

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

Гидравлика и подземная гидромеханика

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					86	66					152
Контроль						18					18
Дистанционные лекции					10	10					20
Дистанционные практические занятия					12	14					26
Форма контроля					Зачёты	Экзамены					-
Итого:					108	108					216
з.е.					3	3					6

Ханты-Мансийск, 2026 год
(город)

Предисловие

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

2. Разработчик(и):

Кандидат наук

ученая степень, ученое звание
(при наличии)

(подпись)

А. П. Янукян

(И. О. Фамилия)

3. Согласовано:

Руководитель
образовательной
программы по
направлению подготовки
21.03.01 Нефтегазовое
дело

(подпись)

Г. В. Газя

(И. О. Фамилия)

4. Утверждаю:

Руководитель
структурного
подразделения
Индустриальный институт
(г. Нефтеюганск)

(подпись)

А. П. Янукян

(И. О. Фамилия)

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

Идентификатор документа: 95209



Подписант



Янукян Арам Погосович

Дата подписания

13.05.2026 14:20:50



Газя Геннадий Владимирович

13.05.2026 14:25:39

1 Цель освоения дисциплины

Целью освоения дисциплины является целью дисциплины является формирование знаний, умений и навыков у обучающихся, способных ставить и решать научно-практические задачи, квалифицированно и компетентно оценивать правильность решений при описании фильтрации жидкостей в пористых и трещинных горных породах при разработке нефтегазовых залежей.

2 Место дисциплины в структуре ОПОП

Дисциплина относится к обязательной части блока Б1 учебного плана, модуля «Инженерный модуль».

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	
ОПК-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	ОПК-1.1 3-1: Физико-химические свойства углеводородного сырья, классификации нефти и газа, химических реагентов; понимать закономерности физико-химических процессов, происходящих при образовании нефти и газа. Методы исследования нефти, основные способы переработки нефти и газа. Базовые представления общей, динамической, структурной и региональной геологии, стратиграфии, геотектоники и литологии, геологии нефти и газа, промысловой геологии; Свойства горных пород. Законы гидравлики, гидромеханики, способы решения задач, относящихся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания, современные проблемы подземной флюидодинамики; параметры коллекторов, законы фильтрации флюидов в пористых и трещиноватых горных породах, методы решения задач подземной гидромеханики на основе математического, физического и аналогового моделирования. Основные физические явления и

	основные законы физики; границы их применимости, применение законов в важнейших практических приложениях; основные физические величины и физические константы, их определение, смысл, способы и единицы их измерения; основные теоремы равновесия для плоских и пространственных систем сил, основные теоремы кинематики точки и системы, плоскопараллельное движение твердого тела, основные теоремы динамики точки и системы, основные положения аналитической механики. ОПК-1.2 З-1: Принципиальные особенности моделирования математических, физических и химических процессов, предназначенные для конкретных технологических процессов; принципы совершенствования производственных процессов с использованием экспериментальных данных и результатов моделирования ОПК-1.1 У-1: Определять комплекс аналитических методов для получения информации о составе нефти и газа при решении производственных задач добычи, транспортировки, хранения углеводородного сырья. Проводить сопоставление физических свойств нефти, нефтепродуктов и газа с их составом. Использовать основные законы термодинамики и теплопередачи при решении профессиональных задач. Выбирать методы измерений количества нефти, нефтепродуктов и газа, вычислять погрешности измерений. Объяснять, анализировать и характеризовать геологические процессы и явления. Выполнять гидродинамические расчеты, применяемые при проектировании и анализе разработки нефтяных и газовых месторождений; решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности,
--	---

	применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общетехнические знания; выбирать и применять соответствующие методы моделирования физических, химических, и технологических процессов. Объяснить основные наблюдаемые природные и технологические явления и эффекты с позиций фундаментальных физических взаимодействий и механических процессов; истолковывать смысл физических величин и понятий; составлять расчетные схемы для элементов конструкций; использовать различные методики физических измерений и обработки экспериментальных данных; использовать методы физического и математического моделирования и анализа к решению конкретных естественнонаучных и технических проблем ОПК-1.2 У-1: Систематизировать, анализировать и отбирать необходимую информацию для математического анализа; выбирать и применять соответствующие математические методы моделирования физических, химических и технологических процессов в нефтегазовой отрасли ОПК-1.1 В-1: Навыками разработки схемы лабораторных исследований; практическими приемами отбора образцов для лабораторного исследования; правильной эксплуатации основных приборов и оборудования современной лаборатории; обработки и интерпретирования результатов эксперимента. Навыками чтения и построения геологической графики, определения основных горных пород, интерпретации геолого-промысловой информации. Навыками решения прикладных задач гидравлики и гидромеханики,
--	--

		встречающихся в нефтегазовом деле; методами подземной гидромеханики для обеспечения рационального использования эксплуатируемых месторождений нефти и газа. Навыками использования основных общезначимых законов и принципов в важнейших практических приложениях; применения основных методов физико-математического анализа для решения естественнонаучных задач; навыками применения классических методов механики к анализу математических моделей формализованных материальных объектов. ОПК-1.2 В-1: Опыт анализ геолого-промысловой информации на непротиворечивость и достоверность; математического описания и анализа геологических процессов и явлений; навыками моделирования нефтегазовых залежей по геолого-геофизическим материалам
--	--	--

4 Структура и содержание дисциплины

Общая трудоемкость дисциплины составляет 6 зачетных единиц, 216 часов.

№ п/п	Тема	Трудоемкость по видам учебной работы, час					Код компетенции	Оценочные средства
		Занятия лекционного типа	Практические занятия	Лабораторные занятия	Консультации	Самостоятельная работа		
5 семестр								
1	Изучение приборов для замера давления. Единицы измерения. Класс точности	2	2			16	ОПК-1.	Практическое задание.

2	Измерение и расчет гидростатического давления	2	2			16	ОПК-1.	Практическое задание.
3	Изучение ламинарного и турбулентного режимов течения жидкости	2	2			16	ОПК-1.	Практическое задание.
4	Определение местных сопротивлений (диафрагма, внезапное сужение и расширение потока)	2	2			18	ОПК-1.	Практическое задание.
5	Определение опытным путем слагаемых уравнения Д. Бернулли	2	4			20	ОПК-1.	Практическое задание.
Итого 5 семестр.		10	12			86	–	–
6 семестр								
6	Основные законы фильтрации	1	2			6	ОПК-1.	Практическое задание.
7	Линейный закон фильтрации Дарси	1	1			4	ОПК-1.	Практическое задание.
8	Пределы применимости закона Дарси. Нелинейные законы фильтрации. Критерий Рейнольдса	1	1			4	ОПК-1.	Практическое задание.
9	Одномерное движение несжимаемой жидкости; расчет пьезометрического уровня	1	1			4	ОПК-1.	Практическое задание.
10	Одномерное движение несжимаемой жидкости, распределение давления в пласте	1	1			4	ОПК-1.	Практическое задание.
11	Определение весового дебита газовой скважины	1	1			4	ОПК-1.	Практическое задание.
12	Определение фазовых проницаемостей	1	1			4	ОПК-1.	Практическое задание.

13	Подготовка горной породы к исследованиям	1	1			4	ОПК-1.	Практическое задание.
14	Исследование физических свойств горных пород		1			6	ОПК-1.	Практическое задание.
15	Определение открытой пористости горных пород		1			6	ОПК-1.	Практическое задание.
16	Определение абсолютной проницаемости горных пород		1			8	ОПК-1.	Практическое задание.
17	Определение карбонатности горных пород	1	1			6	ОПК-1.	Практическое задание.
18	Определение количества пластовых флюидов в породе	1	1			6	ОПК-1.	Практическое задание.
Итого 6 семестр.		10	14			66	–	–
Итого		20	26			152	–	

5 Образовательные технологии, используемые при различных видах учебной работы

№ темы	Образовательная технология
1-18	Дистанционные технологии
1-18	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: зачёты, экзамены.

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

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

Учебно-методические материалы для самостоятельной работы обучающихся из числа инвалидов и лиц 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	Изучение приборов для замера давления. Единицы измерения. Класс точности	15
2	Измерение и расчет гидростатического давления	15
3	Изучение ламинарного и турбулентного режимов течения жидкости	10
4	Определение местных сопротивлений (диафрагма, внезапное сужение и расширение потока)	15
5	Определение опытным путем слагаемых уравнения Д. Бернулли	15
		70
Обязательный уровень (промежуточная аттестация)		
6	Зачёты	30
		30
	Итого	100
Дополнительный уровень		
7	Решение ситуационных задач	15
		15

Шкала оценивания результатов по балльной системе (зачёты):

Зачтено с 50 по 100 баллов;

Не зачтено с 0 по 49 баллов.

7.2 Технологическая карта дисциплины 6-й семестр

№ п/п	Название темы	Максимальное количество баллов
Обязательный уровень (текущая аттестация)		
1	Основные законы фильтрации	5
2	Линейный закон фильтрации Дарси	5
3	Пределы применимости закона Дарси. Нелинейные законы фильтрации. Критерий Рейнольдса	5
4	Одномерное движение несжимаемой жидкости; расчет пьезометрического уровня	5
5	Одномерное движение несжимаемой жидкости, распределение давления в пласте	5
6	Определение весового дебита газовой скважины	5
7	Определение фазовых проницаемостей	5
8	Подготовка горной породы к исследованиям	5
9	Исследование физических свойств горных пород	5
10	Определение открытой пористости горных пород	5
11	Определение абсолютной проницаемости горных пород	5
12	Определение карбонатности горных пород	5
13	Определение количества пластовых флюидов в породе	10
		70
Обязательный уровень (промежуточная аттестация)		
14	Экзамены	30

		30
Итого		100
Дополнительный уровень		
15	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.

7.3 Примерный комплект практических заданий

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
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»

Гидравлика и подземная гидромеханика

Составитель *А.П. Януян*,
кандидат экономических наук

Гидравлика и подземная гидромеханика: методические указания к практическим, лабораторным работам и организации самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Гидравлика и подземная гидромеханика» для обучающихся специальности 21.03.01 «нефтегазовое дело» всех форм обучения / сост. А.П. Янукян.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Цель и задачи дисциплины.....	4
2. Место дисциплины в структуре ОПОП.....	4
3. Результаты обучения по дисциплине.....	4
4. Практическая работа №1 Основные законы фильтрации.....	7
5. Практическая работа №2 Линейный закон фильтрации Дарси.....	9
6. Практическая работа №3 Пределы применимости закона Дарси. Нелинейные законы фильтрации. Критерий Рейнольдса.....	9
7. Практическая работа №4 Одномерное движение несжимаемой жидкости; расчет пьезометрического уровня.....	10
8. Практическая работа №5 Одномерное движение несжимаемой жидкости, распределение давления в пласте.....	10
9. Практическая работа №6 Определение весового дебита газовой скважины..	11
10. Практическая работа №7 Определение фазовых проницаемостей.....	11
11. Практическое занятие №8 ПОДГОТОВКА ГОРНОЙ ПОРОДЫ К ИССЛЕДОВАНИЯМ.....	12
12. Практическое занятие №9 ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД.....	15
13. Практическое занятие №10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД.....	18
14. Практическое занятие №11 ОПРЕДЕЛЕНИЕ АБСОЛЮТНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД.....	20
15. Практическое занятие №12 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАРБОНАТНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД.....	23
16. Практическое занятие №13 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ПОРОДЕ.....	26
17. Организация СРС.....	32
18. Общие рекомендации по организации самостоятельной работы.....	32
19. Рекомендации для обучающихся по отдельным формам самостоятельной работы.....	32
20. Правила самостоятельной работы с литературой.....	33
21. Список литературы.....	34

Практическая работа №1 Основные законы фильтрации

Определить объемный $Q \left[\frac{м^3}{сут} \right]$ и массовый $Q_m \left[\frac{т}{сут} \right]$ дебиты совершенной нефтяной скважины радиусом r_c .

В пласте радиусом R_k , происходит установившаяся плоскорадиальная фильтрация жидкости по закону Дарси. Плотность нефти ρ_n , коэффициент динамической вязкости μ_n . Давление на контуре питания P_k , давление на забое скважины p_c , коэффициент проницаемости пласта k , мощность пласта h .

Найти коэффициент фильтрации нефти $k_f \left[\frac{см}{с} \right]$, продуктивность пласта $\eta \left[\frac{м^3}{сут.ат.} \right]$, построить индикаторную линию скважины.

Как измениться дебит скважины Q при увеличении радиуса скважины вдвое?

1. Движение происходит по закону Дарси.
2. Фильтрация происходит по закону Краснопольского.

Входные данные для расчета взять из таблицы №1, согласно варианту, указанного преподавателем.

Показать графически распределение давления $P = f(r)$ и напора $H = f(r)$ в условиях задания 1.

Методические указания

Фильтрацией называется движение жидкостей, газов и их смесей в пористых и трещиноватых средах.

Фильтрация жидкостей и газов по сравнению с движением в трубах и каналах происходит по достаточно малым в поперечных размерах поровым каналам при очень малых скоростях движения жидкостей.

Поток будет плоскорадиальным при притоке к совершенной скважине радиуса r_c , расположенной в центре ограниченного горизонтального цилиндрического пласта мощностью h и радиусом R_k . При плоскорадиальном движении векторы скорости фильтрации направлены по радиусам к оси скважины, поэтому давление и скорость фильтрации зависят только от радиуса.

На контуре питания пласта и на забое скважины поддерживаются постоянные давления p_k и p_c соответственно. По пористости и проницаемости пласт однороден, фильтрация происходит по линейному закону Дарси, тогда объемный дебит скважины определяется по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu_n} \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \left[\frac{м^3}{с} \right]$$

$$Q_M = \rho_n Q, \quad \left[\frac{\text{кг}}{\text{с}} \right]$$

При нарушении закона Дарси при притоке к совершенной скважине, фильтрация происходит по закону Краснопольского и объемный дебет определяется по формуле:

$$Q = 2 \pi h \sqrt{\frac{r_c}{b}} \Delta p, \text{ где } b = h \text{ м}$$

где b – величина, на которую вскрыт пласт.

В задании проницаемость пласта дана в миллидарси.

$$1 \text{ Д} = 1000 \text{ мД} = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Коэффициент фильтрации связан с коэффициентом проницаемости зависимостью

$$k_\phi = \rho g \frac{k}{\mu_n}, \quad \left[\frac{\text{м}}{\text{с}} \right]$$

Значение коэффициента фильтрации необходимо перевести в $\frac{\text{см}}{\text{с}}$. Объемный дебит

Q перевести в $\left[\frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \right]$ и определить продуктивность пласта по формуле:

$$\eta = \frac{Q}{\Delta P}$$

Индикаторная диаграмма скважины при фильтрации жидкости по закону Дарси – прямая, описываемая уравнением:

$$Q = \eta \cdot \Delta p$$

т.е. представляет собой зависимость Q от перепада давления на забое и контуре.

Распределение давления вдоль радиуса пласта определяют:

$$P = P_K - \frac{\mu_n Q}{2 \pi k h} \ln \frac{R_K}{r}, \quad [\text{Па}]$$

распределение напора:

$$H = \frac{P}{\rho g}, \quad [\text{м}]$$

Кривые распределения давления и напора называют **депрессивными линиями давления и напора**. При построении линий депрессии, необходимо определить напор **на забое скважины** и **на контуре питания**, т.е. H_c и H_K при P_c и P_K .

Промежуточные значения P и H определить при $r = 0.2; 0.3; 0.5; 1; 2; 5; 1/2 R_K$. Полученные данные представить в виде таблицы 2.

При приближении к скважине градиент давления и напора резко возрастает, максимального значения достигает на стенке скважины, т.е. основная часть депрессии сосредоточена в призабойной зоне скважины.

Графическая зависимость $P = f(r)$ – логарифмическая кривая, которую следует строить в пределах $r = r_c \div 5 \text{ м}$ на схематическом чертеже скважины и пласта.

Варианты для самостоятельного решения

вариант	k, мД	h, м	R _{пл} , МПа	R _{зб} , МПа	R _к , м	гс, м	μ, мПа·с	ρ _н , кг/м ³
1	80	8	30	27	500	0,073	5,4	788
2	65	9	30	27	230	0,073	6,1	798
3	12	12	30	24	456	0,073	3,2	811
4	14	17	30	27	250	0,073	2,8	822
5	123	12	30	23	600	0,073	2,0	756
6	19	10	30	27	550	0,073	1,66	788
7	457	24	30	28	420	0,073	3,2	798
8	56	15	30	27	380	0,073	4,2	811
9	978	12	30	25	511	0,073	5,6	822
10	87	5	30	24	678	0,084	4,5	756
11	56	6	25	22	700	0,084	3,1	800
12	23	8	25	21	720	0,084	5,4	903
13	56	11	25	19	211	0,084	6,1	789
14	86	16	25	20	355	0,084	3,2	755
15	91	13	25	17	769	0,084	2,8	802
16	102	8	25	21	500	0,084	2,0	756
17	108	9	25	20	230	0,084	1,66	788
18	118	12	25	16,9	456	0,084	3,2	798
19	876	17	25	19,8	250	0,073	4,2	811
20	234	12	25	21,5	600	0,073	5,6	822
21	123	10	27	22,6	550	0,073	4,5	756
22	322	24	27	25,5	420	0,073	3,1	800
23	432	15	27	20,8	380	0,073	1,66	766
24	21	12	27	20	511	0,073	3,2	787
25	287	5	27	21,4	678	0,084	4,2	765
26	78	6	27	21,2	700	0,084	5,6	798
27	22	8	27	20	720	0,084	4,5	711
28	321	11	27	23,3	211	0,084	3,1	732
29	309	16	27	24,5	355	0,084	5,4	754
30	107	13	27	25	769	0,073	6,1	707

Практическая работа №2
Линейный закон фильтрации Дарси

Формула притока несжимаемой жидкости к совершенной скважине в круговом пласте:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \times \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}},$$

где k – проницаемость продуктивного пласта,

μ – вязкость флюида,

h – толщина продуктивного пласта,

R_k – радиус контура питания,

P_k, P_c – давление соответственно на контуре питания и на скважине.

Определение скорости фильтрации:

$$V = \frac{Q}{f}; (2)$$

где $f = 2\pi rh$.

$$V = Um$$

f – площадь фильтрации,

U – средняя скорость,

m – коэффициент пористости.

Аналогично решается задача для произвольного значения g .

Варианты

вариант	k, мд	h, м	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Rк, м	гс, м	f, м	m, д.с.
1	80	8	30	27	500	0,073	5,4	0,2
2	65	9	30	27	230	0,073	6,1	0,18
3	12	12	30	24	456	0,073	3,2	0,16
4	14	17	30	27	250	0,073	2,8	0,24
5	123	12	30	23	600	0,073	2,0	0,25
6	19	10	30	27	550	0,073	1,66	0,38
7	457	24	30	28	420	0,073	3,2	0,15
8	56	15	30	27	380	0,073	4,2	0,14
9	978	12	30	25	511	0,073	5,6	0,18
10	87	5	30	24	678	0,084	4,5	0,16
11	56	6	25	22	700	0,084	3,1	0,24
12	23	8	25	21	720	0,084	5,4	0,25
13	56	11	25	19	211	0,084	6,1	0,11
14	86	16	25	20	355	0,084	3,2	0,30
15	91	13	25	17	769	0,084	2,8	0,23
16	102	8	25	21	500	0,084	2,0	0,13
17	108	9	25	20	230	0,084	1,66	0,19
18	118	12	25	16,9	456	0,084	3,2	0,245
19	876	17	25	19,8	250	0,073	4,2	0,251
20	234	12	25	21,5	600	0,073	5,6	0,236
21	123	10	27	22,6	550	0,073	4,5	0,159
22	322	24	27	25,5	420	0,073	3,1	0,146
23	432	15	27	20,8	380	0,073	1,66	0,184
24	21	12	27	20	511	0,073	3,2	0,166
25	287	5	27	21,4	678	0,084	4,2	0,244
26	78	6	27	21,2	700	0,084	5,6	0,259
27	22	8	27	20	720	0,084	4,5	0,176

28	321	11	27	23,3	211	0,084	3,1	0,32
29	309	16	27	24,5	355	0,084	5,4	0,17
30	107	13	27	25	769	0,073	6,1	0,16

Практическая работа №3
Пределы применимости закона Дарси.
Нелинейные законы фильтрации.
Критерий Рейнольдса.

Расчет критического числа Рейнольдса по В.Н.Щелкачеву:

$$Re_{кр} = \frac{10 \cdot V_{кр}}{m^{2.3}} \cdot \frac{\sqrt{k} \cdot \rho}{\mu}$$

V - скорость фильтрации,

μ - вязкость потока,

m – коэффициент пористости,

ρ - плотность

Варианты (недостающие данные взять из предыдущей практической работы)

вариант	k , мД	μ , мПа·с	m , д.с.
1	122	5,4	0,2
2	650	6,1	0,18
3	123	3,2	0,16
4	142	2,8	0,24
5	12	2,0	0,25
6	24	1,66	0,38
7	56	3,2	0,15
8	78	4,2	0,14
9	98	5,6	0,18
10	123	4,5	0,16
11	34	3,1	0,24
12	56	5,4	0,25
13	71	6,1	0,11
14	83	3,2	0,30
15	95	2,8	0,23
16	183	2,0	0,13
17	108	1,66	0,19
18	321	3,2	0,245
19	167	4,2	0,251
20	543	5,6	0,236
21	422	4,5	0,159
22	388	3,1	0,146
23	255	1,66	0,184
24	112	3,2	0,166
25	28	4,2	0,244

26	129	5,6	0,259
27	52	4,5	0,176
28	38	3,1	0,32
29	309	5,4	0,17
30	107	6,1	0,16

Практическая работа №4

Одномерное движение несжимаемой жидкости; расчет пьезометрического уровня.

Расчет дебита скважины:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}}$$

где k – проницаемость продуктивного пласта,
 μ – вязкость флюида,
 h – толщина продуктивного пласта,
 R_k – радиус контура питания,
 P_k, P_c – давление соответственно на контуре питания и на скважине

Определение пластового давления в круговом пласте:

$$P = P_k - \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \frac{R_k}{r}$$

$$P = \rho g H$$

Варианты для самостоятельного решения

вариант	k, мД	h, м	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Рк, м	гс, м	μ, мПа·с
1	56	8	28	27	500	0,073	5,4
2	71	9	29	27	230	0,073	6,1
3	83	12	30	24	456	0,073	3,2
4	95	17	32	27	250	0,073	2,8
5	183	12	28	23	600	0,073	2,0
6	108	10	28	27	550	0,073	1,66
7	102	24	24	21	420	0,073	3,2
8	108	15	29	20	380	0,073	4,2
9	978	12	25	20	511	0,073	5,6
10	123	5	25	24	678	0,084	4,5
11	322	6	30	22	700	0,084	3,1
12	432	8	30	25	720	0,084	5,4
13	21	11	30	26,7	211	0,084	6,1

14	287	16	30	22,7	355	0,084	3,2
15	78	13	30	27,4	769	0,084	2,8
16	22	8	30	27	500	0,084	2,0
17	321	9	30	23	230	0,084	1,66
18	118	12	30	27	456	0,084	3,2
19	876	17	30	21	250	0,073	4,2
20	234	12	30	24	600	0,073	5,6
21	23	10	30	27	550	0,073	4,5
22	32	24	30	24	420	0,073	3,1
23	42	15	30	28,6	380	0,073	1,66
24	211	12	32	28,6	511	0,073	3,2
25	27	5	33	28,6	678	0,084	4,2
26	786	6	31	28,6	700	0,084	5,6
27	226	8	30	28,6	720	0,084	4,5
28	32	11	33	28,6	211	0,084	3,1
29	11	16	32	28,6	355	0,084	5,4
30	87	13	30	28,6	769	0,073	6,1

Практическая работа №5

Одномерное движение несжимаемой жидкости, распределение давления в пласте.

Определение давления на контуре питания:

$$P_k = P_c + \frac{G \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \gamma} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}$$

где γ - удельный вес (плотность) нефти,
 k – проницаемость продуктивного пласта,
 μ - коэффициент динамической вязкости нефти,
 h – толщина продуктивного пласта,
 R_k – радиус контура питания,
 r_c – радиус скважины,

P_k, P_c – давление соответственно на контуре питания и на скважине,

G – весовой дебит скважины.

Определение пластового давления на любом расстоянии ($r=r_1$ и $r=r_2$):

$$P = P_k - \frac{G \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \gamma} \cdot \ln \frac{R_k}{r}$$

Варианты для самостоятельного решения

вариант	k, мД	h, м	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Рк, м	гс, м	μ, мПа·с	Рн, кг/м ³
1	183	10	30	27	500	0,1	5,4	789
2	108	10	30	27	230	0,1	6,1	789
3	102	10	30	24	456	0,1	3,2	789
4	108	10	30	27	250	0,1	2,8	789
5	978	10	30	23	600	0,1	2,0	789
6	123	10	30	27	550	0,1	1,66	789
7	322	10	30	28	420	0,1	3,2	789
8	432	10	30	27	380	0,1	4,2	789
9	21	10	30	25	511	0,073	5,6	789
10	287	10	30	24	678	0,084	4,5	789
11	78	10	25	22	700	0,084	3,1	876
12	22	18	25	21	720	0,084	5,4	876
13	321	15	25	19	211	0,084	6,1	876
14	118	16	25	20	355	0,084	3,2	876
15	876	17	25	17	769	0,084	2,8	876
16	234	12	25	21	500	0,084	2,0	876
17	23	12	25	20	230	0,084	1,66	876
18	32	17	25	16,9	456	0,084	3,2	876
19	456	17	25	19,8	250	0,073	4,2	876
20	432	12	25	21,5	600	0,073	4,3	822
21	21	13	27	22,6	550	0,073	4,5	822
22	287	24	27	25,5	420	0,073	4,3	822
23	78	18	27	20,8	380	0,073	4,5	822
24	22	8	27	20	511	0,073	4,3	822
25	321	7	27	21,4	678	0,084	4,5	822
26	118	7	27	21,2	700	0,084	4,3	822
27	876	11	27	20	720	0,084	4,5	822
28	67	11	27	23,3	211	0,084	4,3	822
29	88	13	27	24,5	355	0,084	4,5	822
30	97	18	27	25	769	0,073	4,3	822

Практическая работа №6
Определение весового дебита газовой скважины.

Расчет объёмного дебита газовой скважины:

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot P_{cm}} \cdot \frac{P_k^2 - P_c^2}{\ln \frac{R_k}{r_c}}$$

Расчет весового дебита:

$$G = Q \cdot \rho$$

вариант	k, мд	h, м	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Рк, м	гс, м	μ, мПа·с	Рн, кг/м ³
1	183	10	30	27	500	0,1	4,4	855
2	108	10	30	27	500	0,1	4,4	855
3	102	10	30	24	500	0,1	4,4	855
4	108	10	30	27	500	0,1	4,4	855
5	978	10	30	23	500	0,1	4,4	855
6	123	10	30	27	500	0,1	4,4	855

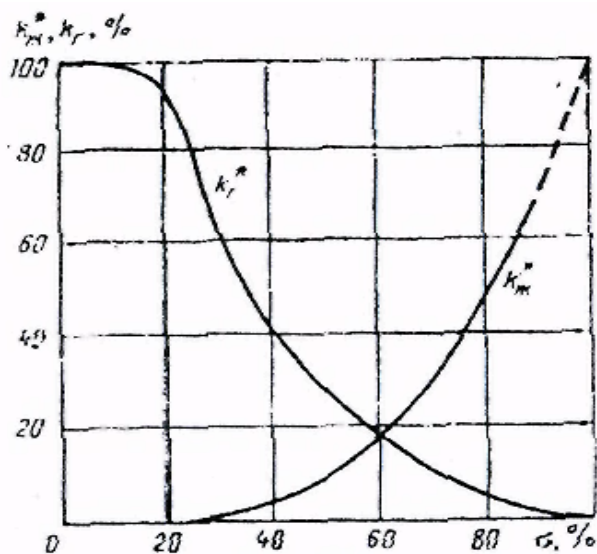
7	322	10	30	28	500	0,1	4,4	855
8	432	10	30	27	500	0,1	4,4	855
9	21	10	30	25	500	0,1	4,4	855
10	287	10	30	24	500	0,1	4,4	855
11	78	10	25	22	500	0,1	4,4	855
12	22	18	25	21	500	0,1	4,4	855
13	321	15	25	19	500	0,1	2,8	855
14	118	16	25	20	500	0,1	2,8	798
15	876	17	25	17	700	0,1	2,8	798
16	234	12	25	21	700	0,084	2,8	798
17	23	12	25	20	700	0,084	2,8	798
18	32	17	25	16,9	700	0,084	2,8	798
19	456	17	25	19,8	700	0,073	2,8	798
20	432	12	25	21,5	700	0,073	2,8	798
21	21	13	27	22,6	700	0,073	2,8	798
22	287	24	27	25,5	700	0,073	2,8	798
23	78	18	27	20,8	700	0,073	2,8	798
24	22	8	27	20	700	0,073	2,8	798
25	321	7	27	21,4	700	0,084	2,8	798
26	118	7	27	21,2	700	0,084	2,8	798
27	876	11	27	20	700	0,084	2,8	798
28	67	11	27	23,3	700	0,084	2,8	798
29	88	13	27	24,5	700	0,084	2,8	798
30	97	18	27	25	700	0,073	2,8	798

Практическая работа №7

Определение фазовых проницаемостей.

Указание: Эмпирические зависимости по С.А. Ахмедову, В.В. Мустафаеву, Курбанову-Куранову при вытеснении газированной жидкости водой $K^* = f_1(\sigma)$ и $K^* = f_2(\sigma)$ см. условие задачи

где σ - насыщенность вытесняющей жидкостью.



ПОДГОТОВКА ГОРНОЙ ПОРОДЫ К ИССЛЕДОВАНИЯМ

Образцы керна являются первичным фактическим материалом, характеризующим разрез вскрытых отложений, и используются для определения относительного возраста, вещественного состава, петрографических, физических, физико-химических и других характеристик горных пород и полезных ископаемых на всех стадиях геологоразведочного и нефтепромыслового процесса.

Планирование отбора керна осуществляется геологическими службами предприятий. Отбор керна осуществляется буровой бригадой в строгом соответствии с геолого-техническим нарядом на бурение скважины. Контроль и наблюдение за условиями и качеством керна осуществляются представителями технологической и геологической службы предприятий.

УПАКОВКА, ОПИСАНИЕ КЕРНА

Подготовка отобранного керна начинается с его упаковки. Упаковка включает операции по маркировке и герметизации образцов и их укладке в ящики. Образцы керна могут упаковываться с герметизацией или без нее.

При отборе керна с целью определения нефтенасыщенности пород прямым методом для сохранения остаточных флюидов керн герметизируется. В практике применяется наиболее простой и распространенный способ герметизации – парафинизация керна.

Герметизацию образцов керна рекомендуется производить в следующей последовательности. Керн извлекается из керноприемной трубы и укладывается на буровые мостки, либо в специальные ящики. Образцы в кратчайшие сроки очищаются от остатков бурового раствора ветошью, увлажненной в дизельном топливе, после чего упаковывают в полиэтиленовые пакеты или в листовой полиэтилен. Производится геологическое описание керна и его нумерация, для чего на каждый образец заготавливается по два экземпляра этикеток. Первый экземпляр этикетки помещается на полиэтилен, образец керна обтягивается марлей и перевязывается шпагатом. Подготовленный керн несколько раз опускается в расплавленный парафин (при температуре 80-90⁰С) для получения равномерно покрывающей образец пленки. На слой парафина помещается вторая этикетка, и образец дополнительно парафинируется так, чтобы надпись на этикетке осталась разборчивой.

Подготовленные образцы раскладываются в специальные ящики с продольными секциями и крышкой. Керновые ящики должны обеспечить надежные условия сохранности образцов при транспортировке и длительном хранении. Укладка керна в ящики производится слева направо в строгой последовательности в порядке возрастания глубины скважины (укладка "строчку"). Разбитый керн совмещают по плоскости раскола. Уложенный в ящик керн должен сопровождаться этикеткой, составленной в двух экземплярах, помещенной в начале и конце колонки керна. На этикетке указывается номер скважины, интервал отбора керна, проходка с отбором керна и длина вынесенного керна. Начало керна отмечается стрелкой на торце перегородки ящика, указывающей направление укладки керна.

Описание керна производится представителями геологической службы предприятия. При описании керна необходимо придерживаться следующей последовательности: название породы, цвет, характер пропитки образца нефтью, состав, текстура и структура породы, наличие трещин, их направленность и характер заполнения, характер органических остатков и их распределения, различные включения в породу,

углы падения пород. При описании керна особое внимание необходимо уделять признакам породы, которые смогут не сохраниться при длительном хранении и перевозке керна, например, присутствие включений, легко выпадающих из породы, влажность, запах, признаки нефтегазонасыщенности, слабые признаки слоистости и другие признаки, наблюдаемые иногда лишь во влажном состоянии.

Образцы керна, направляемые на исследования, подбираются отдельно для каждой лаборатории. Частота отбора образцов керна для комплексных лабораторных исследований определяется литологическим составом, изменчивостью физических свойств, и характером насыщения изучаемых пород. Обычно образцы пород отбирают не менее чем через 0,5 м толщины продуктивной части выдержанного пласта и неконсолидированных (рыхлых) пород. В анизотропных пластах типа флиш интервал отбора следует уменьшить до представительности не менее одного образца на каждый прослой. В трещиноватых и кавернозных нефтеводонасыщенных пластах интервал отбора образцов должен быть снижен до 0,10 м.

Для проведения комплексного исследования керна размер образца должен быть диаметром не менее 60 мм и длиной не менее 110 – 120 мм.

Подготовка образцов для исследования

Прежде чем приступить к исследованию физических свойств горной породы, из куска керна изготавливают отдельные образцы для всех видов исследования. Для этих целей используются сверлильный станок с алмазной коронкой и камнерезный станок с отрезными алмазными кругами.

Из центральной части куска керна высверливают два образца цилиндрической формы, ориентированные параллельно и перпендикулярно напластованию для определения проницаемости горной породы. Диаметр образцов обычно равен 30 мм, а длина не менее 25 мм. Эти же образцы в дальнейшем используются для определения остаточной водонасыщенности и коэффициента нефтевытеснения горной породы.

Исследования емкостных характеристик горной породы проводят на образцах изготовленных из центральной части куска керна правильной геометрической формы высотой не менее 25 мм. Образцы произвольной формы должны иметь массу 20 - 100 г. Оставшийся керн после изготовления образцов для определения проницаемости и пористости применяется для других видов исследований.

Все образцы керна маркируются черной тушью или специальной краской и при необходимости с указанием ориентации относительно напластованию. Всем образцам из одного куска керна присваивается один лабораторный номер, под которым они и маркируются.

Для проведения большинства видов исследований необходимо иметь сухой минеральный скелет образца, лишенный каких-либо следов присутствия нефти, воды и других органических примесей.

Извлечение органического содержимого из пор породы с помощью растворителя называется экстрагированием и для его проведения используется аппарат Сокслета (ОСТ 10075-39).

Аппарат Сокслета (рисунок 1) состоит из трех частей: плоскодонной стеклянной колбы 1, экстрактора 2 и обратного или шарикового холодильника 3. Все три части аппарата соединяются при помощи шлифов. Нижний отвод холодильника присоединяется к водопроводу. Приготовленные из куска керна образцы загружаются в экстрактор. Затем экстрактор соединяют с колбой и заливают в него такое количество растворителя, чтобы он начал выливаться через сифон в колбу и добавляют еще небольшой избыток растворителя (примерно 50 мл). К экстрактору подсоединяют холодильник, к которому подключают воду и начинают нагревать колбу.

Колба нагревается на водяной бане или электроплитке закрытого типа в вытяжном шкафу.

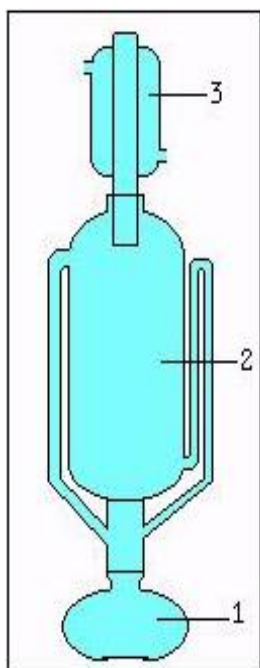


Рисунок 1 -
Аппарат
Сокслета

Основной частью аппарата является экстрактор. Он имеет две трубки через одну, более широкую, пары растворителя поступают из колбы в экстрактор, а через другую, изогнутую трубку или сифон, сконденсировавшаяся жидкость стекает обратно в колбу.

В качестве растворителя чаще всего используется, спиртобензольная смесь, иногда хлороформ или четырёххлористый углерод. Принцип работы аппарата Сокслета очень прост. Пары растворителя поступают через боковую трубку в экстрактор, затем в холодильник, конденсируются и образующаяся при этом жидкость омывает образцы, расположенные в экстракторе. Когда жидкость в экстракторе достигнет колена отводной трубки (сифона), она стечет в колбу.

Во время заполнения экстрактора жидкостью происходит частичное растворение вещества, и оно вместе с растворителем поступает в колбу, что позволяет, применяя ограниченное количество растворителя, извлечь неограниченное количество экстрагируемого вещества.

Если извлекаемое вещество окрашено, то и раствор в экстракторе может быть окрашен. В этом случае экстрагирование продолжают до того момента, когда жидкость, остающаяся в экстракторе, станет бесцветной.

Если же вещество бесцветное, то продолжительность экстракции определяется путем анализа пробы. Для этого через холодильник опускают в экстрактор тонкую длинную стеклянную палочку, отбирают две-три капли экстракта, переносят его на стекло и выпаривают. Если на стекле не будет налета, экстрагирование заканчивают. При разборке аппарата, прежде всего, прекращают обогрев, дают прибору остыть, затем закрывают воду и осторожно снимают холодильник. После того, как жидкость стечет из экстрактора в колбу, его отсоединяют.

Проэкстрагированные образцы извлекают из экстрактора и помещают в сушильный шкаф, где их высушивают в течение 12 часов, при температурах 102-105⁰С. После сушки и охлаждения образцы готовы к дальнейшим исследованиям.

Вопросы для конспектирования

1. С какой целью ведётся отбор керна?
2. Как и для чего производят парафинизацию керна?
3. Какая служба предприятия отвечает за работу с керном?
4. Характеристика свойств и признаков породы, которые необходимо включить в описание керна.
5. Каким образом подготавливают образец керна для исследований. Подробно описать метод подготовки образцов керна для исследований.
6. Процесс экстрагирования. Цель работы. Работа прибора.
7. В каком случае считается процесс экстрагирования полностью законченным?

Практическое занятие №8

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

Физические свойства горных пород, в которых нефть и газ могут содержаться в промышленных количествах, представляют исключительный интерес для подсчета запасов, проектирования разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. В данном разделе приводится методика проведения исследований по определению основных физических характеристик коллекторов.

Под гранулометрическим составом горных пород подразумевается количественное содержание в породах частиц различной крупности.

Гранулометрический состава нефтесодержащих пород в основном представлен частицами размером от 0,5 до 0,05 мм в диаметре. В зависимости от размера зерен, породы разделяются на три основные группы: псаммиты, алевриты и пелиты.

Первая группа – псаммиты состоят преимущественно из частиц размером 1 - 0,1 мм. Вторая – алевриты, включает частицы размером 0,1 - 0,01 мм и третья – пелиты, в которую входят частицы размером от 0,01 до 0,001 мм.

Для определения гранулометрического состава горных пород существует несколько методик. Наиболее распространенными являются ситовый и седиментационный методы, применяемые для слабо и средне сцементированных горных пород и метод исследования в шлифах под микроскопом, применяемый для средне и крепко сцементированных пород.

Ситовый анализ применяется преимущественно для характеристики состава псаммитов, а седиментационный анализ, используют для характеристики алевритов и пелитов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОРОД СИТОВЫМ МЕТОДОМ

Необходимая аппаратура и принадлежности: агатовая ступка и пестик с резиновым наконечником, аналитические весы с разновесами, стандартный набор сит и кисточка.

Описание аппаратуры

Для проведения ситового анализа обычно пользуются ткаными проволочными и шелковыми ситами. Размер этих сит определяют по числу отверстий, приходящихся на один линейный дюйм. Стандартный набор включает 11 сит. Информация о наборе приводится в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристика сит для гранулометрического анализа

№ сита	Сторона квадратного отверстия, мм	№ сита	Сторона квадратного отверстия, мм
6	3,36	70	0,210
12	1,68	100	0,149
20	0,89	140	0,105
30	0,59	200	0,074
40	0,42	270	0,053
50	0,30	-	-

Порядок выполнения работы

Проекстратированный и высушенный образец керна размельчают на составляющие его зерна при помощи агатовой ступки и пестика с резиновым

наконечником. Допускается применение других способов измельчения горной породы при условиях сохранения целостности зерен составляющих породу.

Из приготовленного, по стандартной методике берут навеску песка, равную 50 г. с точностью определения навески 0,01 г. Навеску песка высыпают в набор сит, установленных друг на друга в порядке убывания размера отверстий, то есть в порядке, приведённом в таблице 1.

В течение 15 минут встряхивают набор сит и добиваются полного прорасеивания песчаного материала.

По окончании просеивания содержимое каждого сита и тазика аккуратно высыпают на глянцевую бумагу, обметая каждое сито кисточкой.

Путём взвешивания определяют массу каждой фракции, то есть массу песчаного материала, оставшегося на каждом сите. Точность определения массы составляет 0,1 г.

Рассчитывается процентное содержание каждой фракции, исходя из того, что навеска 50 г. составляет 100%. Суммарная потеря массы при проведении анализа не должна превышать 1 %.

Оформление результатов исследования

Результаты взвешивания фракций при ситовом анализе вносятся в таблицу 1. По усредненным данным таблицы 1 строят график (или гистограмма) распределения зерен породы по размерам (рисунок 2) и график суммарного состава (рисунок 3). Для построения графика по оси ординат откладывают массовые доли фракции в процентах, а по оси абсцисс – диаметр частиц d или $\lg d$.

При построении второго графика по оси абсцисс откладывают диаметры d частиц, а по оси ординат – изменения массы зерен, приходящиеся на единицу изменения их диаметра.

Все результаты исследований удобнее оформлять в виде таблицы 2.

Таблица 2 – Результаты исследований гранулометрического состава

Фракция, мм	Масса, г	%	Фракция, мм	Масса, г	%
Более 3,36			0,300-0,210		
3,36-1,68			0,210-0,149		
1,68-0,86			0,149-0,105		
0,84-0,59			0,105-0,074		
0,59-0,42			0,074-0,053		
0,42-0,30			Менее 0,053		

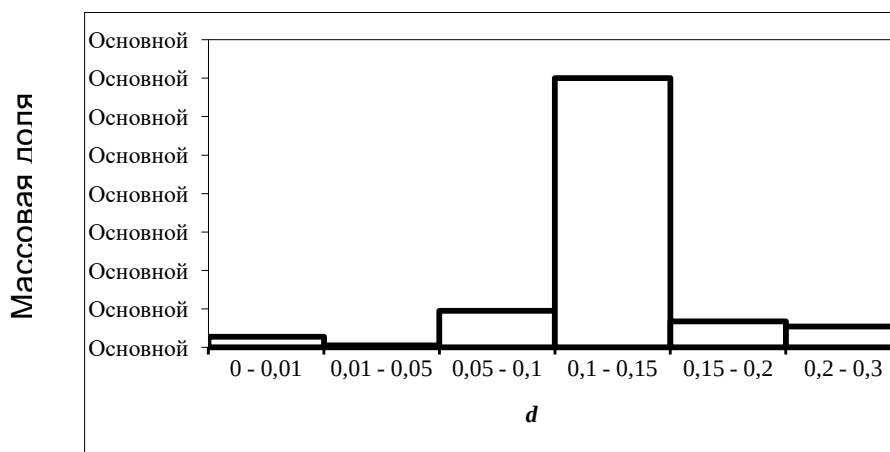


Рисунок 2 – Гистограмма распределения зерен породы по размерам

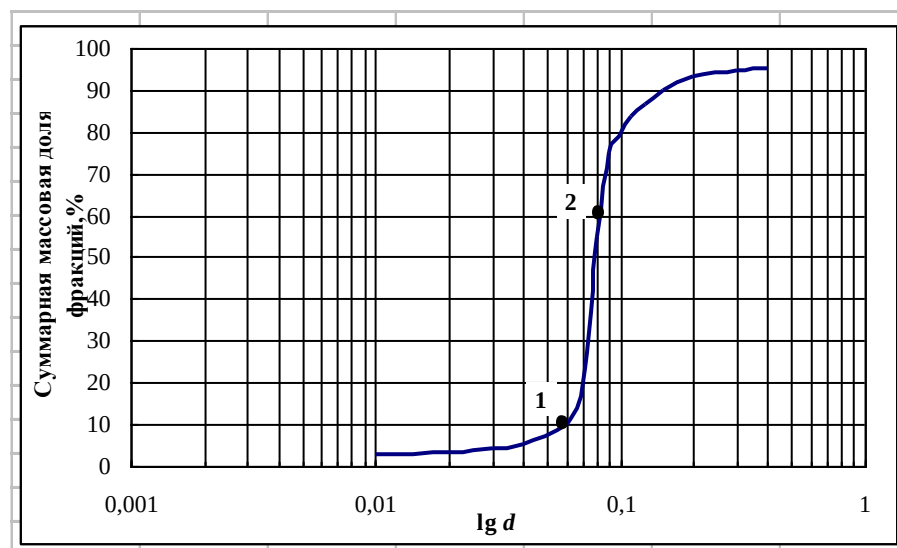


Рисунок 3— График суммарного гранулометрического состава зерен породы

В заключение делается вывод:

- о степени неоднородности частиц породы - отношение размера частиц, при котором сумма масс фракций составляет 60% общей массы, к размеру частиц, при котором сумма масс фракций равна 10%: d_{60}/d_{10} , где d_{60} – диаметр частиц, при котором сумма масс фракций составляет 60 % (точка 2 на рисунке 2), d_{10} - диаметр частиц, при котором сумма масс фракций составляет 10 % (точка 3 на рисунке 2). Коэффициент неоднородности зерен породы, слагающих нефтяные месторождения обычно колеблется в пределах 1,1 – 20,0;
- о базовом размере частиц породы для расчета отверстий фильтра – размер частиц породы, соответствующий размеру отверстий сита, через которое прошло 50% всей массы частиц.

Таблица 3 - Результаты ситового анализа

Масса навески до отсева, г	Распределение фракций в навеске при размере зерен, мм																Масса навески после отсева, г	Расхождение массы навески до и после отсева, г	
	>0,63		0,630 – 0,400		0,400 - 0,315		0,315 - 0,200		0,200 - 0,160		0,160 - 0,100		0,100 - 0,071		0,071 - 0,063				< 0,063
	г	%	г	%	г	%	г	%	г	%	г	%	г	%	г	%			

Вопросы конспектирования

1 В каком виде должен быть подготовлен образец керна для данного анализа?

- 2 В каком порядке устанавливаются сита в зависимости от размера отверстий сит?
- 3 Какие работы проводятся по окончании просеивания фракций?
- 4 Подробно описать порядок построения гистограммы распределения зерен породы по размерам и графика суммарного состава зерен породы.
- 5 Цель проведения гранулометрического анализа (сделать выводы).

Практическое занятие №9

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Пористость - это емкостной параметр горных пород. Коэффициент полной пористости есть отношение объема взаимосвязанных и изолированных пустотных каналов к общему объему образца. Различают пористость общую, когда учитывают объем всех пор, сообщающихся между собой.

Чем однороднее пласт по составу, размерам слагающих частиц, тем выше его пористость. Чем крупнее частицы, слагающие пласт, тем больше размеры пор.

Полная пористость сцементированных пород, содержащих открытые и изолированные пустотные каналы, рассчитывается по результатам измерения минералогической и объёмной плотностей породы, для чего используют два смежных образца из одного куска керна.

Расчет коэффициента полной пористости производится по формуле:

$$m_{II} = \left(1 - \frac{Y_0}{Y_M} \right) \cdot 100$$

где m_{II} - полная пористость породы;
 Y_0 - объёмная плотность породы;
 Y_M - минералогическая плотность породы.

Расчет полной пористости горной породы проводится обычно с точностью до 0,1 %. Коэффициент открытой пористости характеризует отношение объема взаимосвязанных пустотных каналов различной конфигурации к общему объему образца породы.

Определение открытой пористости, то есть определение объема пор за вычетом объема изолированных пор и субкапиллярных пор, можно произвести с достаточной для практических целей точностью методом Преображенского. По И.А. Преображенскому объем открытых пор (за вычетом изолированных и субкапиллярных) определяется по объему керосина, вошедшего в поровое пространство керна, а объем образца - гидростатическим взвешиванием насыщенного керосином образца в керосине.

Необходимая аппаратура и принадлежности

Аналитические весы с разновесами, жестяной мостик, стакан ёмкостью на 100 мл, вакуум-насос со стеклянным колпаком и притертой пробкой, тонкая капроновая нить и очищенный керосин.

Порядок работы

Определяют массу проэкстрагированного и высушенного образца путем взвешивания на аналитических весах. Точность, с которой определяется масса во время опыта, составляет 0,001 г.

После взвешивания образец ставят в сосуд, помешают под колпак вакуумной установки и вакуумируют отдельно с рабочей жидкостью до остаточного давления 3-5

мм ртутного столба. Затем рабочую жидкость постепенно пропускают в сосуд с образцом до погружения образца в жидкость на 0,5 см. Продолжают вакуумировать до тех пор, пока образец полностью пропитается рабочей жидкостью. Это будет заметно по изменению цвета поверхности образца. После окончания капиллярной пропитки поднимают уровень жидкости в сосуде с образцом на 2-3 см над поверхностью образца и затем вакуумируют до прекращения выделения пузырьков воздуха из образца. Затем под колпак вакуумной установки впускают воздух. Под воздействием атмосферного давления рабочая жидкость дополнительно проталкивается в поры образца, не содержащие воздух.

Насыщенный образец вынимают из рабочей жидкости и избыток жидкости с него удаляют. Для этого образец кладут на стекло и перекачивают его несколько раз на сухое место, пока не будет оставаться следов жидкости на стекле и поверхность образца не станет матовой.

Путем взвешивания на аналитических весах определяют массу образца насыщенного рабочей жидкостью.

Обвязывают образец капроновой нитью и взвешивают в рабочей жидкости. Для этого над чашкой весов устанавливают мостик со стаканчиком, в который налита рабочая жидкость. Образец опускают в жидкость и подвешивают на нитке к крюку коромысла весов. Определяют массу капроновой нити (M_n).

Коэффициент открытой пористости образца горной породы рассчитывают по формуле:

$$m_0 = \frac{100(M_2 - M_1)}{M_2 - (M_3 - M_n)}$$

где M_0 – коэффициент открытой пористости, %;

M_1 – масса сухого образца в воздухе, г;

M_2 – масса образца насыщенного рабочей жидкостью в воздухе, г;

M_3 – масса образца насыщенного жидкостью в рабочей жидкости, г;

M_n – масса капроновой нити, г.

Величину открытой пористости породы рассчитывают с точностью до 0,1 %.

Оформление результатов исследования

Все результаты исследований удобно оформить в виде таблицы 6.

Таблица 6 – Результаты исследований

Вид информации	Значение
Открытая пористость, (M), %	
Масса сухого образца в воздухе (M_1), г	
Масса насыщенного образца в воздухе (M_2), г	
Масса насыщенного образца в жидкости (M_3), г	
Масса капроновой нити (M_n), г	

Вопросы конспектирования

- 1 Что такое пористость?
- 2 Виды пористости.
- 3 Методика определения открытой пористости по И.А. Преображенскому.
- 4 Как производится расчет коэффициента полной пористости?
- 5 Зависит ли величина открытой пористости от степени отсортированности слагающего породу материалов?

ОПРЕДЕЛЕНИЕ АБСОЛЮТНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Проницаемостью называется свойство горных пород пропускать сквозь себя жидкость и газы при наличии перепада давления. Наряду с пористостью проницаемость является важнейшим параметром нефтяного коллектора. Если первая обуславливает емкость пласта, то вторая определяет пропускную способность пористой среды. Величина проницаемости обуславливается многими факторами, к которым относятся: размер зерен; степень отсортированности материала, слагающего горную породу по размеру зерен; степень изменения структуры порового пространства горной породы постседиментационными процессами и т. д.

Следует отметить, что проницаемость пористой среды зависит не только от структуры порового пространства, но и от типа пластового флюида и характера его движения. В связи с этим, для характеристики проницаемости нефтесодержащих пород введены понятия абсолютной (физической), эффективной (фазовой) и относительной проницаемости. Проницаемость измеряется в системе СИ - м^2 , технической системе – дарси (д), $1\text{д} = 1,02 \text{ мкм}^2 = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

Абсолютной проницаемостью называется проницаемость пористой среды для газа, при отсутствии физико-химического взаимодействия между ним и пористой средой и при условии полного заполнения порового пространства газом. Единицей измерения проницаемости является м^2 . Для обозначения проницаемости горных пород чаще всего используют мкм^2 (микрометр).

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение фазовой проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Проницаемость характеризуется коэффициентом проницаемости k , который определяется в соответствии с линейным законом фильтрации Дарси.

Необходимая аппаратура и принадлежности

Прибор ГК-5 или любая аппаратура, обеспечивающая фильтрацию газа строго через образец с заданным расходом или при заданном перепаде давления, секундомер, штангенциркуль, газ (азот или воздух). Аппаратура состоит из трех основных частей: баллон с редуктором, кернодержатель, счетчик расхода газа.

Принципиальная схема аппаратуры для определения абсолютной проницаемости представлена на рисунке 5.

Принцип работы установки

Сжатый газ из баллона 1 поступает через редуктор высокого 2 и низкого 3 давлений в хлоркальцевую трубку 4, где он обезвоживается, и далее следует в кернодержатель 5, в котором находится исследуемый образец. Кернодержатель состоит из корпуса со струбциной и резинового манжета. Корпус кернодержателя разборный и включает в себя центральную часть, для установки образца керна и две крышки, необходимые для герметизации корпуса сверху и снизу. Резиновая манжета вставлена в центральную часть корпуса и служит для боковой герметизации образца горной породы. Расход проходящего через образец газа измеряется газометром 6 и секундомером; давление газа перед образцом замеряют по образцовому манометру 7. Контрольный манометр на редукторе низкого давления 3, рассчитанный на давление до 0,6 МПа, устанавливается на входной линии и служит для контроля за давлением входящей струи газа, которое не должно превышать 0,4 МПа.

Допускается применение стандартных баллонов высокого давления типа А-150 по ГОСТ 949-73 с азотом или воздухом. Для регулировки давления газа используется газовый редуктор.

Газ очищается от механических примесей и воды в воздушном фильтре и хлоркальцевой трубке. Хлоркальцевая трубка состоит из цилиндрической стальной трубки, наполненной хлористым кальцием, который поглощает водяные пары из проходящего газа.

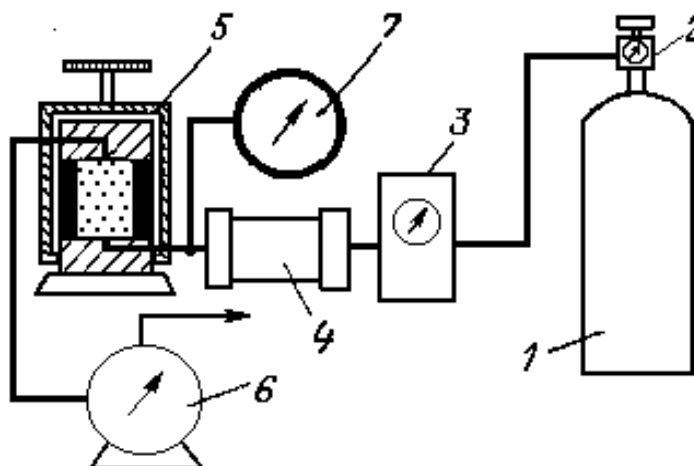


Рисунок 5 - Установка для определения абсолютной проницаемости пород

Порядок работы

Для исследования абсолютной проницаемости горной пород используют образцы керна цилиндрической формы диаметром около 30 мм и длиной не менее 25 мм. Штангенциркулем измеряют диаметр и длину образца в пяти сечениях с точностью до 0,02 см. и определяют среднеарифметические величины.

Поместить образец в кернодержатель, расположив его в нижней части манжеты. Пространство, образовавшееся над керном, закладывают специальными кольцами, подбирая их по высоте так, чтобы верхние кромки кольца и манжеты были приблизительно на одном уровне. Надевают нижнюю и верхнюю части кернодержателя и плотно прижимают их друг к другу с помощью струбцины.

Перед началом работы с газом необходимо проверить, чтобы все краны на установке были в закрытом состоянии. Создают боковой обжим керна, для того чтобы исключить прохождение газа между стенками образца и манжеты. Два этого необходимо открыть кран на баллоне с газом и при помощи редуктора и крана бокового обжима установить давление в пределах 1-1,5 МПа, проконтролировав его манометром бокового обжима.

Открыв кран подачи газа к нижней части кернодержателя и добившись установившегося режима фильтрации газа через образец (для этого замеряют расход газа при помощи газового счетчика и секундомера), замеряют скорость продвижения мыльных пузырьков по градуированной трубке. Установившимся считается режим, когда при постоянном значении давления на манометре установленном до керна, расход газа при его замерах отличается не более чем на 2%. Замеряют окончательные значения давления и расхода газа. Точность замеров этих параметров соответственно составляет: 0,001 Па и 0,1 сек.

Измерения производятся при 3-4 равных значениях давления и расходах газа. При этом необходимо иметь в виду, что при использовании такого типа газового счетчика, точность замера расхода газа уменьшается при больших скоростях фильтрации. Поэтому рекомендуется при помощи крана подачи газа давать расход не превышающий 2 см³/с.

По окончании измерений закрывают кран на баллоне с газом, закрывают все краны на аппаратуре и извлекают образец горной породы из кернодержателя.

Коэффициент абсолютной проницаемости пород рассчитывают по формуле, которая определяется в соответствии с линейным законом фильтрации Дарси:

$$K_{\text{ПР}} = \frac{Q\mu L}{FP}$$

где $K_{\text{ПР}}$ – коэффициент абсолютной проницаемости породы, мкм²;

Q - объемный расход газа, м³/с;

μ - вязкость газа, Па·с.;

L - длина образца, м.;

F - площадь поперечного сечения образца, м²;

P - давление фильтрации, Па.

Из вычисленных 3 – 4 значений $K_{\text{ПР}}$ определяют среднее.

Точность расчета коэффициента проницаемости составляет 0,001 мкм². Все результаты исследования оформляются в виде таблицы 7.

Таблица 7 - Результаты исследования пород при определении абсолютной проницаемости

Вид информации	Значение
1	2
Длина образца (L), м	
Диаметр образца (d), м	
Площадь сечения (F), м ²	
Вязкость газа (μ), Па·с	
Давление до керна (P), Па	
Объем проходящего газа (V), м ³	
Время прохождения объема (T), с	
Объемный расход газа (Q), м ³ /с	
Вычисленное значение коэффициента проницаемости ($K_{\text{ПР}}$), мкм ²	
Среднее значение коэффициента абсолютной проницаемости ($K_{\text{ПР}}$), мкм ²	

Вопросы конспектирования

- 1 Определение проницаемости горной породы.
- 2 Факторы, определяющие изменение величины проницаемости горной породы.
- 3 Понятия абсолютной, эффективной и относительной проницаемостей горной породы.
- 4 В каком образце величина абсолютной проницаемости горной породы будет больше – в изготовленном параллельно напластованию или перпендикулярно?
- 5 Методика определения абсолютной проницаемости на установке ГК-5.

- 6 Какое главное требование предъявляется к газу, используемому при определении абсолютной проницаемости горной породы.
- 7 Каким образом производится расчет $K_{пр}$?
- 8 Имеется ли взаимосвязь между открытой пористостью и абсолютной проницаемостью?

Практическое занятие №11

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАРБОНАТНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Под карбонатностью пород понимают содержание в них солей угольной кислоты: поташа (K_2CO_3), известняка ($CaCO_3$), сидерита ($FeCO_3$) и др.

Определение карбонатности пород проводят с целью выяснения возможности солянокислотной обработки призабойной зоны скважин для дополнительного увеличения проницаемости призабойной зоны, а также для определения химического состава горных пород, слагающих нефтяной пласт.

Из различных методов определения карбонатности пород наиболее распространенным является газометрический метод. Он основан на химическом разложении солей угольной кислоты под действием соляной кислоты и измерении объема углекислого газа, образовавшегося в результате реакции:



При определении карбонатности все расчеты производят на углекислый кальций, как наиболее распространенный в горных породах.

Необходимая аппаратура и принадлежности

Прибор определения карбонатности (АК-4), аналитические весы с разновесами, ступка, барометр, термометр и соляная кислота (1:1) т.е. вдвое разбавленная водой.

Описание аппаратуры и принцип ее работы

Принципиальная схема аппаратуры, для определения карбонатности горных пород, приведена на рисунке 6. Прибор АК-4 состоит из термостата заполненного водой (1), реакционной колбы (2), змеевика (3), бюретки (4), градуированной на 75 см с делениями по 0,2 см, цилиндра (5), уравнильной склянки (6). В реакционную колбу (2) вставляется пробка с мерной бюреткой (7) для соляной кислоты, имеющая сливной кран (8). Выделяющийся из породы углекислый газ (при соприкосновении породы с соляной кислотой), поступает из реакционной колбы через змеевик в измерительную часть аппарата, состоящую из двух вставленных одна в другую стеклянных трубок: бюретка (4) и цилиндр (5). На одной из них (бюретке 4) нанесены деления, позволяющие определять объем поступившего в бюретку газа. По объему выделившегося в результате реакции углекислого газа путём расчетов определяется содержание карбонатов в горной породе

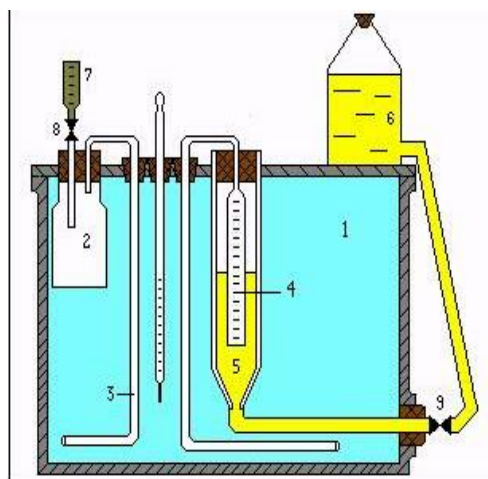


Рисунок 6 - Установка для определения карбонатности пород

Порядок работы

Перед началом работ необходимо подготовить аппаратуру к работе. Для этого с помощью уравнивательной склянки (6) и крана (9) наполняют водой бюретку (4) и цилиндр (5) с таким расчетом, чтобы вода в них находилась на одном уровне. Замеряют уровень воды в градуированной бюретке. Тщательно растирают в ступке образец породы и берут навеску порошка весом около 0,5 г. Точность определения массы породы 0,001 г. Высыпают навеску породы в реакционную колбу, которая затем плотно закрывается пробкой. Наливают в мерную бюретку (7) соляную кислоту, предварительно убедившись, что кран (8) закрыт. Открывая кран (8), впускают в мерную бюретку замеренное количество соляной кислоты (2-3 см³). Через 15 минут с момента начала реакции кислоты с породой берут второй отсчет уровня воды в бюретке, устанавливают по барометру барометрическое давление и замеряют температуру воды в термостате.

Открывают пробку реакционной колбы и моют колбу от остатков горной породы и кислоты. Карбонатность горной породы рассчитывают по формуле:

$$K = \frac{[(V_1 - V_2) - V_K] \cdot \rho}{4,4M}$$

где K - содержание $CaCO_3$ в породе, %;

V_1 - отсчет по бюретке (4) до проведения опыта, см³;

V_2 - отсчет по бюретке (4) после проведения опыта, см³;

V_K - объем кислоты, введенной в реакционную колбу, см³;

ρ - плотность CO_2 , мг/см³;

M - масса породы, взятой для опыта (навески), г.

Величину плотности углекислого газа определяют по таблице 9, где учитываются давление и температура во время опыта.

Таблица 9 - Поправочные коэффициенты для плотности углекислого газа

Температура , °C	Барометрическое давление, мм рт. ст.					
	745	750	755	760	765	770
28	1,785	1,801	1,815	1,828	1,837	1,850
26	1,798	1,813	1,827	1,840	1,848	1,864
24	1,810	1,825	1,840	1,853	1,862	1,875
22	1,822	1,836	1,852	1,865	1,875	1,888
20	1,835	1,851	1,865	1,878	1,888	1,901
18	1,847	1,863	1,877	1,890	1,900	1,913
16	1,861	1,875	1,890	1,903	1,913	1,926

14	1,873	1,888	1,904	1,917	1,927	1,940
12	1,886	1,903	1,917	1,930	1,940	1,953
10	1,900	1,916	1,931	1,944	1,954	1,967

Все результаты исследования удобнее оформить в виде таблицы 10.

Таблица 10 - Результаты исследования образцов по определению карбонатности

Вид информации	Значение
Барометрическое давление, мм рт. ст	
Температура, °С	
Плотность CO_2 , мг/см ³	
Масса породы взятой для опыта (M), г	
Отсчет по бюретке до проведения опыта (V_1), см ³	
Отсчет по бюретке после проведения опыта (V_2), см ³	
Объем кислоты введенный в колбу (V_K), см ³	
Содержание $CaCO_3$ в породе (K), %	

Вопросы конспектирования

- 1 Что понимается под карбонатностью горной породы?
- 2 В чем заключается сущность газометрического метода определения карбонатности горной породы?
- 3 Порядок выполнения анализа на установке АК-4.
- 4 Формула расчета карбонатности горной породы.
- 5 Существует ли взаимосвязь между открытой пористостью и карбонатностью горной породы?

Практическое занятие №12

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ПОРОДЕ

Поровое пространство горных пород продуктивных пластов нефтяных месторождений насыщенно пластовыми жидкостями - нефтью и водой. Мерой насыщенности пор этими флюидами служат коэффициенты нефте- и водонасыщенности. Коэффициент нефтенасыщенности характеризует относительное содержание нефти при пластовых условиях в единице объема пор горной породы. Эти коэффициенты применяются на практике при подсчете запасов нефти и газа в залежи и сравнении отдельных участков залежи по продуктивности.

ПРЯМЫЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕ- И ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

При определении нефте- и водонасыщенности прямым методом объектом испытания могут быть образцы пород, отобранные при бурении из необходимого продуктивного горизонта (интервала горизонта) при использовании в качестве промывочной жидкости растворов на нефтяной основе (РНО) или растворов, нефилтрирующихся в пористую среду. Образцы должны быть надёжно законсервированы непосредственно на буровой и доставлены в лабораторию с соблюдением предосторожностей.

Необходимая аппаратура и принадлежности

Аппарат Закса (ЛП-4), аналитические весы, бокс, толуол.

Описание аппаратуры

Аппарат Закса (рисунок 7) состоит из колбы (4), стеклянной ловушки (2), калиброванной на 10 см³, стеклянного холодильника и стеклянного цилиндра (3) с дном из пористого стекла (фильтра). Колба, ловушка и холодильник тщательно прищиповываются друг к другу для устранения утечки паров растворителя через места соединения. В процессе работы цилиндр с керном помещают в горловину колбы на специальные выступы. В верхней части цилиндра имеются два отверстия, в которых закрепляют проволочную дужку для удобства извлечения цилиндра из колбы.

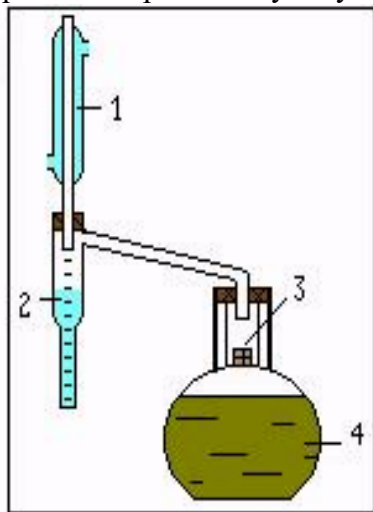


Рисунок 7 – Аппарат
Закса

Эксперимент должен проводиться в вытяжном шкафу. Нефтепродукты из образцов породы вымываются кипящим растворителем. В качестве растворителя используется безводный толуол C_7H_8 (плотность 867 кг/м³, температура кипения 111⁰С).

Порядок работы

Для исследования используют разгерметизированный образец керна. Очистив его от раствора и шлама, из срединной части керна откалывают кусок произвольной формы и помещают его в бокс, чтобы избежать испарения жидкости с поверхности образца. Если после определения нефте- и водонасыщенности планируется использовать именно этот же кусок керна для других видов исследования, то тогда готовится специальный образец. Для этого из керна с помощью алмазной коронки и с использованием машинного масла высверливается образец цилиндрической формы. Путём взвешивания образца в бюксе, а затем отдельно бюкса определяют массу образца с точностью до 0,001 г. Помещают образец в цилиндр. Наливают в колбу (до половины) толуол и установив цилиндр с образцом в горловину, собирают прибор.

Подключают холодильник к воде, (вода поступает снизу вверх) и включают электропечь. Подогрев колбы регулируют таким образом, чтобы образец породы всё время был погружен в растворитель и вместе с тем растворитель не переливался через край цилиндра.

Вода, находящаяся в поровом пространстве образца, в процессе перегонки скапливается в ловушке и анализ считается законченным, когда дальнейшее увеличение объёма воды не наблюдается. Растворитель, находящийся над уровнем воды в ловушке, становится совершенно прозрачным.

Капли воды в случае их конденсации в трубке холодильника поступают в ловушку, где и замеряется затем объём выделившейся из образца воды.

В отдельных случаях (при слабопроницаемых породах с осмолившейся нефтью) по окончании дистилляции воды рекомендуется, удалив толуол из колбы, произвести дополнительную экстракцию четырёххлористым углеродом.

После окончания экстрагирования печь выключают, растворителю из цилиндра дают стечь. Цилиндр с образцом извлекают и высушивают в термостате до постоянной массы. Объём нефти в образце определяют из выражения:

$$V_H = \frac{M_1 - M_2 - V_B \rho_B}{\rho_H}$$

Коэффициент нефтенасыщенности в долях единицы будет равен:

$$K_H = \frac{V_H \rho_H}{M_H M_2}$$

Коэффициент водонасыщенности в долях единицы будет равен:

$$K_B = \frac{V_B \rho_B}{M_H M_2}$$

В формулах используются следующие обозначения:

V_H - объём нефти в образце, см³;

K_H - коэффициент нефтенасыщенности, доли единицы;

K_B - коэффициент водонасыщенности, доли единицы;

V_B - объём воды, выделившегося из образца, см³;

M_1 - масса образца насыщенного нефтью, водой, г;

M_2 - масса экстрагированного и высушенного образца, г;

ρ_H - плотность нефти, г/см³;

ρ_B - плотность воды, г/см³;

ρ_n - кажущая плотность породы, г/см³;

M_n - полная пористость, доли единицы.

Расчёт коэффициентов производится с точностью до 0,001.

Оформление результатов исследования

Все результаты исследования удобно оформить в виде таблицы 11.

Таблица 11 – Результаты исследований

Вид информации	Значение
Объём нефти в образце (V_H), см ³	
Коэффициент нефтенасыщенности (K_H), доли единицы	
Коэффициент водонасыщенности (K_B), доли единицы	
Объём воды, выделившегося из образца (V_B), см ³	
Масса образца насыщенного нефтью, водой (M_1), г	
Масса экстрагированного и высушенного образца (M_2), г	
Плотность нефти (ρ_H), г/см ³	
Плотность воды (ρ_B), г/см ³	
Кажущая плотность породы (ρ_n), г/см ³	
Полная пористость (M_n), доли единицы	

Таблица 12 – Варианты

№ п/п	M_0 , г	$m_{об}$	ρ_H , г/см ³	ρ_B , г/см ³	ρ_n , г/см ³	S_H	S_B	M_0'	S_r	V_H	V_B
1	50	0,21	0,76	1,05	1,8	0,6	0,33	45,8	0,07	3,21	1,76

2	50	0,23	0,85	1,07	1,7	0,64	0,26	45,0	0,1	3,89	1,58
3	50	0,23	0,82	1,06	1,9	0,68	0,27	45,5	0,05	3,75	1,48
4	50	0,24	0,81	1,10	2,3	0,72	0,23	45,5	0,05	3,4	1,09
5	50	0,26	0,77	1,02	1,9	0,76	0,09	45,8	0,15	4,76	0,56
6	50	0,20	0,83	1,06	2,1	0,80	0,1	46,6	0,1	3,55	0,44
7	50	0,19	0,87	1,07	2,2	0,56	0,44	45,1	0	2,18	1,7
8	50	0,22	0,84	1,05	2,0	0,52	0,33	46,0	0,15	2,63	1,67
9	50	0,23	0,82	1,02	2,3	0,84	0,01	46,4	0,15	3,98	0,053
10	50	0,21	0,87	1,11	1,8	0,88	0,02	45,8	0,1	4,70	0,111
11	50	0,22	0,86	1,03	2,3	0,84	0,07	43,9	0,09	3,53	0,29
12	50	0,21	0,85	1,08	2,6	0,81	0,19	47,2	0	3,5	0,30
13	50	0,2	0,84	1,07	2,2	0,69	0,24	46,3 9	0,07	2,91	1,01
14	40	0,23	0,87	1,05	2,4	0,72	0,26	45,8	0,07	3,21	1,76
15	40	0,23	0,84	1,07	2,22	0,76	0,27	45,0	0,1	3,89	1,58
16	40	0,23	0,82	1,06	1,8	0,80	0,26	45,5	0,05	3,75	1,48
17	40	0,23	0,87	1,10	1,7	0,56	0,27	45,5	0,05	3,4	1,09
18	40	0,23	0,86	1,02	1,9	0,52	0,44	45,8	0,15	4,76	0,56
19	40	0,23	0,85	1,06	2,3	0,84	0,33	46,6	0,1	3,55	0,44
20	40	0,23	0,84	1,07	1,9	0,84	0,01	45,1	0	2,18	1,7
21	40	0,23	0,76	1,05	2,1	0,88	0,02	46,0	0,15	2,63	1,67
22	60	0,23	0,85	1,02	2,2	0,84	0,07	46,4	0,15	3,98	0,053
23	60	0,23	0,82	1,11	2,0	0,81	0,19	45,8	0,1	4,70	0,111
24	60	0,23	0,81	1,03	2,3	0,69	0,24	43,9	0,09	3,53	0,29
25	60	0,22	0,77	1,08	1,8	0,72	0,26	47,2	0	3,5	0,30
26	60	0,22	0,83	1,07	2,3	0,76	0,27	46,3	0,07	2,91	1,01
27	60	0,22	0,87	1,11	2,6	0,80	0,01	45,8	0,15	2,63	1,67
28	60	0,22	0,84	1,03	2,2	0,56	0,02	46,6	0,15	3,98	0,053
29	60	0,22	0,79	1,08	2,4	0,52	0,07	45,1	0,1	4,70	0,111
30		0,22	0,82	1,05	2,22	0,84	0,44	46,0	0,07	3,21	1,76

Вопросы для самопроверки

- 1 Принцип отбора образцов керна для анализа и его подготовка для работы
- 2 Что такое остаточная водонасыщенность?
- 3 Что такое коэффициент нефтенасыщенности?
- 4 Какие требования предъявляются к керновому материалу при определении нефте- и водонасыщенности горной породы прямыми методами?
- 5 Какие соотношения существуют между коэффициентами нефтенасыщенности и остаточной водонасыщенности в сформировавшейся залежи нефти?
- 6 Какие соотношения существуют между коэффициентами нефтенасыщенности и остаточной водонасыщенности в молодой, не закончившей формирование, залежи нефти?
- 7 Подробное описание выполнения анализа на аппарате Закса.
- 8 Какой растворитель используется в данной работе и почему?
- 9 В каком случае анализ считается законченным?
- 10 В каком виде оформляются результаты анализа?

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 олова. 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. В случае необходимости нужно еще раз внимательно разобраться в материале.

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. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. и др. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1982.
2. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов.- М.,Недра. 1977.
3. Боровая М.С., Нехамкина Л.Г. Лаборант нефтяной и газовой промышленности: Справочное пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 317 с.
4. Калинин М.К. Методика исследования коллекторских свойств керна. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
5. Амикс Дж. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1969.
6. Эрих В.И. Химия нефти и газа. – М.: Химия, 1989.
7. Богомолов А.И., Темянка М.Б., Хотынцева Л.И. Современные методы исследования нефтей. – М.: Недра, 1984, с. 182 – 192.
8. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Ширковский А.И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. – М.: Наука, 1996. – 541 с
9. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. – М: Недра, 1975, с. 48-53.
10. ГОСТ 33 82. Метод определения кинематической и расчет динамической вязкости. – М., 1982.

7.4 Примерный список вопросов, задаваемых на зачете

1. Единицы измерения давления. Устройство и принцип действия манометров
2. Трубка Бурдона. Область применения. Классы точности манометров.
3. Классификация приборов для измерения давления
4. Классификация приборов для измерения давления по типу чувствительного элемента
5. Абсолютное и избыточное давление, приборы для измерения давления. Классы точности.
6. Классификация приборов для измерения давления и разрежения

7. Возможные источники систематических погрешностей приборов с упругим чувствительным элементом
8. Схема экспериментальной установки для изучения закона Б.Паскаля
9. Гидростатическое давление и его свойства
10. Абсолютное и избыточное гидростатическое давление и связь между ними
11. Основное уравнение гидростатики. Закон Паскаля.
12. Приборы для измерения избыточного гидростатического давления и принцип их действия.
13. Жидкостные приборы для измерения давления
14. Установление опытным путём наличие двух режимов движения жидкости, а также переход одного режима в другой.
15. Определение числа Рейнольдса для каждого режима движения; сравнение его с критическим числом Рейнольдса.
16. Схема установки для исследования режимов движения жидкости
17. Режимы движения жидкости, их особенности и отличия.
18. Критерий существования режима движения жидкости.
Прогнозирование режима движения жидкости
19. Формула числа Рейнольдса и её анализ
20. Потери напора на трение для случая равномерного движения жидкости
21. Количество энергии (напора), затрачиваемой на преодоление местных сопротивлений в напорных трубах
22. Потери напора в местных сопротивлениях при турбулентном режиме.
Формула Вейсбаха
23. Экспериментальные значения коэффициентов местного сопротивления
24. Теоретические формулы для определения потерь напора и коэффициентов местных сопротивлений
25. Теоретический коэффициент местного сопротивления при внезапном расширении потока

26. Формула для теоретического определения потерь напоров применительно к круглым трубам
27. Теоретический коэффициент сопротивления при внезапном сужении потока (эмпирическая зависимость И.Е. Идельчика)
28. Теоретический коэффициент сопротивления при повороте
29. Схема установки для расчёта местных сопротивлений
30. Виды сопротивлений при движении жидкости. Приведите примеры и изобразите схематично.
31. Причины потерь напора в каждом виде местных сопротивлений и от чего они зависят
32. Факторы влияющие на значения коэффициентов местных сопротивлений и методики их определения
33. Резервы уменьшения значение потерь напора в каждом из видов местного сопротивления
34. Вычисление средние скорости потока и отвечающих им скоростных напоров для живых сечений потока жидкости
35. Определение опытным путем слагаемых уравнения Д. Бернулли.
36. Конструкция и назначение трубки Пито
37. Коэффициент Кориолиса для потока реальной жидкости, что он учитывает и от чего зависит его величина
38. Геометрический смысл слагаемых уравнения Д. Бернулли.
39. Энергетический смысл слагаемых уравнения Д. Бернулли.
40. Потери полного напора и их энергетический смысл
41. Поясните, что понимают под термином "удельная энергия", Объясните термины "местная скорость" и "средняя скорость" и укажите, как определяют эти скорости

7.5 Примерный список вопросов, включенных в экзаменационные билеты

1. Установившееся движение однородной сжимаемой жидкости и газа по закону Дарси.
2. Дифференциальные уравнения установившейся фильтрации сжимаемой жидкости и газа

- по закону Дарси. Функция Л.С. Лейбензона.
3. Установившаяся фильтрация сжимаемой (упругой) жидкости и идеального газа.
 4. Средневзвешенное давление. Фильтрация реального газа. Формирование Интеллектуально-познавательных умений по стимулированию познавательной активности и расширению кругозора.
 5. Установившаяся фильтрация газированной жидкости.
 6. Растворимость газа в нефти. Насыщенность порового пространства жидкой фазой.
 7. Фазовая проницаемость пористой среды. Газовый фактор.
 8. Определение распределения давления в пласте и дебита жидкости и газа в условиях притока к галерее к совершенной скважине.
 9. Функция С.А. Христиановича и ее определения по методам Б.Б. Лапука, И.А. Чарного и Г.Б. Пыхачева.
 10. Установившийся фильтрационный поток, в котором одна жидкость вытесняет другую (поршневое вытеснение).
 11. Условия на границе раздела двух жидкостей.
 12. Скорость перемещения границы раздела.
 13. Плоско-параллельное и плоско-радиальное вытеснение нефти водой. Время полного вытеснения нефти водой.
 14. Анализ явления поднятия подошвенной воды (конусообразование).
 15. Неустановившаяся фильтрация упругой жидкости.
 16. Упругий режим пласта и его характерные особенности.
 17. Подсчет упругого запаса жидкости в пласте.
 18. Дифференциальное уравнение упругого режима фильтрации.
 19. Точные решения уравнения проницаемости для притока к галерее и точечному стоку в неограниченном пласте.
 20. Понятия о точных решениях для ограниченного пласта круговой и полоскообразной формы.
 21. Приближенные методы решения нестационарной фильтрации упругой жидкости.
 22. Метод последовательной смены стационарных состояний. Метод А.М. Пирвердяна. Метод Э.Б. Чекалюка. Суперпозиция в задачах упругого режима.
 23. Неустановившаяся фильтрация газа. Дифференциальное уравнение Л.С. Лейбензона нестационарной фильтрации газа.
 24. Линеаризация дифференциального уравнения Л.С. Лейбензона и его основное решение. Метод последовательной смены стационарных состояний для газа.
 25. Движение границы раздела двух жидкостей с учетом неполноты вытеснения.
 26. Основные характеристики многофазной фильтрации.
 27. Относительная фазовая проницаемость. Скорость фильтрации отдельных фаз.
 28. Дифференциальные уравнения многофазной фильтрации: уравнения неразрывности, уравнения движения, уравнения состояния жидкостей.
 29. Основы теории вытеснения нефти водой. Полная система дифференциальных уравнений для плоскопараллельного течения в горизонтальном пласте.
 30. Теория Баклея-Левретта.
 31. Скачок насыщенности. Координата фронта насыщенности.
 32. Определение водонасыщенности на фронте вытеснения и средней водонасыщенности в области двухфазного течения по графику функции Левретта.
 33. Определение времени безводного периода при непоршневом вытеснении нефти водой.
 34. Определение коэффициента нефтеотдачи в случаях без связанной воды и со связанной водой.
 35. Движение жидкости и газа в трещиноватых и трещиновато-пористых средах.
 36. Особенности фильтрации в трещиноватых и трещиновато-пористых средах.
 37. Вывод дифференциальных уравнений движения жидкости и газа в трещиноватых и трещиновато-пористых средах.

38. Установившаяся одномерная фильтрация жидкости и газа в трещиноватом и трещиновато-пористом пласте.
39. Фильтрация неньютоновских жидкостей. Реологические модели фильтрующихся жидкостей и нелинейные законы фильтрации.

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	Подземная гидромеханика : учебное пособие / Басниев К. С. - Москва, Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2019. - 488 с.	1	1
	Юдаев, Василий Федорович. Гидравлика : Учебное пособие / В. Ф. Юдаев. - 2, перераб. и доп. - Москва : ООО "Научно-издательский центр ИНФРА-М", 2026. - 423 с.	1	1
	Кудинов, Василий Александрович. Гидравлика : учебник и практикум для вузов / В. А. Кудинов, Э. М. Карташов, А. Г. Коваленко, И. В. Кудинов. - 5-е изд., пер. и доп. - Москва : Юрайт, 2026. - 367 с.	1	1

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

№	Ссылка на информационный ресурс	Наименование ресурса в электронной форме	Доступность
Электронно-библиотечные системы			
1	https://dlib.eastview.com	База данных «Ивис»	Авторизованный доступ
2	https://urait.ru	Образовательная платформа Юрайт	Авторизованный доступ
3	http://www.iprbookshop.ru	ЭБС IPR SMART	Авторизованный доступ
4	http://znanium.com	ЭБС «Znanium»	Авторизованный доступ
5	https://e.lanbook.com	ЭБС «Лань»	Авторизованный доступ
6	https://lib.rucont.ru	ЭБС «Рукопт»	Авторизованный доступ
7	https://ldiss.rsl.ru	Электронная библиотека диссертаций РГБ	Авторизованный доступ
Информационные справочные системы			
	http://www.consultant.ru/	СПС КонсультантПлюс	Авторизованный доступ

8			
Профессиональные базы данных			
9	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

MATLAB Academic new Product From 10 to 24 Concurrent Licenses (per License);
MathType;
Mathcad;
Антивирус DrWeb;
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

