фондами нефтегазодобывающих предприятий.

Перед выездом на производственную практику, студентам очного обучения предлагается список (перечень) тем курсовых проектов по разработке нефтяных месторождений, составленный преподавателями кафедры. Тема выбирается в соответствии со спецификой района (месторождения), в который студент направляется на практику.

Перед выездом на место практики студент должен получить консультацию у руководителя курсового проекта относительно содержания, порядка сбора материала, необходимой литературы и т.д. Желательно, чтобы после получения задания на курсовой проект студент самостоятельно составил план, согласовав объем курсового проекта, сроки ее выполнения с руководителем от кафедры.

Руководитель консультирует студента по этапам составленного плана, давая лишь общее направление решения поставленной задачи.

За время практики студент должен собрать полноценный фактический материал по теме курсового проекта. Допускается уточнение названия темы и перечня вопросов курсового проекта непосредственно на месте с руководителем производственной практики от предприятия.

Рекомендуется следующий общий порядок выполнения курсового проекта:

1. Подбор необходимого фактического материала и изучение рекомендуемой литературы по теме с конспектированием отдельных положений, составлением списка использованных первоисточников.

2. Выполнение расчетно-пояснительной части курсового проекта в последовательности, указанной в задании руководителем от кафедры.

3. Оформление расчетно-пояснительной записки и графической части курсового проекта.

Над курсовым проектом обучающийся должен работать систематически, рекомендуется завести отдельную тетрадь (черновик), в которую заносятся основные положения из технической литературы, выполняются в деталях все расчеты, формулируются вопросы по невыясненным разделам и пр.

При подготовке курсового проекта обучающийся обязан пройти неоднократную консультацию по всем вопросам (не менее 2-х раз в неделю), представив проект и графическую часть в черновом варианте (лучше по частям). После внесения соответствующих исправлений курсовой проект по решению руководителя выполняется в чистовом варианте и представляется на окончательную проверку.

Студент - заочник черновой вариант курсового проекта представляет по приезду на экзаменационную сессию и завершает работу над ним, пользуясь консультациями руководителя от кафедры.

Если курсовой проект удовлетворяет предъявляемым требованиям, он допускается к защите (записка и графика подписываются руководителем).

1.3. Тематика курсовых проектов

Тематика курсовых проектов по разработке нефтяных месторождений охватывает широкий круг проблем, начиная с вопросов проектирования систем разработки нефтяных месторождений и заканчивая вопросами вторичных методов увеличения добычи нефти. Темой проекта могут быть вопросы, связанные с более частными задачами по анализу, контролю и регулированию разработки месторождений нефти.

В качестве возможных тем курсовых проектов кафедра «Нефтегазовое дело» предлагает:

1. Анализ эффективности ГРП в условиях... месторождения
2. Методы повышения эффективности заводнения нефтяных залежей путем закачки потокоотводящих агентов
3. Гидродинамические методы исследования скважин на примере приобского месторождения
4. Анализ работы фонда скважин оборудованных УЭЦН
5. Проблемы статического конусообразования при разработке нефтяных залежей
6. Анализ разработки объекта БС11 Тевлинско-Русскинского месторождения
7. Анализ проведения и уменьшение продолжительности операций гидравлического разрыва пласта
8. Зарезка боковых стволов как основной метод повышения нефтеотдачи месторождений Западной Сибири
9. Анализ причин обводнения скважин на примере Южно-Ромашкинского месторождения
10. Опыт применения вытеснения нефти растворами ПАВ
11. Исследование нагнетательных скважин на примере Самотлорского месторождения
12. Расчет текущей нефтенасыщенности пласта БС₁₀ на Южно – Ягунском месторождении
13. Расчет показателей нефтяной залежи при жестком водонапорном режиме
14. Кислотный гидравлический разрыв пласта
15. Разработка многопластовых нефтяных месторождений с применением заводнения
16. Определение прогнозных показателей разработки нефтяной залежи по фактическим данным
17. Геофизические методы исследования горизонтальных скважин на примере Федоровского месторождения
18. Расчет параметров пароциклической обработки ПЗП при разработке месторождений высоковязких нефтей
19. Анализ показателей разработки Самотлорского месторождения
20. Расчет показателей разработки однородного пласта при непоршневом вытеснении нефти водой
21. Анализ взаимодействия эксплуатационных объектов при разработке многопластовых месторождений
22. Анализ выполнения работ по ГРП на примере продуктивного пласта БС 11 Кога-лымского месторождения
23. Анализ применения очагового заводнения на Барсуковском месторождении

24. Анализ технологий исследования многопластовых месторождений нефти на примере Приобского месторождения
25. Контроль за разработкой нефтяных месторождений с использованием гидродинамических моделей
26. Опыт применения внутриконтурного заводнения при разработке нефтяных месторождений
27. Проблемы вытеснения нефти водой из трещиновато-пористых нефтяных пластов
28. Результаты и проблемы разработки нефтяных месторождений тепловыми методами
29. Техника и технология воздействия на призабойную зону эксплуатационных скважин с применением углеводородных растворителей
30. Анализ работы УЭЦН на примере Приобского месторождения
31. Динамика обводнения объекта разработки месторождения
32. Расчет предельных дебитов по водонефтяным зонам пласта или объекта разработки месторождения.
33. Анализ результатов перехода на новую систему заводнения пласта или эксплуатационного объекта месторождения.
34. Мероприятия по совершенствованию разработки объекта месторождения.
35. Контроль за разработкой Талаканского месторождения гидродинамическими методами исследования скважин.
36. Исследования разведочных скважин Западной Сибири термогидродинамическими методами.
37. Исследования скважин механизированного фонда при контроле за разработкой.
38. Применение телеметрических систем (ТМС) на Федоровском месторождении для решения технологических задач.

Кроме перечисленных тематик для курсового проекта могут быть предложены и другие актуальные темы, как по месторождениям Западной Сибири, так и по другим регионам страны.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

2.1. Объем курсового проекта

Курсовой проект состоит из расчетно-пояснительной записки объемом в 40-50 страниц машинописного текста и графической части (1-3 листа формата А-4 или А-1).

Расчетно-пояснительная записка должна содержать решение всех основных вопросов, предусмотренных заданием. Она должна представлять собой рукопись, помещенную в мягкий переплет, состоящую из титульного листа (Приложение А), типового бланка задания на курсовой проект (Приложение Б), содержания с указанием страниц глав или разделов текста, текстовых приложений (рисунков, графиков, схем, таблиц), списка использованной литературы в конце списка.

Содержание записки и графический материал должны соответствовать теме курсового проекта.

2.2. Оформление текста записки

Пояснительная записка должна выполняться на бумаге формата А4, формат текста MS Word, рисунки и таблицы в формате Excel либо Word, размер шрифта - Times New Roman 14, через полуторный межстрочный интервал и абзацным отступом 1.25, ориентация книжная. Нумерация страниц, начиная с первой (номер страницы проставляется в нижнем правом углу). Названия основных разделов (глав) записки выделяются заглавными буквами и жирным шрифтом.

Каждый лист записки должен иметь поля: справа-10 мм, сверху-10 мм, слева-25 мм, снизу-10 мм.

Текст пояснительной записки помещается в рамки (смотри приложение В и приложение Г)

Названия в тексте и на иллюстрациях по тексту (в текстовых приложениях) должны быть одинаковыми. При этом должна использоваться терминология, соответствующая отраслевым стандартам. Сокращения слов как в тексте, так и в подписях не допускаются.

Содержание записки разделяется на главы (разделы) и параграфы (подразделы). В параграфах могут быть выделены пункты. Нумерация глав, параграфов, пунктов, подпунктов по тексту производится по единой схеме. Например, по курсовому проекту на тему “Контроль за разработкой месторождения” можно выделить:

- 1) главу (раздел) - 3. Технологическая часть;
- 2) параграф (подраздел) - 3.3. Методы контроля за разработкой нефтяного месторождения;
- 3) пункт 3.3.1. Геофизические методы контроля...;
- 4) подпункт - 3.3.1.1. Задачи геофизических методов контроля за разработкой...

2.3. Оформление текста с формулами

Формулы и условные обозначения печатаются с использованием редакторов формул, не допускается вставка или «вставка» отсканированных формул.

В тексте перед надписью той или иной формулы обязательно должна быть ссылка на автора, у которого она заимствована. Если формул несколько, все они должны быть пронумерованы (номера заключаются в круглые скобки).

Пример:

$$\eta_T = \frac{A(t) \cdot h \cdot c_n^1}{H_0 \cdot t} \quad (2.8)$$

Каждый индекс, входящий в ту или иную формулу, должен иметь расшифровку: что он обозначает, какова его размерность. Следует пользоваться международной системой единиц (СИ).

При использовании формул для расчетов определенных показателей нет необходимости приводить промежуточные расчеты. Целесообразно давать результаты, оформив их в виде таблиц со ссылкой по тексту. Например, «Результаты обработки промысловых данных по формуле 12 приводятся в таблице 4».

2.4. Оформление ссылок на литературу

При использовании каких-либо теоретических положений, фактического материала, технических и технологических характеристик, формул, графиков и т.д. из литературных источников (книг, учебников, статей и т.д.) необходимо делать ссылку на литературу, из которой данный материал использован. Ссылка на литературу может быть приведена как в тексте, так и в текстовых графических приложениях путем заключения в прямые скобки порядкового номера источника по списку литературы (список литературы помещается в конце расчетно-пояснительной записки)

Пример оформления литературного списка:

- 1.Ефремов Е. П., Янин А. Н., Халимов Э. М. Влияние совместной разработки на нефтеотдачу многопластовых объектов. – Нефтепромысловое дело, 2014. – 237с.
- 2.Желтов Ю. В., Кудинов В. И. Научные основы повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях Удмуртии с высоковязкой нефтью и нефтью повышенной вязкости. – Ижевск: Удмуртия, 1976. – 566с.

2.5. Оформление текстовых графических приложений

Оформление иллюстрационного материала (рисунков, чертежей, графиков, схем и т. д.) обычно располагают после ссылки на него в тексте. Наименование и номер записываются под рисунком, и располагается по центру. Обозначаются и нумеруются рисунки и схемы арабскими цифрами.

Иллюстрации (схемы, диаграммы, графики, чертежи, рисунки) также могут быть оформлены в виде приложений в конце записки.

Все иллюстрации выполняются однотипно. При отображении на одном графике нескольких зависимостей требуется выделение цветом (оси координат при этом выполняются черным цветом).

Графические приложения нумеруются последовательно.

Каждый рисунок должен иметь подрисуночную надпись (внизу), соответствующую содержанию рисунка. Надпись должна быть четкой по содержанию, лаконичной и в то же время нести полную смысловую нагрузку изображаемого. Например:

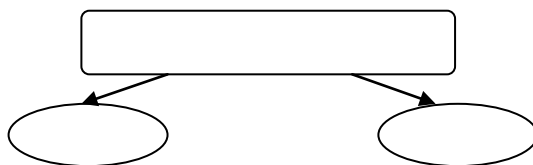


Рисунок 1.1 – Наименование рисунка

Если на рисунке содержится информация о нескольких скважинах, объектах, пластах и т. д., то ниже подрисуночной надписи дается расшифровка к порядковым номерам изображаемых зависимостей.

Например:

Рисунок 2.3 – Зависимость длительности безводного дебита от величины относительного вскрытия пласта в ВНЗ объектов Федоровского месторождения: I - объект АС₄₋₈; II-объект БС₁₀; III-объект ЮС₂.

В тексте должны быть ссылки на графические приложения. Например:... «данная зависимость представлена в приложении 1». Ссылка на ранее упомянутые иллюстрации в последующих разделах записки даются в виде: (см. рисунок 1.3).

Если рисунок заимствован из какой-либо работы согласно списка используемой литературы, то в самой подрисуночной надписи должна быть ссылка на первоисточник. Например:

Рисунок 3.1 «Результаты исследования контрольных скважин объекта БС₁₀ Западно-Сургутского месторождения [3].

2.6 Оформление таблиц

Цифровой материал рекомендуется оформлять в виде таблиц. Каждая таблица должна иметь название, отражающее ее содержание. Таблица нумеруются в пределах раздела арабскими цифрами. Номер таблицы располагается по центру рядом с ее названием. Ссылку на таблицу следует делать без сокращений.

Таблица 1.1 – Название таблицы

1	2	3

На все таблицы в тексте должны быть ссылки. Если в записке имеется лишь одна таблица (не имеет номера), это слово пишется в ссылке полностью.

Таблицы могут оформляться как вдоль, так и поперек листа, могут выполняться на двойных (сложенных) листах. Каждая графа в таблице должна иметь надпись в заголовке, где кроме показателя (величины) с индексацией, вносимого в графу, должна быть через запятую указана его размерность. Левая графа всегда должна оформляться в виде номеров по порядку. В горизонтальных заголовках граф могут быть подзаголовки с дополнительными надписями.

Если все параметры, помещенные в таблицу, имеют только одну размерность, то сокращенное обозначение единицы измерения (размерность) помещают над таблицей.

Повторяющийся в графе текст, если он состоит из одного слова, допускается заменить кавычками. Если повторяющийся текст состоит из двух и более слов, то при первом повторении его заменяют фразой “то же”, при последующих повторениях - кавычками. Ставить кавычки вместо повторяющихся цифр, марок, названий, индексов не допускается. Если цифровые или другие данные в таблице не приводятся (отсутствуют), то в графе ставят прочерк.

Цифры в графах располагают так, чтобы классы чисел во всей графе были точно один под другим, дробные числа приводят в виде десятичных дробей, за исключением размеров в дюймах, которые записываются в виде $1/2$ ”, $1/4$ ”, $1/8$ ”.

Для сокращения текста заголовков и подзаголовков в графе отдельные понятия можно заменить буквенными выражениями, если они пояснены в тексте или приведены в иллюстрациях.

В случае переменных величин в тексте требуется указать интервалы изменения их от и до. В таблицах эти интервалы следует записывать через черточку от минимальных до максимальных значений.

Если в табличных данных содержатся сведения, требующие дополнительные разъяснения, то справа над цифрой (числом) или индексом ставится звездочка, а ниже таблицы в примечании дается разъяснение к этим данным.

При переносе таблицы на другой лист (страницу) каждая графа начала таблицы (ниже названия граф) должна быть пронумерована последовательно слева на право и на следующей странице графы должны повторять эту нумерацию. Сверху указывается: “Продолжение таблицы”.

2.7 Оформление приложений

В приложения могут быть включены данные вспомогательного характера (таблицы, схемы, рисунки и пр.). Оформляются приложения после списка использованной литературы. Каждое приложение должно начинаться с нового листа (страницы) с указанием в правом верхнем углу слова “Приложение” и его порядкового номера. Ниже дается тематический заголовок приложения.

Если в приложение выносятся графический материал (рисунки, схемы и пр.), то под ним должны быть подрисуночные надписи, аналогичные текстовым приложениям, со сквозной нумерацией рисунков арабскими цифрами.

3. СОДЕРЖАНИЕ РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

Расчетно-пояснительная записка курсового проекта состоит из введения, разделов (глав), подразделов (параграфов), списка используемой литературы и приложений. Перед введением (после бланка задания на курсовой проект) помещается содержание, где перечисляются все разделы (главы) и подразделы (параграфы) текста с указанием страниц справа, с которых начинается тот или иной раздел.

Сразу следует оговориться, что независимо от тематики курсового проекта первые две главы (раздела) и частично подразделы третьей главы имеют стандартные названия и содержание. Лишь в зависимости от темы в них излагается материал более детально по вопросам применительно к разрабатываемой тематике.

Примерное содержание и последовательность изложения пояснительной записки следующее.

Введение

Рекомендуется использовать сведения о планах развития данного нефтедобывающего региона.

Излагается значение проблемы, решаемой в курсовом проекте по вопросам разработки месторождений, современное состояние проблемы, методы ее решения, значение ее для данного конкретного месторождения (эксплуатационного объекта, пласта).

Указывается, в каком виде, на каком материале базируется основное содержание курсового проекта и как он излагается в тексте.

Во **введении** обосновывается актуальность темы исследования. Значимым признаком актуальности темы является ее отношение к проблемам, над которыми в настоящее время активно работают ученые. Далее дается характеристика современного состояния исследуемого вопроса, формулируется цель исследований и задачи, решение которых необходимо для достижения поставленной цели. Определяются предмет, объект и период исследования, теоретическая и методологическая основа курсового проекта (труды отечественных и зарубежных) ученых по исследуемой проблеме, методы исследования, информационная база курсового проекта (совокупность использованных законодательных и нормативных актов, геологические данные о месторождении, иные технические нормативы и регламенты и т.п.). Далее определяется объем и структура курсового проекта. Общий объем введения должен составлять 2-3 страницы.

1. Общая часть

1.1. Характеристика района работ (физико-географический очерк о районе и месторождении с элементами экономической географии).

1.2. История освоения месторождения.

Кратко описываются результаты поисково-разведочных работ, до разведки, этапы введения месторождения в разработку, когда и кем составлялись основные документы на разработку, проследить события до современного состояния.

2. Геологическая часть

2.1. Краткая геологическая характеристика месторождения (краткий геологический очерк).

Дается литолого-стратиграфическая характеристика разреза, описываются основные тектонические элементы, указываются толщины всех стратиграфических подразделений.

2.2. Характеристика продуктивных пластов (объектов).

Снизу вверх описываются продуктивные пласты, встречающиеся в разрезе месторождения, если оно многопластовое, дается их литологическое описание с указанием физических свойств пластов: пористости, проницаемости, гидропроводности, продуктивности и т.д. Осо-

бое внимание уделяется объектам (пластам, горизонтам), по которым выполняется курсовой проект.

Если возможно, описание сопровождать таблично графическим материалом (таблицами основных параметров пластов или объектов разработки, гистограммами, кривыми распределения и т.д.).

2.3. Свойства пластовых жидкостей и газов.

Должны быть приведены основные физико-химические свойства нефтей, пластовых вод и газов месторождения. Желательно параметры флюидов сводить в таблицы по тексту.

3. Технико-технологическая часть

По решению руководителя курсового проекта некоторые вопросы, подлежащие детальной проработке, могут быть выделены в специальную главу.

Первые же два подраздела технико-технологической части остаются в том и другом случае однотипными для всех тем и должны содержать следующую информацию.

3.1. Основные проектные решения по разработке месторождения.

Детально рассматриваются все основные показатели разработки по основным проектным документам, как и почему они изменяются во времени, насколько велики были расхождения между проектными и фактическими показателями по основным проектным документам.

К разделу приложить сравнительные таблицы проектных и фактических показателей и графики разработки месторождения (возможно, объекта разработки).

3.2. Динамика основных показателей разработки месторождения.

Проанализировать процесс разработки, основываясь на динамике основных показателей, привести прогнозные показатели разработки.

Здесь же уделить внимание динамике системы заводнения пластов, а в случае, дать энергетическую характеристику месторождения.

3.3. Контроль за разработкой месторождения.

Место, виды и назначение методов контроля, объем работ, охват исследованием фонда скважин, оценка точности информации, проблемы, перспективы и т.д.

Остальные подразделы могут включать специфические вопросы в зависимости от темы курсового проекта. Содержание и объем, которых согласуется с руководителем и, как сказано ранее, могут быть выделены в специальную часть (главу).

Каждый раздел (глава) завершается выводами. Они должны логично и лаконично сформулированы, отражать суть того, что автор анализировал и получил при расчетах и обработке промыслово-геофизического, технологического и геологического материала.

В конце курсового проекта после выполнения вопросов технико-технологической части необходимо привести выводы и рекомендации, которые не выделяются номером раздела, но выносятся самостоятельным заголовком.

Выводы должны быть оформлены в виде отдельных самостоятельных заключений охватывать всю информацию по курсовому проекту. Эти основополагающие заключения должны учитывать выводы по главам и каждый включать в себя 2-3 более частных вывода из них.

В общей сложности должно быть не менее 4-6 выводов по курсовому проекту, из них должны вытекать 2-3 рекомендации автора курсового проекта по совершенствованию того или иного процесса разработки месторождения (объекта или горизонта, или пласта), анализа или регулирования процесса разработки.

В курсовом проекте отдельной главой может быть выделена экономическая часть, наличие, содержание и объем которой зависит от тематики. В данной главе приводится технико-экономическое обоснование проектных решений, рассматриваются основные технико-экономические показатели разработки с учетом предлагаемых решений.

4. СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Список должен содержать не менее 20 источников, используемых при написании курсового проекта. Для выполнения курсового проекта необходимо изучить специальную литературу, каталоги, справочники, газетные и журнальные статьи, сборники и монографии. Оформляя список литературы, важно не просто перечислить названия книг и статей, взятых из каталогов библиотек или из имеющихся во многих книгах списках литературы. Здесь необходимо указать только те источники, с которыми автору курсового проекта довелось поработать и, из которых было что-то взято в свою работу или, напротив, что вызвало несогласие автора и получило опровержение на страницах курсового проекта.

Список составляется в последовательности использования источников по тексту записки. Сначала проставляется номер по порядку, затем фамилия и инициалы авторов, название книги, номера тома, город, где издана, издательство, год издания, количество страниц в книге (или брошюре).

Например:

10. Фанцев Р.Д., Кляровский Г.В. Заводнение слабопроницаемых коллекторов нефтяных месторождений. М.: Недра,-1968. – 84 с.

При ссылках на статьи журналов или сборников указывается фамилия автора, инициалы, название статьи полностью, название журнала, номер, год издания, номера страниц.

Например:

11. Иванов И.Н. Методика расчета показателей разработки/ Нефтяное хозяйство, №2, 1987, – 23-25с.

Список по зарубежным источникам приводится после отечественной литературы с присвоением последующего номера. Если тот или иной первоисточник переведен на русский язык, то после названия книги в скобках следует указать, с какого именно языка сделан перевод, какое издательство выпустило книгу, год издания.

5. ГРАФИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

Графическая часть курсового проекта должна содержать 1-3 плаката демонстрационной графики. Графики, рисунки и диаграммы должны быть выполнены с использованием графических редакторов на ПЭВМ или простым карандашом на листах формата А1.

Содержание каждого листа согласуется с руководителем. На первом может быть представлена или “Карта состояния разработки месторождения” (объекта или пласта), или “Карта суммарных отборов и закачек”, или “Схема системы заводнения пласта” (объекта) и др. карты.

Каждый плакат должен иметь надписи, отражающие принадлежность графики к тому или иному месторождению и содержание демонстрируемого материала: сверху-название месторождения; ниже - содержание листа (например, “Карта состояния разработки Лянторского месторождения”), третьей строкой заголовка записываются какие-либо дополнительные сведения. В левом нижнем углу (возможно снизу) даются условные обозначения.

На втором листе должна быть представлена графическая интерпретация какой-либо закономерности по разрабатываемой тематике курсового проекта. Например, “Результаты геофизических исследований скважин Лянторского месторождения” или “Закономерности обводнения скважин Усть-Балыкского месторождения”.

В случае применения каких-либо методик для определения текущих показателей разработки следует на листах (второй и третий) давать сущность методики и результаты обработки промыслового материала в виде основных формул (аналитических зависимостей), графиков и таблиц. Каждая из формул должна иметь номер по порядку в других скобках справа.

6. ЗАЩИТА КУРСОВЫХ ПРОЕКТОВ

Защита состоит из краткого доклада (не более 10 мин), в котором обучающийся должен кратко изложить цели и задачи, на каком материале основаны полученные результаты, что сделано при этом лично автором по тематике курсового проекта и по каким методикам сделаны расчеты. При этом автор должен увязывать расчетные материалы с технологией и техникой нефтедобычи, уметь обосновать рекомендации по совершенствованию процесса, анализируемого в курсовой.

Основные графические материалы и результаты расчетов, а также выводы и рекомендации по проекту оформляются в виде презентации с использованием приложения Office - PowerPoint.

Оценка курсового проекта является комплексной и учитывает качество расчетно-пояснительной записки и демонстрационной графики, форму и содержание доклада, ответы на поставленные вопросы.

Рейтинговая оценка знаний студентов очной формы обучения при выполнении курсового проекта

№	Виды деятельности по выполнению курсового проекта	Баллы
1	Анализ задания, сформулированного в виде технической потребности и всех имеющихся исходных данных для его выполнения и определения недостающих характеристик	0-15
2	Выбор расчетных методик и формул для решения поставленных задач и обоснование принятых допущений. Решение поставленной технической (экспериментальной, теоретической) задачи.	0-15
3	Анализ полученного решения и его качественная оценка.	0-30
Итоговая	Защита курсового проекта	0-40
		ИТОГО: 0-100

Результаты защиты (итоговый балл) записываются в зачетную ведомость и зачетную книжку студента.

**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)**

Кафедра «Нефтегазовое дело»

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ
на тему:
**ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ СТРУЙНОГО ГРП В
УСЛОВИЯХ ФЕДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

по дисциплине: разработка нефтяных месторождений

Руководитель
Янукян А.П., к.э.н.

(Ф.И.О., ученая степень, ученое звание)

(оценка, подпись)

Студент (ка)
Иванов И.И. ЭДНбз – 16

(Ф.И.О., группа)

(подпись)

Сургут, 2020

Приложение Б

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)

Кафедра НД

Утверждаю: и.о. зав. кафедрой _____ Р.Д. Татлыев

« ____ » _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ
по дисциплине: Разработка нефтяных месторождений

Студент: Иванов И.И. группа ЭДНбз-19 форма обучения заочная

1. Тема работы утверждена приказом по институту № _____ от _____ г.

Название темы: Интенсификация добычи нефти с применением струйного ГРП в условиях Федоровского месторождения

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____.

3. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

Введение

1 Общая часть

1.1 Общие сведения о Федоровском месторождении

2 Геологическая часть

2.1 Стратиграфия

2.2 Тектоника

2.3 Нефтегазоносность

2.4 Геолого-физические характеристики продуктивных пластов и свойства их нефтей

3 Техничко-технологическая часть

3.1 Подбор скважин, подготовка данных и проектирование ГРП

3.2 Описание и очередность стадий процесса ГРП

3.3 Технология гидроразрыва пласта

3.4 Опыт применения гидроразрыва пласта в ОАО «Сургутнефтегаз»

3.5 Расчет основных параметров стандартного гидравлического разрыва пласта в условиях Федоровского месторождения

Заключение

Список используемых источников

Графическая часть: представлена презентацией в программе Power Point, отражающая ключевые вопросы курсового проекта

Дата выдачи задания « ____ » _____ 201__ г.

Руководитель _____ /А.П. Янукян/

Задание принял к исполнению « ____ » _____ 201__ г.

(подпись студента)

Примечание: задание может быть скорректировано в процессе выполнения курсового проекта

Приложение В

КП.21.03.01.12/32.09.2020.ПЗ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Ф.И.О.			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Ф.И.О.				1	2
					Сургутский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Сургуте		

ВВЕДЕНИЕ
3

Приложение Г

12/32 – НОМЕР РАСПОРЯЖЕНИЯ ДЛЯ ГРУППЫ

09 – порядковый номер студента в распоряжении (по журналу)

Нумерация сквозная в правом верхнем углу (допускается черной гелевой ручкой, чернилами или тушью)

В рамках нумерация внутри раздела

					4 КП.21.03.01.12/32.09.2020.ПЗ.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

Планируемые результаты обучения для формирования компетенции и критерии их оценивания

Дисциплина **Разработка нефтяных 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			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
ПКС-6 Способность применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-6.1 Анализирует и классифицирует основные производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий и функций производственных подразделений	Знать (З1): производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий и функций производственных подразделений	Не знает производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий и функций производственных подразделений	Частично знает основные производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий и функций производственных подразделений	Знает производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий и функций производственных подразделений, может тезисно пояснить их содержание	Знает виды производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий и функций производственных подразделений, уверенно дает пояснения
		Уметь (У1): классифицировать и анализировать основные производственные процессы	Не умеет классифицировать и анализировать основные производственные процессы	Слабо применяет полученные знания для классификации и анализа основных производственных процессов	Умеет классифицировать и анализировать основные производственные процессы	Уверенно и в сжатые сроки классифицирует и анализирует основные производственные процессы

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
		Владеть (В1): навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов	Не владеет навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов	Обладает слабыми навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов	Владеет навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов, допускает незначительные ошибки	Владеет навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов
	ПКС-6.2 Анализирует правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы	Знать (З2): правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы	Не знает правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы	Слабо знает правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы	Знает основные правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы. Допускает незначительные неточности	Знает правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
		Уметь (У2): верно выбирать режимы технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса	Не умеет верно выбирать режимы технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса	Испытывает сильные затруднения при выборе режима технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса	Умеет верно выбирать режимы технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса. Допускает незначительные неточности.	Умеет без затруднений верно выбирать режимы технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса
		Владеть (В2): методами управления режимами работы технологических объектов нефтегазового комплекса	Не владеет методами управления режимами работы технологических объектов нефтегазового комплекса	Слабо владеет методами управления режимами работы технологических объектов нефтегазового комплекса	Хорошо владеет методами управления режимами работы технологических объектов нефтегазового комплекса	В совершенстве владеет методами управления режимами работы технологических объектов нефтегазового комплекса
ПКС-9 Способность осуществлять организацию работ по оперативному сопровождению технологических процессов в соответствии с выбранной сферой	ПКС-9.1 Определяет методы организации работ по оперативному сопровождению технологических процессов нефтегазового комплекса	Знать (З3): методики организации работ технологических процессов нефтегазового комплекса	Не знает методики организации работ технологических процессов нефтегазового комплекса	Слабо знает методики организации работ технологических процессов нефтегазового комплекса	Знает основные методики организации работ технологических процессов нефтегазового комплекса Допускает незначительные неточности	Знает методики организации работ технологических процессов нефтегазового комплекса

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
профессиональной деятельности		Уметь (У3): верно выбирать технологические процессы в области разработки нефтяных месторождений исходя из конкретных геологических условий	Не умеет верно выбирать технологические процессы в области разработки нефтяных месторождений исходя из конкретных геологических условий	Испытывает сильные затруднения при выборе технологических процессов в области разработки нефтяных месторождений исходя из конкретных геологических условий	Умеет верно выбирать технологические процессы в области разработки нефтяных месторождений исходя из конкретных геологических условий. Допускает незначительные неточности.	Умеет без затруднений выбирать технологические процессы в области разработки нефтяных месторождений исходя из конкретных геологических условий
		Владеть (В3): методами организации работ по оперативному сопровождению технологических процессов нефтегазового комплекса	Не владеет методами организации работ по оперативному сопровождению технологических процессов нефтегазового комплекса	Слабо владеет методами методами организации работ по оперативному сопровождению технологических процессов нефтегазового комплекса	Хорошо владеет методами организации работ по оперативному сопровождению технологических процессов нефтегазового комплекса	В совершенстве владеет методами организации работ по оперативному сопровождению технологических процессов нефтегазового комплекса

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
	ПКС-9.3 Осуществляет мониторинг работ на нефтегазовых объектах и координирует работу по сбору промышленных данных	Знать (З4): основные технологические процессы нефтегазовых промыслов	Не знает основные технологические процессы нефтегазовых промыслов	Частично знает основные технологические процессы нефтегазовых промыслов	Знает основные технологические процессы нефтегазовых промыслов, может тезисно пояснить их содержание	Знает основные технологические процессы нефтегазовых промыслов, уверенно дает пояснения
		Уметь (У4): осуществляет мониторинг основных технологических параметров работы нефтегазовых объектов	Не умеет осуществлять мониторинг основных технологических параметров работы нефтегазовых объектов	Слабо применяет полученные знания для осуществления мониторинга основных технологических параметров работы нефтегазовых объектов	Умеет осуществлять мониторинг основных технологических параметров работы нефтегазовых объектов	Уверенно и в сжатые сроки может осуществлять мониторинг основных технологических параметров работы нефтегазовых объектов
		Владеть (В4): навыками координации работ по сбору промышленных данных	Не владеет навыками координации работ по сбору промышленных данных	Обладает слабыми навыками координации работ по сбору промышленных данных	Владеет навыками координации работ по сбору промышленных данных, допускает незначительные ошибки	Владеет навыками координации работ по сбору промышленных данных

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
ПКС-13 Способность выполнять работы по составлению проектной, служебной документации в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-13.2 Разрабатывает типовые проектные документы с использованием специализированного программного обеспечения	Знать (З5): структуру и содержание проектных документов на разработку нефтяного месторождения	Не знает структуру и содержание проектных документов на разработку нефтяного месторождения	Частично знает структуру и содержание проектных документов на разработку нефтяного месторождения	Знает структуру и содержание проектных документов на разработку нефтяного месторождения, может тезисно пояснить их содержание	Знает структуру и содержание проектных документов на разработку нефтяного месторождения, уверенно дает пояснения
		Уметь (У5): верно интерпретировать результаты промышленных испытаний различных геолого-технических мероприятий	Не умеет верно интерпретировать результаты промышленных испытаний различных геолого-технических мероприятий	Слабо применяет полученные знания для интерпретации результатов промышленных испытаний различных геолого-технических мероприятий	Умеет верно интерпретировать результаты промышленных испытаний различных геолого-технических мероприятий	Уверенно и в сжатые сроки может верно интерпретировать результаты промышленных испытаний различных геолого-технических мероприятий
		Владеть (В5): навыками разработки типовых проектных документов по разработке нефтяных месторождений	Не владеет навыками разработки типовых проектных документов по разработке нефтяных месторождений	Обладает слабыми навыками разработки типовых проектных документов по разработке нефтяных месторождений	Владеет навыками разработки типовых проектных документов по разработке нефтяных месторождений, допускает незначительные ошибки	Владеет навыками разработки типовых проектных документов по разработке нефтяных месторождений

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
	ПКС-13.3 Представляет и защищает результаты работ по элементам проекта	Знать (З6): методики проведения основных видов работ по элементам проекта на разработку нефтяного месторождения	Не знает методики проведения основных видов работ по элементам проекта на разработку нефтяного месторождения	Частично знает основные методики проведения основных видов работ по элементам проекта на разработку нефтяного месторождения	Знает методики проведения основных видов работ по элементам проекта на разработку нефтяного месторождения, может тезисно пояснить их содержание	Знает методики проведения основных видов работ по элементам проекта на разработку нефтяного месторождения, уверенно дает пояснения
		Уметь (У6): планировать геолого-технические мероприятия с целью увеличения коэффициента извлечения нефти	Не умеет планировать геолого-технические мероприятия с целью увеличения коэффициента извлечения нефти	Слабо применяет полученные знания для планирования геолого-технических мероприятий с целью увеличения коэффициента извлечения нефти	Умеет планировать геолого-технические мероприятия с целью увеличения коэффициента извлечения нефти	Уверенно и в сжатые сроки может планировать геолого-технические мероприятия с целью увеличения коэффициента извлечения нефти
		Владеть (В6): навыками проектной деятельности	Не владеет навыками проектной деятельности	Обладает слабыми навыками проектной деятельности	Владеет навыками проектной деятельности, допускает незначительные ошибки	Владеет навыками проектной деятельности

КАРТА

обеспеченности дисциплины (модуля) учебной и учебно-методической литературой
 Дисциплина **Разработка нефтяных 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	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, 2012. - 205 с.	Электр. ресурс	100	100	+
2	Ягафаров, А.К. Разработка нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. [Электронный ресурс] / А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля. - Электрон. дан. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. - 396 с.	Электр. ресурс	100	100	+
3	Проектирование и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири. Книга 2. Разработка месторождений. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 2015 с.	Электр. ресурс	100	100	+

Заведующий кафедрой _____ Р.Д. Татлыев

« ____ » _____ 20__ г.

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

« ____ » _____ 20__ г.

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

на 20__ - 20__ учебный год

В рабочую программу вносятся следующие дополнения (изменения):

Дополнения и изменения внес:

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

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

(наименование кафедры)

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

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

СОГЛАСОВАНО:

И.о. Заведующий выпускающей кафедрой/

Руководить образовательной программы _____ Р.Д. Татлыев

« ____ » _____ 20__ г.