

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

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет»

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ

Методы увеличения нефтеотдачи

Направление подготовки (специальности): 21.03.01 *Нефтегазовое дело*

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

Форма обучения
Очно-заочная

Квалификация выпускника
Бакалавр

2026 год набора

Виды работ	Объём занятий по семестрам, час										Итого
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Самостоятельная работа					96						96
Контроль					18						18
Дистанционные лекции					14						14
Дистанционные практические занятия					16						16
Форма контроля					Экзамены						-
Итого:					144						144
з.е.					4						4

Ханты-Мансийск, 2026 год
(город)

Предисловие

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

2. Разработчик(и):

Кандидат наук

ученая степень, ученое звание
(при наличии)

(подпись)

А. П. Янукян

(И. О. Фамилия)

3. Согласовано:

Руководитель
образовательной
программы по
направлению подготовки
21.03.01 Нефтегазовое
дело

(подпись)

Г. В. Газя

(И. О. Фамилия)

4. Утверждаю:

Руководитель
структурного
подразделения
Индустриальный институт
(г. Нефтеюганск)

(подпись)

А. П. Янукян

(И. О. Фамилия)

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

Идентификатор документа: 95211



Подписант



Янукян Арам Погосович

Дата подписания

13.05.2026 14:22:00



Газя Геннадий Владимирович

13.05.2026 14:26:23

1 Цель освоения дисциплины

Целью освоения дисциплины является формирование знаний, умений и навыков у обучающихся, способных ставить и решать научно-практические задачи по обеспечению максимально возможного увеличения коэффициента нефтеотдачи продуктивных пластов и интенсификации притока углеводородов.

2 Место дисциплины в структуре ОПОП

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

3 Формируемые компетенции обучающегося

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

		технологических процессов в системе "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора и подготовки продукции" ПК-1.2 У-1: Читать технологические схемы, чертежи и технической документацию специального назначения ПК-1.3 У-1: Анализировать технологические показатели скважин. Выявлять скважины, работающие с отклонением от проектного технологического режима ПК-1.1 В-1: Матрицей принятия решений при выборе рациональных типов оборудования для строительства и ремонта скважин в конкретных геолого-технических условиях. Практическим опытом снятия и анализа фактических параметров системы "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора и подготовки продукции" ПК-1.2 В-1: Навыками составления технической документации специального назначения ПК-1.3 В-1: Навыками определения отклонений технологических параметров работы скважин от технологического режима и принятия мер по восстановлению технологического режима работы скважин
ПК-3	Способен осуществлять организацию работ по повышению эффективности процесса добычи углеводородного сырья	ПК-3.1 З-1: Методы оптимизации системы "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора и подготовки продукции" ПК-3.2 З-1: Методы оценки показателей эксплуатации скважин; показатели разработки нефтяных месторождений; системы разработки залежей нефти ПК-3.3 З-1:

	Способы оценки повышения продуктивности месторождения; методы и технологии интенсификации скважин; принципы применения операций интенсификации ПК-3.4 3-1: Методы контроля эффективности работы скважин и проведения работ по установлению (предотвращению) вредного влияния факторов на работу скважин и скважинного оборудования. Методы анализа характеристик работы скважин. ПК-3.5 3-1: Характеристики притока из пласта; способы расчета характеристик притока по результатам исследования скважины на различных режимах ПК-3.6 3-1: Основы изобретательской и рационализаторской деятельности; направления исследований в области промышленного контроля ПК-3.7 3-1: Особенности и закономерности размещения углеводородного сырья; геологические, технологические и экономические критерии категоричности залежей нефти и запасов углеводородов ПК-3.1 У-1: производить корректировку мероприятий по оптимизации добычи углеводородного сырья в соответствии с проектными показателями ПК-3.2 У-1: Анализировать технологические показатели работы скважин, показатели разработки месторождений ПК-3.3 У-1: Производить корректировку мероприятий по оптимизации добычи углеводородного сырья; оценивать эффективность
--	--

	технологий по оценке притока из пласта ПК-3.4 У-1: Оценивать качество операций интенсификации по промысловым данным; анализировать характеристики работы скважин. Формировать предложения по увеличению производительности скважин, по повышению эффективности работы оборудования скважин ПК-3.5 У-1: Рассчитывать коэффициент продуктивности и скин-эффект по исследованиям скважин с записью кривой восстановления давления ПК-3.6 У-1: Оценивать риски от внедрения новой техники, рационализаторских предложений, изменений организационно-технических условий рабочего места; проводить патентные исследования, поиск и оценку перспективности научно-технических идей ПК-3.7 У-1: Оценивать состояние разработки месторождений (залежей) в том числе с трудноизвлекаемыми запасами ПК-3.1 В-1: Навыком формирования предложений по оптимизации системы "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора продукции" ПК-3.2 В-1: Навыками анализа динамики добычи углеводородного сырья ПК-3.3 В-1: Методами анализа эффективности технологий по оценке притока из пласта; опытом разработки мероприятий по оптимизации добычи углеводородного сырья ПК-3.4 В-1: Навыками и опытом формирования мероприятий по увеличению производительности скважин ПК-3.5 В-1: Методами расчета и прогноза
--	--

		характеристики притока из пласта в скважину ПК-3.6 В-1: Навыками выполнения работ по составлению проектной, служебной документации по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности; координацией рационализаторской деятельности, оформлять результаты изобретательской и рационализаторской деятельности ПК-3.7 В-1: Методиками проектирования контроля за текущей разработкой нефтяных месторождений, регулирования разработки залежей нефти, оценки эффективности выработки запасов. Оценкой ресурсной обеспеченности и эффективности нефтегазовых проектов
--	--	--

4 Структура и содержание дисциплины

Общая трудоемкость дисциплины составляет 4 зачетных единицы, 144 часа.

№ п/п	Тема	Трудоемкость по видам учебной работы, час					Код компетенции	Оценочные средства
		Занятия лекционного типа	Практические занятия	Лабораторные занятия	Консультации	Самостоятельная работа		
1	Классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов	2	2			16	ПК-1; ПК-3.	Практическое задание.
2	Заводнение нефтяных залежей как метод увеличения нефтеотдачи	2	2			16	ПК-1; ПК-3.	Практическое задание.
3	Увеличение нефтеотдачи пластов	2	2			16	ПК-1; ПК-3.	Практическое задание.

	физико-химическими методами							
4	Вытеснение нефти с использованием кислотных и щелочных растворов	2	2			16	ПК-1; ПК-3.	Практическое задание.
5	Вытеснение нефти из пласта оторочкой двуокиси углерода	2	4			16	ПК-1; ПК-3.	Практическое задание.
6	Применение биополимеров для увеличения нефтеотдачи. Тепловые методы воздействия на пласт	4	4			16	ПК-1; ПК-3.	Практическое задание.
Итого		14	16			96	—	

5 Образовательные технологии, используемые при различных видах учебной работы

№ темы	Образовательная технология
1-6	Дистанционные технологии
1-6	Интерактивные технологии
1-6	Информационные технологии
1-6	Технология традиционного обучения

6 Методические материалы по освоению дисциплины

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

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

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

6.1 Методические указания к занятиям лекционного типа

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

6.2 Методические указания к практическим занятиям

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

6.3 Методические указания к самостоятельной работе

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

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

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

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

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

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

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

7.1 Технологическая карта дисциплины 5-й семестр

№ п/п	Название темы	Максимальное количество баллов
Обязательный уровень (текущая аттестация)		
1	Классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов	10
2	Заводнение нефтяных залежей как метод увеличения нефтеотдачи	10

3	Увеличение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами	10
4	Вытеснение нефти с использованием кислотных и щелочных растворов	10
5	Вытеснение нефти из пласта оторочкой двуокиси углерода	15
6	Применение биополимеров для увеличения нефтеотдачи. Тепловые методы воздействия на пласт	15
		70
Обязательный уровень (промежуточная аттестация)		
7	Экзамены	30
		30
Итого		100
Дополнительный уровень		
8	Решение ситуационных задач	15
		15

Шкала оценивания результатов по балльной системе (экзамены):

Критерии выставления оценки при промежуточной аттестации:

Отлично с 83 по 100 баллов;

Хорошо с 68 по 82 балла;

Удовлетворительно с 50 по 67 баллов;

Неудовлетворительно с 0 по 49 баллов.

7.2 Примерный комплект практических заданий

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

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ

по дисциплине: «Методы увеличения нефтеотдачи»
 для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 очно-заочной формы обучения

Нефтеюганск, 2026

Методические указания к практическим занятиям по дисциплине: «Методы увеличения нефтеотдачи» для студентов очно-заочной формы обучения по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело» /сост. Янукян А.П.; ЮГУ, Индустриальный институт . – 29с.

Методические указания разработал:

Янукян Арам Погосович
доцент, к.э.н

(подпись)

СОДЕРЖАНИЕ

1	ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ВОДЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ПРИЕМИСТОСТИ	
---	---	--

	НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН	4
2	ПРИМЕНЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ	6
3	РАСЧЕТ КОНЦЕНТРАЦИИ И КОЛИЧЕСТВА КИСЛОТЫ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНО КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ	13
4	РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ДВОУКОСЬЮ УГЛЕРОДА	16
5	РАСЧЕТ СКОРОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПОЛИМЕРНЫМ РАСТВОРОМ	18
6	ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ	22
	ПЕРЕЧЕНЬ ТЕМ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ	25
	ОРГАНИЗАЦИЯ СРС	26
	ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ	26
	РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ОТДЕЛЬНЫМ ФОРМАМ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ	27
	Список литературы	29

1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ВОДЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Цель— овладение навыками расчета количества воды необходимой для работы элемента системы ППД.

Теоретическая часть

Основным методом увеличения нефтеотдачи является заводнение как на вновь вводимых в разработку объектах, так на истощенных месторождениях. Вследствие выработки запасов нефти пластовое давление в залежи падает, депрессия на забоях и дебит добывающих скважинах уменьшается. Для поддержания пластового давления применяются различные виды заводнения.

Исходные данные

Суточная добыча нефти Q_n из элемента эксплуатационного объекта составляет 311,4 т, суточная добыча воды Q_v составляет 104,2 т, суточная добыча газа V_g составляет $91970 \cdot 10^3$ м³, объемный коэффициент нефти b_n равен 1,18, коэффициент растворимости газа в нефти α равен 7,7 мз/мз, плотность нефти ρ_n составляет 863 кг/мз, коэффициент сжимаемости газа Z равен 0,883, пластовое давление $P_{пл}$ составляет 7,45 МПа, пластовая температура $T_{пл}$ составляет 316,3 К, атмосферное давление P_0 равно 0,1 МПа, коэффициент проницаемости пласта k равен $0,5 \cdot 10^{-12}$ м², перепад давления на забое ΔP равен 5 МПа, коэффициент гидродинамического совершенства забоя скважины ϕ составляет 0,8, половина расстояния между нагнетательными скважинами R равна 400 м, радиус забоя скважины r_c равен 0,075 м, вязкость воды μ_v равна 1 мПа·с. Определить количество воды, необходимой для поддержания пластового давления и приемистости нагнетательных скважин.

Методические рекомендации по определению расчетных величин

1. Определяем объем нефти добываемой в пластовых условиях:

$$Q'_n = \frac{Q_n b_n}{\rho} = \frac{311,4 \cdot 10^3 \cdot 1,18}{863} = 425 \text{ м}^3 \quad (1.1)$$

2. Определяем объем свободного газа в залежи, приведенный к атмосферным условиям:

$$V_{св} = V_g - \frac{\alpha P_{пл} Q_n}{\rho} = 91970 - \frac{7,7 \cdot 7,45 \cdot 311,4 \cdot 10^3}{863} = 71270 \text{ м}^3 \quad (1.2)$$

3. Определяем объем свободного газа в пластовых условиях:

$$V_{пл} = \frac{Z V_{св} P_0 T_{пл}}{P_{пл} T_0} = \frac{0,88 \cdot 71270 \cdot 0,1 \cdot 10^6 \cdot 316,3}{7,45 \cdot 10^6 \cdot 273} = 973 \text{ м}^3 \quad (1.3)$$

4. Определяем общую суточную добычу в пластовых условиях:

$$V_{св} = Q'_n + V_{пл} + Q_v = 425 + 976 + 104,2 = 1505,2 \text{ м}^3 \quad (1.4)$$

5. Для поддержания давления требуется ежедневно закачивать в элемент эксплуатационного объекта воды не менее указанного объёма. При $K=1,2$ – коэффициент избытка, потребуется следующее количество воды (без учета поступающего в залежь объёма контурной воды):

$$Q'_v = VK = 1505,2 \cdot 1,2 = 1806 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (1.5)$$

6. Определяем приемистость нагнетательных скважин:

$$q = \frac{2\pi kh\Delta P\varphi}{\mu \ln \frac{R}{r_c}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 10 \cdot 5 \cdot 10^6 \cdot 0,8}{1 \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{400}{0,078}} = 0,0147 \text{ м}^3/\text{сек} = 1270 \text{ м}^3/\text{сут}$$

(1.6)

Варианты

№	Q _н	Q _в	V _г	b _н	a	ρ _н	P _{пл}	T _{пл}	k ·10 ⁻¹²	ΔP	φ	R	r _e
1.	825	100	100000	1,5	8,8	890	27 МПа	350	1,8	1,1	0,9	600	0,164
2.	800	125	99980	1,49	8,7	888		349	1,75	1,2	0,89	590	0,162
3.	775	150	99960	1,48	8,6	886		348	1,7	1,3	0,88	580	0,16
4.	750	175	99940	1,47	8,5	884		347	1,65	1,4	0,87	570	0,158
5.	725	200	99920	1,46	8,4	882		346	1,6	1,5	0,86	560	0,156
6.	700	225	99900	1,45	8,3	880		345	1,55	1,6	0,85	550	0,154
7.	675	250	99880	1,44	8,2	878		344	1,5	1,7	0,84	540	0,152
8.	650	275	99860	1,43	8,1	876		343	1,45	1,8	0,83	530	0,15
9.	625	300	99840	1,42	8	874		342	1,4	1,9	0,82	520	0,148
10.	600	325	99820	1,41	7,9	872		341	1,35	2	0,81	510	0,146
11.	575	350	99800	1,4	7,8	870		340	1,3	2,1	0,8	500	0,144
12.	550	375	99780	1,39	7,7	868		339	1,25	2,2	0,79	490	0,142
13.	525	400	99760	1,38	7,6	866		338	1,2	2,3	0,78	480	0,14
14.	500	425	99740	1,37	7,5	864		337	1,15	2,4	0,77	470	0,138
15.	475	450	99720	1,36	7,4	862		336	1,1	2,5	0,76	460	0,136
16.	450	475	99700	1,35	7,3	860		335	1,05	2,6	0,75	450	0,134
17.	425	500	99680	1,34	7,2	858		334	1	2,7	0,74	440	0,132
18.	400	525	99660	1,33	7,1	856		333	0,95	2,8	0,73	430	0,13
19.	375	550	99640	1,32	7	854		332	0,9	2,9	0,72	420	0,128
20.	350	575	99620	1,31	6,9	852		331	0,85	3	0,71	410	0,126
21.	325	600	99600	1,3	6,8	850		330	0,8	3,1	0,7	400	0,124
22.	300	625	99580	1,29	6,7	848		329	0,75	3,2	0,69	390	0,122
23.	275	650	99560	1,28	6,6	846		328	0,7	3,3	0,68	380	0,12
24.	250	675	99540	1,27	6,5	844		327	0,65	3,4	0,67	370	0,118
25.	225	700	99520	1,26	6,4	842		326	0,6	3,5	0,66	360	0,116
26.	200	725	99500	1,25	6,3	840		325	0,55	3,6	0,65	350	0,114
27.	175	750	99480	1,24	6,2	838		324	0,5	3,7	0,64	340	0,112
28.	150	775	99460	1,23	6,1	836		323	0,45	3,8	0,63	330	0,11
29.	125	800	99440	1,22	6	834		322	0,4	3,9	0,62	320	0,108
30.	100	825	99420	1,21	5,9	832		321	0,35	4	0,61	310	0,106

2.ПРИМЕНЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Цель– изучение отдельных аспектов применения ПАВ с целью повышения нефтеотдачи и повышения дебитов скважин.

Теоретическая часть

При проектировании и разработки месторождений с целью увеличения нефтеотдачи применяются водные растворы поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые закачивают в нагнетательные скважины с определенной концентрацией. В процессе продвижения оторочки водного раствора ПАВ к добывающим скважинам часть ПАВ сорбируется (осаждаются) на поверхности поровых каналов. Количество сорбируемого вещества можно определить пользуясь законом Генри, формула которого имеет вид $a(c) = \alpha c$, где α – коэффициент сорбции, определяемый экспериментально, c – концентрация.

2.1 РАСЧЕТ СКОРОСТИ ПРОДВИЖЕНИЯ ФРОНТА СОРБЦИИ ПАВ ПРИ ПРЯМОЛИНЕЙНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Постановка задачи

Рассматривается прямолинейная фильтрация. В водонасыщенный участок пласта шириной $b = 400\text{м}$, толщиной $h = 15\text{м}$, пористостью $m = 0,25$ и с расстоянием между нагнетательной и добывающей галереями $l = 500\text{м}$ через нагнетательную галерею закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией c_0 и темпом закачки $q = 500\text{м}^3/\text{сут}$. ПАВ сорбируется скелетом породы по закону Генри, формула которого имеет вид $a(c) = \alpha c$, где α – коэффициент сорбции; $\alpha = 0,2$ (см. рисунок 3.1). Определить скорость продвижения фронта сорбции ПАВ (фронта ПАВ).

Методические указания по расчету искомых величин

Для определения скорости фронта ПАВ и распределения их концентрации в пласте используется уравнение материального баланса водного раствора ПАВ в первоначально водонасыщенном пласте [3]:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{mbh(1+\alpha)} \cdot \frac{\partial c}{\partial x} = 0 \quad (2.1)$$

В начальный момент времени $t = 0$ в пласте при отсутствии в нагнетаемой воде ПАВ начальное условие примет вид:

$$c(x, 0) = 0$$

Начиная с момента времени $t = 0$ в пласт через нагнетательную галерею закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией закачки $C = c_0$. Таким образом, граничное условие будет иметь вид

$$c(0, t) = c_0$$

Решение задачи определяют по формулам

$$c(x, t) = c^0, \quad x \leq \frac{q}{mbh(1+\alpha)} t \quad (2.2)$$

$$c(x, t) = 0, \quad x \leq \frac{q}{mbh(1+\alpha)} t. \quad (2.3)$$

Обозначим через $v = \frac{q}{bh}$ скорость фильтрации из первого выражения (2.3) определяем скорость фронта сорбции

$$v_c = \frac{x}{t} \text{ или } v_c = \frac{v}{m(1 + \alpha)};$$

$$v = \frac{q}{bh} = \frac{500}{400 \cdot 15} = 0,0833 \text{ м/сут.}$$

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

Ответ

Скорость продвижения фронта сорбции ПАВ составит 0,277 м/сут.

Варианты

№	$l, \text{м}$	$b, \text{м}$	$h, \text{м}$	$m, \text{доли ед.}$	$q, \text{м}^3/\text{сут}$	$\alpha, \text{доли ед}$
1	400	200	14	0,21	350	0,32
2	450	200	8		400	0,30
3	500	200	16		450	0,28
4	550	200	10		300	0,34
5	600	200	12		500	0,26
6	400	250	8		400	0,34
7	450	250	16		450	0,32
8	500	250	10		500	0,30
9	550	250	12		350	0,26
10	600	250	14		300	0,28
11	400	300	16		500	0,28
12	450	300	10		300	0,26
13	500	300	12		350	0,34
14	550	300	14		450	0,30
15	600	300	16		400	0,32
16	400	350	10		450	0,28
17	450	350	12		500	0,30
18	500	350	14		300	0,30
19	550	350	8		400	0,28
20	600	350	16		350	0,30
21	400	400	12		300	0,30
22	450	400	14		350	0,28
23	500	400	8		400	0,26
24	550	400	16		500	0,32
25	600	400	10		450	0,34
26	650	450	12		400	0,32
27	700	450	14		350	0,26
28	750	450	8		500	0,34
29	800	450	16		400	0,32
30	850	450	6		350	0,30

2.2 РАСЧЕТ ВРЕМЕНИ ПОДХОДА ФРОНТА СОРБЦИИ ПАВ К ЛИНИИ ОТБОРА

На этом занятии рассматривается закачка водного раствора ПАВ в нагнетательную скважину, расположенную в центре элемента эксплуатационного участка, например пятиточечная система заводнения. Вытеснение нефти водным раствором ПАВ описывается посредством

уравнений плоско-радиальной фильтрации. Для получения уравнения, описывающего распределения концентрации ПАВ в пласте используется уравнения материального баланса также рассматривается элемент пласта рисунок 2.1.

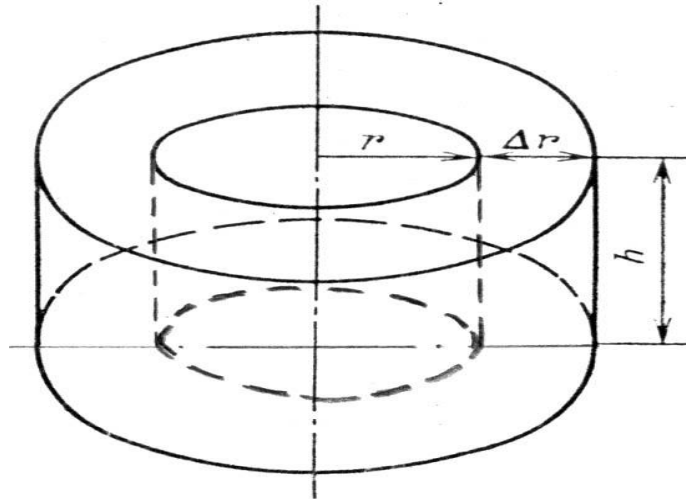


Рисунок 2.1 – Схема элемента пласта при плоскорадиальной фильтрации

Искомое равнение имеет вид:

$$\frac{dc}{dt} + \frac{q}{2\pi mh(1+\alpha)r} \frac{dc}{dr} = 0 \quad (2.4)$$

Задаваясь начальным и граничным условиями, после некоторых математических преобразований получим выражение для фронта сорбции

$$r_{\phi}(t) = \sqrt{r_c^2 \frac{qt}{m(1+\alpha)\pi h}} \quad (2.5)$$

Постановка задачи

В водонасыщенный участок пласта, имеющий $r_k = 200\text{м}$ и толщину $h = 10\text{м}$ и пористость $m = 0,2$, через центральную скважину радиусом $r_c = 0,1\text{м}$ закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией c_0 и темпом закачки $q = 250 \text{ м}^3/\text{сут}$. ПАВ интенсивно сорбируются пористой средой по закону Генри. $a(c) = \alpha c$, где $\alpha = 0,3$.

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

Методические указания по расчету искомых величин

Положение фронта ПАВ в момент времени t после его закачки в нагнетательную скважину можно определить по соотношению (2.2). Рисунок 4.1 – Схема элемента пласта при плоско-радиальной фильтрации

Дифференцируя обе части уравнения (2.5) по t , определяется скорость продвижения фронта ПАВ

$$v_c(t) = \frac{dr_\phi(t)}{dt} = \frac{q}{2m(1+\alpha)\pi h r_\phi(t)} \quad (2.6)$$

Таким образом, скорость продвижения фронта ПАВ в случае плоско-радиальной фильтрации падает с течением времени убывает обратно пропорционально $r_\phi(t)$.

Определяется время подхода фронта ПАВ к линии отбора. Для этого подставляется в соотношение (2.2) значение $r_\phi(t)=r_k$ и обе части полученного равенства возводятся в квадрат

$$t_* = \frac{m(1+\alpha)\pi h}{q} (r_k^2 - r_c^2) \approx \frac{m(1+\alpha)\pi h}{q} r_k^2 = \frac{0.2 * 1.3\pi 10}{0,00289} 200^2 = 3.58 \text{ года}$$

Ответ

Время подхода фронта сорбции ПАВ к линии отбора составит 3,58 года.

Варианты

№	$R, \text{ м}$	$b, \text{ м}$	$h, \text{ м}$	$m, \text{ доли ед.}$	$q, \text{ м}^3/\text{сут}$	$\alpha, \text{ доли ед}$
1	400	200	14	0,20	350	0,32
2	450	200	8		400	0,30
3	500	200	16		450	0,28
4	550	200	10		300	0,34
5	600	200	12		500	0,26
6	400	250	8		400	0,34
7	450	250	16		450	0,32
8	500	250	10		500	0,30
9	550	250	12		350	0,26
10	600	250	14		300	0,28
11	400	300	16		500	0,28
12	450	300	10		300	0,26
13	500	300	12		350	0,34
14	550	300	14		450	0,30
15	600	300	16		400	0,32
16	400	350	10		450	0,28
17	450	350	12		500	0,30
18	500	350	14		300	0,30
19	550	350	8		400	0,28
20	600	350	16		350	0,30
21	400	400	12		300	0,30
22	450	400	14		350	0,28
23	500	400	8		400	0,26

24	550	400	16		500	0,32
25	600	400	10		450	0,34
26	650	450	12		400	0,32
27	700	450	14		350	0,26
28	750	450	8		500	0,34
29	800	450	16		400	0,32
30	850	450	6		350	0,30

2.3. РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО ОБЪЕМА ОТОРОЧКИ ПАВ ДЛЯ ГАЛЕРЕИ

При закачке водного раствора ПАВ происходит не только сорбирование ПАВ на поверхности поровых каналов, но и обратный процесс – десорбция, растворение сорбированных ПАВ в воде. В рассматриваемом разделе считается, что сорбция и десорбция подчиняются закону Генри, рисунок 2.2

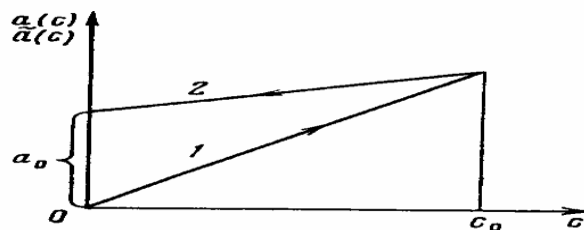


Рисунок 2.2 – График зависимости сорбции (1) и десорбции (2) ПАВ пористой породой (случай линейной изотермы сорбции и десорбции), a_0 – количество ПАВ, необратимо сорбированного породой.

Постановка задачи

В пласт, первоначально насыщенный водой с пористостью $m = 0,2$ и имеющий размеры $l = 500\text{м}$, $b = 30\text{м}$, $h = 10\text{м}$, закачивается оторочка ПАВ с концентрацией $c_0 = 0,001$ при расходе $q = 400\text{м}^3/\text{сут}$. Оторочка проталкивается водой с тем же расходом q . ПАВ адсорбируется пористой средой по закону, формула которого имеет вид $a(c) = \alpha c$, где $\alpha = 0,3$. На стадии проталкивания оторочки водой происходит десорбция ПАВ (т.е. обратное растворение части адсорбированного ПАВ в проталкиваемой воде) [4]:

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

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

Методические указания по расчету искомых величин

На стадии создания оторочки ПАВ решение известно (см. задачу 3):

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

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

$$\frac{dc}{dt} + \frac{q}{m(1 + \bar{\alpha})bh} \frac{dc}{dr} = 0$$

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

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

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

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

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

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

Получим

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

где v_T – скорость тыла оторочки, определяемая по соотношению:

$$v_\phi = \frac{q}{m(1 + \bar{\alpha})bh}$$

Характерное распределение концентрации ПАВ в пласте показано на рисунке 5.2.

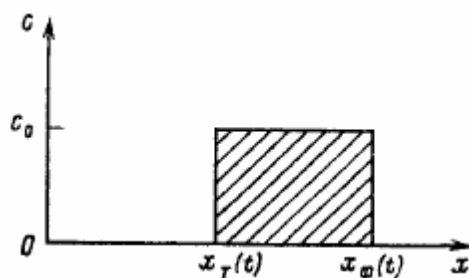


Рисунок 5.2 – Зависимость концентрации ПАВ в пласте при проталкивании оторочки раствора водой (случай линейных изотерм сорбции и десорбции)

c – концентрация ПАВ, $x_F(t)$ и $x_T(t)$ – соответственно положение фронта и тыла оторочки ПАВ в момент времени t ПАВ от расстояния.

Движение жидкостей – прямолинейно-параллельное. Время t_* создания оторочки определяется по формуле:

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

$$t_* = \frac{0.2 * 500 * 300 * 10}{400} * 0.2 = 4.11 \text{ года}$$

Объем оторочки ПАВ при этом составит:

$$V_{(om)} = \frac{qt_*}{1 + \alpha} = \frac{(\alpha - \bar{\alpha})}{1 + \alpha} V_{\text{пор}} = \frac{0,2}{1,3} V \approx 0.15 V_{\text{пор}}$$

Ответ.

Для условий нашей задачи оптимальным является объем оторочки ПАВ, равный 15 % порового объема пласта $V_{\text{пор}}$.

Варианты

№	$l, м$	$b, м$	$h, м$	m , доли ед.	q , м ³ /сут	α , доли ед
1	400	200	14	0,23	Определить лабораторным	0,32
2	450	200	8	0,21		0,30
3	500	200	16	0,27		0,28
4	550	200	10	0,19		0,34
5	600	200	12	0,25		0,26
6	400	250	8	0,25		0,34
7	450	250	16	0,23		0,32
8	500	250	10	0,21		0,30
9	550	250	12	0,27		0,26
10	600	250	14	0,19		0,28
11	400	300	16	0,19		0,28
12	450	300	10	0,25		0,26
13	500	300	12	0,23		0,34
14	550	300	14	0,21		0,30

15	600	300	16	0,27		0,32
16	400	350	10	0,27		0,28
17	450	350	12	0,19		0,30
18	500	350	14	0,25		0,30
19	550	350	8	0,23		0,28
20	600	350	16	0,21		0,30
21	400	400	12	0,21		0,30
22	450	400	14	0,27		0,28
23	500	400	8	0,19		0,26
24	550	400	16	0,25		0,32
25	600	400	10	0,23		0,34
26	650	450	12	0,21		0,32
27	700	450	14	0,23		0,26
28	750	450	8	0,25		0,34
29	800	450	16	0,26		0,32
30	850	450	6	0,25		0,30

3. РАСЧЕТ КОНЦЕНТРАЦИИ И КОЛИЧЕСТВА КИСЛОТЫ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНО КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ

Цель– получение навыков расчета концентрации и количества кислоты для проведения соляно кислотной обработки призабойной зоны скважины.

Теоретическая часть

Выберите концентрацию и количество реагентов, необходимое оборудование для проведения соляно кислотной обработки призабойной зоны скважины, составьте план обработки. Данные приведены в таблице №5.

Методические указания.

Для решения задачи необходимо изучить тему и рассмотреть решение типовых задач.

1. Для заданных условий принимают концентрацию кислоты и объем раствора.
2. Определяют общий необходимый объем раствора соляной кислоты:

$$V = V' \cdot h' \text{ м}^3 \quad (3.1)$$

где, V' - расход раствора HCl на 1 м толщины пласта, м^3

3. Количество концентрированной товарной соляной кислоты можно найти по формуле:

$$V_K = \frac{A \cdot x \cdot V(B - Z)}{BZ(A - x)}, \text{ м}^3 \quad (3.2)$$

где A и B – числовые коэффициенты, определяется по таблице,

x– выбранная концентрация солянокислотного раствора, %

Z – 27, 5 %-ная концентрация товарной кислоты.

Таблица 3.1 –Значения коэффициентов A и B:

z, x	B, A	z, x	B, A
5,15 - 12,19	214,0	29,95 – 31,52	227,5
13,19 - 18,11	218,0	32,10 – 33,40	229,5
19,06 – 24,78	221,5	34,42 - 37,22	232,0
25,75 – 29,57	226,0	-	-

4. При обработке скважин к раствору соляной кислоты добавляют различные реагенты (1, стр.410), выбирают их концентрацию.

а) Ингибиторы в количестве 0,01 % объема кислотного раствора, например, катапин А.

б) Стабилизаторы, например, уксусную кислоту в количестве:

$$V_{ук} = \frac{1000 \cdot b \cdot V}{c}, \text{ дм}^3;$$

где, b – процент добавки уксусной кислоты к объему раствора, принимаем 1,5 %;

c – концентрация уксусной кислоты, принимаем 80%.

в) Интенсификаторы, например, марвелан в количестве 1...1,5 % объема солянокислотного раствора.

г) Хлористый барий для удержания в растворенном состоянии продуктов реакции примесей раствора соляной кислоты с железом, цементом:

$$V_{хб} = 21,3 \cdot V \left(\frac{a \cdot x}{Z} \right) \cdot \frac{1}{\rho_{хб}} - , \text{ дм}^3;$$

где, a – содержание SO₃ в товарной соляной кислоте, a= 0,6 %

$\rho_{хб}$ – плотность хлористого бария, $\rho = 4 \text{ кг/дм}^3$.

5. Определяют количество воды необходимое для приготовления принятого объема соляно кислотного раствора:

$$V_v = V - V_k - \Sigma V_p, \text{ м}^3;$$

где ΣV_p - суммарный объем всех добавляемых реагентов к соляно кислотному раствору, м^3

6. Определяют количество раствора, закачиваемого при открытой задвижке затрубного пространства (при отсутствии пакера) в объеме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от башмака НКТ до подошвы пласта:

$$V' = 0,785 d_{об}^2 \cdot \lambda + 0,785 d_{вн}^2 (H - h) + 0,785 D_A^2 h.$$

7. Количество жидкости, которое заканчивают при закрытой задвижке затрубного пространства:

$$V'' = V - V', \text{ м}^3$$

8. Объем продавочной жидкости:

$$V_{пр} = V'$$

9. Выбирают необходимое оборудование (кислотный агрегат, автоцистерны), его количество, характеристики.

10. Выбирают режим работы агрегата. Для этого, задавшись производительностью агрегата (q) на II, III и IV передачах определяют необходимое давление нагнетания:

Наименование исходных данных	Варианты							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Глубина скважины Н, м	1500	1540	1580	1620	1660	1700	1740	1780
Эффективная мощность пласта h, м	10	12	14	16	18	20	10	12
Тип и состав породы продуктивного пласта	Плотные Трещиноватые известняки					Трещиновато-кавернозные известняки		
Проницаемость пород k, мм²	0,9							
Пластовое давление Р_{пл}, МПа	14,0	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	14,0
Внутренний диаметр скважины D_д, м	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
Диаметр НКТ d,мм	60	73	60	73	60	73	60	73
Температура пласта T_{пл}, °С	30	40	30	40	30	40	30	40
Диаметр водовода d_{об}, мм	60	60	60	60	60	60	60	60
Длина водовода l_{об},м	30	30	30	30	30	30	30	30
Наименование исходных данных	Варианты							
	9		10	11	12	13	14	15
Глубина скважины Н, м	1820		1860	1900	1940	1980	2000	2040
Эффективная мощность пласта h, м	14		16	18	20	10	12	14
Тип и состав породы продуктивного пласта	Трещиновато-кавернозные известняки			Доломитизированные песчаники				
Проницаемость пород k, мм²	0,76							

Пластовое давление $P_{пл}, \text{МПа}$	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	17,5
Внутренний диаметр скважины $D_{д}, \text{м}$	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
Диаметр НКТ $d, \text{мм}$	60	73	60	73	60	73	60
Температура пласта $T_{пл}, ^\circ\text{C}$	30	40	30	40	30	40	30
Диаметр водовода $d_{об}, \text{мм}$	60	60	60	60	60	60	60
Длина водовода $\lambda_{об}, \text{м}$	30	30	30	30	30	30	30

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

Цель – получение навыков определения основных технологических параметров разработки нефтяной залежи при вытеснении нефти двуокисью углерода.

Теоретическая часть

Прямолинейный пласт длиной $l = 500 \text{ м}$, шириной $b = 250 \text{ м}$, общей толщиной $h_0 = 15 \text{ м}$ предполагается разрабатывать путем вытеснения нефти оторочкой двуокиси углерода, продвигаемой водой. Коэффициент охвата пласта процессом $\eta_2 = 0,8$. Пористость пласта $m = 0,25$, вязкость насыщающей пласт нефти $\mu_H = 4 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$, вязкость углекислого газа в пластовых условиях $\mu_y = 0,05 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$, насыщенность связанной водой $s_{CB} = 0,05$. Нефть содержит 20 % по объему смол и асфальтенов. При вытеснении нефти оторочкой CO_2 смолы и асфальтены примерно наполовину вытесняются из пласта, а остальная их часть осаждается в пористой среде и не движется. Поэтому можно принять, что в водонасыщенной части пласта остаточная нефтенасыщенность (насыщенность смолами и асфальтенами) $s_H = 0,1$ и, следовательно, водонасыщенность $s = 0,9$.

Расход закачиваемой в пласт углекислоты и затем воды, приведенный к пластовым условиям, составляет $q = 400 \text{ м}^3/\text{сут}$, $K_\mu = 2,45 \cdot 10^5 \text{ м}/(\text{Па}\cdot\text{с})$.

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:

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

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

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

Определяем среднее количество CO_2 в зоне смеси ее с нефтью:

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

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:

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

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

Всего будет затрачен на оторочку объем CO_2 , равный:

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

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

ВАРИАНТЫ

Вариант	1	2	3	4	5
длина пласта / (м)	420	300	350	400	600
ширина пласта b (м)	240	180	200	300	550
нефтенасыщенная толщина h_0 (м)	17	10	19	24	29
Коэффициент охвата пласта процессом	0,77	0,8	0,69	0,85	0,71

вытеснения η_2					
Пористость m	0,20				
вязкость нефти в пластовых условиях μ_n (Па·с)	$5 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$
вязкость углекислого газа в пластовых условиях μ_y (Па·с)	$0,05 \cdot 10^{-3}$	$0,05 \cdot 10^{-3}$	$0,05 \cdot 10^{-3}$	$0,05 \cdot 10^{-3}$	$0,05 \cdot 10^{-3}$
насыщенность связанной водой $s_{св}$	0,07	0,06	0,05	0,08	0,077
Содержание смол и асфальтенов в нефти	22%	18%	16%	24%	12%

Требуется определить объем оторочки углекислоты $V_{ог}$ 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 СКОРОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА ПОЛИМЕРНЫМ РАСТВОРОМ

Цель— получение навыков определения основных технологических параметров вытеснения нефти из прямолинейного пласта полимерным раствором.

Теоретическая часть

При фильтрация водного раствора полимеров по мере увеличения градиента давления скорость его движения возрастает все медленнее по сравнению со скоростью воды по закону Дарси – проявляются дилатантные свойства полимеров.

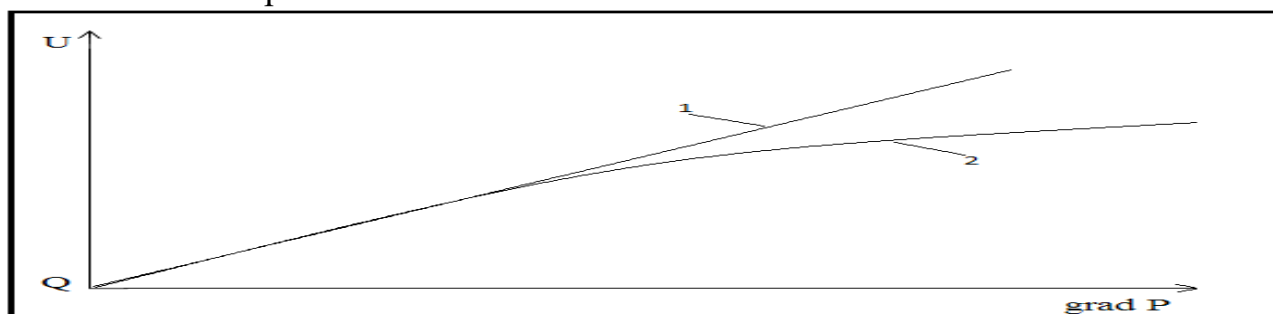


Рисунок 5.1 – Зависимость скоростей фильтрации воды и дилатантной жидкости от градиента давления $grad P$

Скорость фильтрации жидкости нелинейно зависит от изменения градиента давления, с каждым приращением градиента давления она возрастает все меньше и меньше. Формулу закона полимерного раствора можно представить в виде:

$$u = -k / \mu_{ВП} (gradP)^n, \quad (5.1)$$

Где $\mu_{ВП}$ - вязкость водного раствора полимера.

С учетом фактора сопротивления R эту формулу записывают так:

$$u = \left(-\frac{k}{\mu_{ВП} R} \right) gradP, \quad (5.2)$$

При фильтрации водного раствора полимера в пористой среде, перепад давления возрастает более динамично, чем это следует из закона Дарси. При этом, фильтрация водного раствора ПАА сопровождается его сорбцией с пористой средой. При незначительных концентрациях полимера в водном растворе можно пользоваться изотермой Генри. В результате сорбции полимеров с пористой средой в процессе вытеснения нефти образуется фронт сорбции. Впереди фронта сорбции полимера в пласте движется вода, практически не содержащая полимеров.

Рассмотрим эффективность применения полимерного вытеснения нефти из пласта:

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

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

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

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

Определим скорость фильтрации воды:

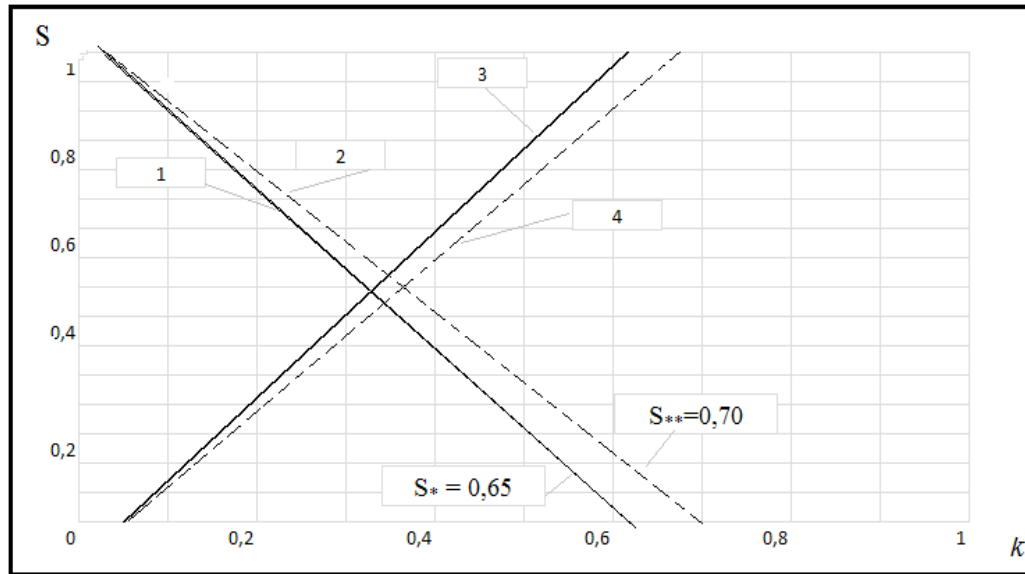
$$u = \frac{q}{bh} = \frac{800}{4000} = 0,2 \text{ м/сут} = 0,231 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}, \quad (5.3)$$

Отношение скорости фронта сорбции $w_{сop}$ к скорости фильтрации v равно:

$$\frac{w_{COP}}{V_B} = \frac{1}{(0,2 \cdot 0,65 + \frac{1}{0,25})} = 0,242, \quad (5.4)$$

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

$$\frac{v - m(S_1 - S_{CB}) \cdot W_{COP}}{m(S_1 - S_{CB}) \cdot W_{COP}} = \frac{0,231 \cdot 10^{-5} - 0,2 \cdot 0,65 \cdot 0,35 \cdot 10^{-3}}{0,2 \cdot 0,65 \cdot 0,35 \cdot 10^{-3}} \approx 50,51, \quad (5.5)$$



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

После подстановки цифровых значений величин, входящих в правую часть уравнения $\frac{v_{e2}}{v_{n2}} = \frac{v - m(s_1 - s_{св}) \cdot w_{cop}}{m(s_1 - s_{св}) \cdot w_{cop}} = \frac{k_e(s_2) \cdot \mu_n}{k_n(s_2) \cdot \mu_e}$, получим:

$$\frac{k_e(s_2) \cdot \mu_n}{k_n(s_2) \cdot \mu_e} = \frac{4(s_2 - 0,05)}{0,7 - s_2}, \quad (5.6)$$

Таким образом:

$$\frac{4(S_2 - 0,05)}{0,7 - S_2} = 31,49, \quad (5.7)$$

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

$$W_* = \frac{S_1 - S_2}{S_3 - S_2} = \frac{0,7 - 0,627}{0,65 - 0,6} \cdot 0,35 \cdot 10^{-6} = 1,111 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}, \quad (5.8)$$

Для того чтобы фронт вытеснения нефти преодолел длину пласта

потребуется: $t_* = \frac{l}{W_*} = \frac{200}{1,11} \cdot 10^6 = 2085 \text{ суток} = 5,71 \text{ года}$ (5.9)

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

концентрации полимера в воде 0,5 кг на 1 м³ в пласт будет введено 835 тонн полиакиламида.

ВАРИАНТЫ

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	0,18				
вязкость нефти в пластовых условиях μ_H (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)	0,27				

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)

6. ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ

Цель— получение навыков определения основных технологических параметров при увеличении нефтеотдачи пластов тепловыми методами

Теоретическая часть

К тепловым методом увеличения нефтеотдачи относится закачка в пласт теплоносителя (горячей воды или пара). За счет превышения температуры закачиваемого теплоносителя над пластовой температурой происходит передача тепла пластовым флюидам. Динамическая вязкость нефти снижается, увеличивается ее подвижность, глобулы нефти, «прилипшие» к поверхности поровых каналов, отрываются. Происходит тепловое расширение коллектора, нефти, воды, и что и ведет к увеличению нефтеотдачи.

Расчет температуры на забое нагнетательной скважины при закачке в пласт горячей воды

Постановка задачи

В нагнетательную скважину закачивается теплоноситель – горячая вода. Глубина скважины $H=1300\text{м}$; геотермический градиент $\Gamma_T=0,01^\circ\text{C}$; диаметр скважины $d_c=0,168\text{м}$; расход закачиваемой в пласт воды $q_v=500\text{м}^3/\text{сут}$; температура воды на устье $T_y=180^\circ\text{C}$. Теплопроводность окружающих скважину пород $\lambda_{оп}=2,33\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{K})$; температуропроводность пород $\chi_{оп}=8,55 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$; плотность воды $\rho_v=10^3 \text{ кг}/\text{м}^3$; теплоемкость воды $c_v=4,2\text{кДж}/(\text{кг} \cdot \text{K})$. На некоторой глубине под землей имеется некоторый слой пород, называемый нейтральным, в котором температура не зависит от климатических условий на поверхности. Температура нейтрального слоя $\theta_0 = 10^\circ\text{C}$. Требуется определить температуру T_z на забое нагнетательной скважины через один год после начала закачки в пласт горячей воды.

Методические рекомендации по расчету искомых величин

Температуру воды на забое скважины определяем по формуле А. Ю. Намиота:

$$T_z = \theta_0 + \frac{\Gamma_m}{\beta_0} (\beta_0 H - 1) + \left(T_y - \theta_0 + \frac{\Gamma_m}{\beta_0} \right) \exp(-\beta_0 H) \quad (6.1)$$

Где

$$\beta_0 = \frac{2\pi\lambda_{он}}{q_v c_v \rho_v \ln \frac{r(t)}{r_c}}$$
$$r(t) = 2\sqrt{\chi_{он} t}$$

При выводе формулы (6.1) предполагалось, что теплопроводность окружающих пород в направлении, перпендикулярном к оси скважины, равна реальной, а в направлении, параллельном ее оси, - нулю. Подставив исходные данные, получим

$$r(t) = 2\sqrt{8,55 \cdot 10^{-7} \cdot 3,15 \cdot 10^7} = 10,4\text{м};$$

$$\beta_0 = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 10^{-3}}{5,79 \cdot 10^{-3} \cdot 4,2 \cdot 1000 \cdot \ln \left(\frac{10,4}{0,082} \right)} = 1,75 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{м}}$$

$$T_z = 10 + \frac{0,01}{1,75 \cdot 10^{-4}} (1,75 \cdot 10^{-4} \cdot 1300 - 1) + \left(180 - 10 + \frac{0,01}{1,75 \cdot 10^{-4}} \right) \exp(-1,75 \cdot 10^{-4} \cdot 1300) = 146,7^\circ\text{C}$$

Ответ

Температура на забое нагнетательной скважины через один год после начала закачки в пласт горячей воды будет равна $146,7^\circ\text{C}$.

Варианты для самостоятельного решения задачи 6.1

№	H	Γ_T	d_c	q_B	T_y	$\lambda_{оп}$	$X_{оп}, 10^{-7}$	ρ_B	c_B	θ_0
1	1900	0,03	0,168	108	250	2,33	8,55	10^3	4,2	39
2	1900	0,03	0,168		245	2,33	8,5	10^3	4,2	38
3	1900	0,03	0,168		240	2,33	8,45	10^3	4,2	37
4	1800	0,03	0,168		235	2,33	8,4	10^3	4,2	36
5	1800	0,03	0,168		230	2,33	8,35	10^3	4,2	35
6	1800	0,03	0,168		225	2,3	8,3	10^3	4,2	34
7	1700	0,025	0,168		220	2,3	8,25	10^3	4,2	33
8	1700	0,025	0,168		215	2,3	8,2	10^3	4,2	32
9	1700	0,025	0,168		210	2,3	8,15	10^3	4,2	31
10	1600	0,025	0,168		205	2,3	8,1	10^3	4,2	30
11	1600	0,025	0,110		200	2,22	8,05	10^3	4,2	29
12	1600	0,025	0,110		195	2,22	8	10^3	4,2	28
13	1500	0,02	0,110		185	2,22	7,95	10^3	4,2	27
14	1500	0,02	0,110		180	2,22	7,9	10^3	4,2	26
15	1500	0,02	0,110		175	2,22	7,85	10^3	4,2	25
16	1400	0,02	0,110		170	2,2	7,8	10^3	4,2	24
17	1400	0,02	0,110		165	2,2	7,75	10^3	4,2	23
18	1400	0,02	0,110		160	2,2	7,7	10^3	4,2	22
19	1300	0,015	0,110		155	2,2	7,65	10^3	4,2	21
20	1300	0,015	0,110		150	2,2	7,6	10^3	4,2	20
21	1300	0,015	0,124		145	2,12	7,55	10^3	4,2	19
22	1200	0,015	0,124		140	2,12	7,5	10^3	4,2	18
23	1200	0,015	0,124		135	2,12	7,45	10^3	4,2	17
24	1200	0,015	0,124		130	2,12	7,4	10^3	4,2	16
25	1100	0,01	0,124		125	2,12	7,35	10^3	4,2	15
26	1100	0,01	0,124		120	2,1	7,3	10^3	4,2	14
27	1100	0,01	0,124		115	2,1	7,25	10^3	4,2	13
28	1000	0,01	0,124		110	2,1	7,2	10^3	4,2	12
29	1000	0,01	0,124		105	2,1	7,15	10^3	4,2	11
30	1000	0,01	0,124		100	2,1	7,1	10^3	4,2	10

6.2. Определение степени сухости пара на забое нагнетательной скважины

При вытеснении нефти из пласта паром для определения площади прогрева необходимо знать степень сухости пара на забое нагнетательной скважины.

Постановка задачи

С целью повышения нефтеотдачи пласта в нагнетательную скважину закачивается пар. Глубина скважины $H=250\text{м}$; диаметр скважины $d_c=0,143\text{м}$; темп нагнетания пара $q_n=500\text{т/сут}$; степень сухости пара на устье $X_y=0,8$; температура пара $T_n=250^\circ\text{C}$; средняя начальная температура в скважине $T_{cp}=15^\circ\text{C}$; скрытая теплота парообразования $\xi_n=1750\text{кДж/кг}$; теплопроводность окружающих скважину пород $\lambda_{оп}=8,1\text{Вт/(м} \cdot \text{К)}$; температуропроводность окружающих скважину пород $\chi_{оп}=2,89 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Требуется определить степень сухости пара на забое нагнетательной скважины через 1 год после начала закачки.

Методические рекомендации

Степень сухости пара на забое нагнетательных скважин можно вычислить, используя следующую зависимость:

$$X_3 = X_y - \frac{2\pi\lambda_{он}\Delta T_n H}{q_n r_n \ln \frac{d(t)}{d_c}} \quad (6.2)$$

$$d(t) = 4\sqrt{X_{он}t}$$

$$\Delta T_n = T_n - T_{cp}$$

X_3 — степень сухости пара на забое нагнетательной скважины через время t .
Тогда

$$\Delta T_n = 250 - 15 = 235 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$d(t) = 4\sqrt{2,89 \cdot 10^{-6} \cdot 3,154 \cdot 10^7} = 38,2 \text{ м}$$

Подставив в формулу соответствующие значения, получим

$$X_3 = 0,8 - \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 8,1 \cdot 10^{-3} \cdot 235 \cdot 250}{5,787 \cdot 1750 \cdot \ln \frac{38,2}{0,143}} = 0,747$$

Ответ

Степень сухости пара на забое нагнетательной скважины через 1 год после начала закачки будет равна 0,747.

Варианты для самостоятельного решения задачи 6.2

№	H	X_y	d_c	q_n	T_n	$\lambda_{он}$	$X_{он}, 10^{-6}$	T_{cp}	ξ_n
1	650	0,93	0,168	97	250	8,55	2,33	39	2450
2	650	0,93	0,168		245	8,5	2,33	38	2400
3	650	0,93	0,168		240	8,45	2,33	37	2350
4	600	0,93	0,168		235	8,4	2,33	36	2300
5	600	0,93	0,168		230	8,35	2,33	35	2250
6	600	0,93	0,168		225	8,3	2,3	34	2200
7	550	0,92	0,168		220	8,25	2,3	33	2150
8	550	0,92	0,168		215	8,2	2,3	32	2100
9	550	0,92	0,168		210	8,15	2,3	31	2050
10	500	0,92	0,168		205	8,1	2,3	30	2000
11	500	0,92	0,110		200	8,05	2,22	29	1950
12	500	0,92	0,110		195	8	2,22	28	1900
13	450	0,82	0,110		185	7,95	2,22	27	1850
14	450	0,82	0,110		180	7,9	2,22	26	1800

15	450	0,82	0,110		175	7,85	2,22	25	1750
16	400	0,82	0,110		170	7,8	2,2	24	1700
17	400	0,82	0,110		165	7,75	2,2	23	1650
18	400	0,82	0,110		160	7,7	2,2	22	1600
19	350	0,85	0,110		155	7,65	2,2	21	1550
20	350	0,85	0,110		150	7,6	2,2	20	1500
21	350	0,85	0,124		145	7,55	2,12	19	1450
22	300	0,85	0,124		140	7,5	2,12	18	1400
23	300	0,85	0,124		135	7,45	2,12	17	1350
24	300	0,85	0,124		130	7,4	2,12	16	1300
25	250	0,8	0,124		125	7,35	2,12	15	1250
26	250	0,8	0,124		120	7,3	2,1	14	1200
27	250	0,8	0,124		115	7,25	2,1	13	1150
28	200	0,8	0,124		110	7,2	2,1	12	1100
29	200	0,8	0,124		105	7,15	2,1	11	1050
30	200	0,8	0,124		100	7,1	2,1	10	1000

Перечень тем для самостоятельной работы

№ п/ п	Номер раздела дисциплин ы	Объем, час.		Тема
		ОФО	ЗФО	
1	1	7	16	Классификация методов повышения нефтеотдачи пластов
2	2	7	16	Заводнение нефтяных залежей как метод повышения нефтеотдачи
3	3	7	16	Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами
4	4	7	16	Вытеснение нефти с использованием кислотных и щелочных растворов
5	5	7	16	Вытеснение нефти из пласта оторочкой двуокиси углерода
6	6	7	16	Применение биополимеров для увеличения нефтеотдачи
7	7	7	17	Тепловые методы воздействия на пласт
Итого		49	113	X

Организация СРС

Процесс организации самостоятельной работы обучающихся включает в себя следующие этапы:

– подготовительный (определение целей, составление программы, подготовка методического обеспечения, подготовка оборудования);

- основной (реализация программы, использование приемов поиска информации, усвоения, переработки, применения, передачи знаний, фиксирование результатов, самоорганизация процесса работы);
- заключительный (оценка значимости и анализ результатов, их систематизация, оценка эффективности программы и приемов работы, выводы о направлениях оптимизации труда).

Общие рекомендации по организации самостоятельной работы

Основной формой самостоятельной работы обучающихся является изучение конспекта лекций, их дополнение, рекомендованной литературы, активное участие на практических занятиях. Но для успешной учебной деятельности, ее интенсификации, необходимо учитывать следующие субъективные факторы:

1. Наличие умений, навыков умственного труда.
2. Специфика познавательных психических процессов: внимание, память, речь, наблюдательность, интеллект и мышление. Слабое развитие каждого из них становится серьезным препятствием в учебе.
3. Хорошая работоспособность, которая обеспечивается нормальным физическим состоянием.
4. Соответствие избранной деятельности, профессии индивидуальным способностям. Необходимо выработать у себя умение саморегулировать свое эмоциональное состояние и устранять обстоятельства, нарушающие деловой, настрой, мешающие намеченной работе.
5. Овладение оптимальным стилем работы, обеспечивающим успех в деятельности. Чередование труда и пауз в работе, периоды отдыха, индивидуально обоснованная норма продолжительности сна, предпочтение вечерних или утренних занятий, стрессоустойчивость на экзаменах и особенности подготовки к ним,
6. Уровень требований к себе, определяемый сложившейся самооценкой.

Адекватная оценка знаний, достоинств, недостатков - важная составляющая самоорганизации человека, без нее невозможна успешная работа по управлению своим поведением, деятельностью.

Одна из основных особенностей обучения в высшей школе заключается в том, что постоянный внешний контроль заменяется самоконтролем, активная роль в обучении принадлежит уже не столько преподавателю, сколько обучающемуся.

Рекомендации для обучающихся по отдельным формам самостоятельной работы

Работа с книгой. При работе с книгой необходимо подобрать литературу, научиться правильно ее читать, вести записи. Для подбора

литературы в библиотеке используются алфавитный и систематический каталоги.

Важно помнить, что рациональные навыки работы с книгой - это всегда большая экономия времени и сил. Правильный подбор учебников рекомендуется преподавателем, читающим лекционный курс. Необходимая литература может быть также указана в методических разработках по данному курсу.

Различают два вида чтения; первичное и вторичное. *Первичное* - это внимательное, неторопливое чтение, при котором можно остановиться на трудных местах. После него не должно остаться ни одного непонятого слова. Содержание не всегда может быть понятно после первичного чтения.

Задача *вторичного* чтения полное усвоение смысла целого (по счету это чтение может быть и не вторым, а третьим или четвертым).

Правила самостоятельной работы с литературой

Как уже отмечалось, самостоятельная работа с учебниками и книгами (а также самостоятельное теоретическое исследование проблем, обозначенных преподавателем на лекциях) – это важнейшее условие формирования у себя научного способа познания. Основные советы здесь можно свести к следующим:

- Составить перечень книг, с которыми Вам следует познакомиться.
- Сам такой перечень должен быть систематизированным (что необходимо для семинаров, что для экзаменов, что пригодится, а что Вас интересует за рамками официальной учебной деятельности, то есть что может расширить Вашу общую культуру...).
- Обязательно выписывать все выходные данные по каждой книге. Разобраться для себя, какие книги (или какие главы книг) следует прочитать более внимательно, а какие – просто просмотреть.
- Естественно, все прочитанные книги, учебники и статьи следует конспектировать, но это не означает, что надо конспектировать «все подряд»: можно выписывать кратко основные идеи автора и иногда приводить наиболее яркие и показательные цитаты (с указанием страниц).

Выделяют четыре основные установки в чтении научного текста:

1. Информационно-поисковый (задача – найти, выделить искомую информацию)
2. Усваивающая (усилия читателя направлены на то, чтобы как можно полнее осознать и запомнить, как сами сведения, излагаемые автором, так и всю логику его рассуждений)
3. Аналитико-критическая (читатель стремится критически осмыслить материал, проанализировав его, определив свое отношение к нему)
4. Творческая (создает у читателя готовность в том или ином виде – как отправной пункт для своих рассуждений, как образ для действия по аналогии и т.п. – использовать суждения автора, ход его мыслей, результат наблюдения, разработанную методику, дополнить их, подвергнуть новой проверке).

Основные виды систематизированной записи прочитанного:

1. Аннотирование – предельно краткое связное описание просмотренной или прочитанной книги (статьи), ее содержания, источников, характера и назначения;
2. Планирование – краткая логическая организация текста, раскрывающая содержание и структуру изучаемого материала;
3. Тезирование – лаконичное воспроизведение основных утверждений автора без привлечения фактического материала;
4. Цитирование – дословное выписывание из текста выдержек, извлечений, наиболее существенно отражающих ту или иную мысль автора;
5. Конспектирование – краткое и последовательное изложение содержания прочитанного.

Конспект – сложный способ изложения содержания книги или статьи в логической последовательности. Конспект аккумулирует в себе предыдущие виды записи, позволяет всесторонне охватить содержание книги, статьи. Поэтому умение составлять план, тезисы, делать выписки и другие записи определяет и технологию составления конспекта. **Самопроверка.** После изучения определенной темы по записям в конспекте и учебнику, а также решения достаточного количества соответствующих задач на практических занятиях и самостоятельно обучающемуся рекомендуется, используя лист опорных сигналов, воспроизвести по памяти определения, выводы формул, формулировки основных положений и доказательств. **Консультации.** Если в процессе самостоятельной работы над изучением теоретического материала у обучающегося возникают вопросы, разрешить которые самостоятельно не удастся, необходимо обратиться к преподавателю для получения у него разъяснений или указаний. В своих вопросах обучающийся должен четко выразить, в чем он испытывает затруднения, характер этого затруднения. За консультацией следует обращаться и в случае, если возникнут сомнения в правильности ответов на вопросы самопроверки.

Подготовка к экзамену. Вначале следует просмотреть весь материал по сдаваемой дисциплине, отметить для себя трудные вопросы. Обязательно в них разобраться. В заключение еще раз целесообразно повторить основные положения, используя при этом листы опорных сигналов.

Список литературы

1. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам/ С.И. Иванов. – Москва, «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 565с. – Текст : непосредственный.
2. Лушпеев В.А. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений/ В.А. Лушпеев. – Тюмень, ТюмГНГУ, 2011. – 245с. – Текст : непосредственный.
3. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов/ М. Л. Сургучев – Москва, «Недра» 1985. – 308с. – Текст : непосредственный.

4. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти/ В.И. Щуров– Москва, «Альянс» 2009. – 510с. – Текст : непосредственный.

5. Юшков И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений/ И.Р. Юшков. – Пермь, Изд-во Перм. нац. исслед. политехн.ун-та, 2013. – 177 с. – Текст : непосредственный.

7.3 Примерный список вопросов, включенных в экзаменационные билеты

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение
высшего образования
«Югорский государственный университет»
Индустриальный институт
Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Вопросы к экзамену по дисциплине « Методы увеличения нефтеотдачи»

1. Интенсификация притока жидкости к забою скважины.
2. Механизм снижения проницаемости ПЗП.
3. Классификация методов увеличения продуктивности
4. Способы определения продуктивности скважин
5. Оценка состояния ПЗП и выбор метода воздействия.
6. Классификация методов воздействия на ПЗП.
7. Химические методы воздействия на ПЗП - простые СКО.
8. Химические методы воздействия на ПЗП - СКО под давлением.
9. Химические методы воздействия на ПЗП - глинокислотные обработки (ГКО).
10. Химические методы воздействия на ПЗП - пенокислотные обработки.
11. Химические методы воздействия на ПЗП - термокислотные и термохимические. обработки.
12. Химические методы воздействия на ПЗП - обработки нефтекислотными эмульсиями.
13. Химические методы воздействия на ПЗП - ацетоно- кислотные обработки.
14. Химические методы воздействия на ПЗП - обработки уксусной кислотой.
15. Химические методы воздействия на ПЗП - обработки серной кислотой.
16. Химические методы воздействия на ПЗП - обработки кремнийфтористооводородной кислотой.
17. Химические методы воздействия на ПЗП - обработки сульфатной кислотой.
18. Гидравлический разрыв пласта - сущность метода ГРП.
19. Гидравлический разрыв пласта - оборудование применяемое при ГРП.
20. Гидравлический разрыв пласта - жидкости и материалы для ГРП.
21. Гидравлический разрыв пласта - технология ГРП.
22. Гидравлический разрыв пласта - подбор скважин для ГРП.
23. Гидровибровоздействие на ПЗП - применяемое оборудование.
24. Гидровибровоздействие на ПЗП - технология воздействия.
25. Гидровибровоздействие на ПЗП - область применения гидровибровоздействия.
26. Физические методы воздействия на ПЗП - акустическое воздействие на ПЗП.

27. Физические методы воздействия на ПЗП - применяемая технология.
28. Физико- химические методы воздействия на ПЗП - типы применяемых ПАВ.
29. Физико- химические методы воздействия на ПЗП - технология обработки растворами ПАВ.
30. Тепловые методы воздействия ПЭП - паротепловые обработки.
31. Тепловые методы воздействия ПЭП - обработки горячей нефтью, горячей водой.
32. Тепловые методы воздействия ПЭП – электропрогрев.
33. Тепловые методы воздействия ПЭП - область применения тепловых методов.
34. Комбинированные методы воздействия на ПЗП.
35. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи (классификация методов).
36. Физико- химические методы повышения нефтеотдачи.
37. Критерии выбора скважин-кандидатов для зарезки бокового ствола
38. Расчет дебита одиночной горизонтальной скважины
39. Расчет дебитов группы скважин с боковым стволом
40. Определение эффективности методов увеличения продуктивности
41. Состав рабочего кислотного раствора для обработки призабойных зон скважин
42. Охрана труда и техника безопасности на кустовых площадках при реализации методов направленных на увеличение продуктивности скважин.

8 Материально-техническое и учебно-методическое обеспечение дисциплины

8.1 Перечень учебной литературы

Наименование печатных и (или) электронных учебных изданий, методические издания, периодические издания по всем входящим в реализуемую образовательную программу учебным предметам, курсам, дисциплинам (модулям) <i>в соответствии с рабочими программами дисциплин, модулей, практик</i>		Количество экземпляров	Обеспеченность студентов учебной литературой (экземпляров на одного студента)
Электронные учебные издания, имеющиеся в электронном каталоге электронно-библиотечной системы	Липаев, А. А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов / А. А. Липаев, . - Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов, 2025-07-01. - Москва, Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2019. - 484 с.	1	1
	Нескоромных, Вячеслав Васильевич. Бурение скважин : Учебное пособие / В. В. Нескоромных. - 1. - Москва : ООО "Научно-издательский центр ИНФРА-М", 2025. - 352 с.	1	1
	Дьячук, И. А. Разработка нефтяных месторождений	1	1

	на поздней стадии при заводнении : учебное пособие / И. А. Дьячук, Д. К. Сагитов. - Уфа : УГНТУ, 2023. - 207 с.		
	Дацюк, И. О. Разработка газовых месторождений : учебное пособие (курс лекций) / И. О. Дацюк, Т. В. Гилеб, А. Е. Верисокин, . - Разработка газовых месторождений, 2029-10-01. - Ставрополь : Северо-Кавказский федеральный университет, 2019. - 96 с.	1	1

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

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

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

Adobe Acrobat DC;
 MathType;
 Mathcad;
 Антивирус DrWeb;

КОМПАС-3D V18-19;
КОМПАС-3D V18-19;

8.4 Материально-техническое обеспечение дисциплины

8.4.1 Учебная аудитория лекционного типа

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

8.4.2 Учебная аудитория для проведения практических занятий

учебная мебель, учебная доска

8.4.3 Учебная аудитория для самостоятельной работы

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

8.4.4 Компьютерный класс

учебная мебель, учебная доска, компьютеры с доступом в Интернет

