

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования

«Оренбургский государственный университет»

*Л.Д. Савинкова*

# **ПОДЗЕМНАЯ ГИДРОМЕХАНИКА. ВЫПОЛНЕНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА И ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ**

Учебно-методическое пособие

Рекомендовано к изданию ученым советом федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Оренбургский государственный университет» для обучающихся по образовательным программам высшего образования по специальности 21.05.02 Прикладная геология

Оренбург  
2017

УДК 532.5:622. 276  
ББК 26.325.31  
С13

Рецензент -

Оренбургское отделение РГУ им. И.М. Губкина в г. Оренбурге  
кандидат геолого-минералогических наук, доцент В.И. Кузнецов

С13 **Савинкова, Л.Д.**

Подземная гидромеханика. Выполнение курсового проекта и лабораторных работ: учебно-методическое пособие /Л. Д. Савинкова; Оренбургский ун-т. – Оренбург, 2017. –170 с.

**ISBN 978-5-7410-1775-3**

В пособии представлены методические рекомендации по выполнению курсового проекта и 8 лабораторных работ по основным разделам дисциплины «Подземная гидромеханика». В помощь выполнения курсового проекта представлены варианты тем теоретической части и задач практической части с решениями, разработан образец оформления одного варианта курсового проекта. Каждая из лабораторных работ включает краткое теоретическое изложение, методические рекомендации и указания, образцы оформления выполнения заданий, варианты исходных данных, варианты контроля усвоения материала в виде тестирования и опроса, необходимая справочная информация в виде таблиц и графиков.

Учебно -методическое пособие предназначено для студентов очной, заочной и дистанционной форм обучения, обучающихся по программе высшего образования по специальности 21.05.02 Прикладная геология, специализация «Геология нефти и газа», а также специалистов нефтегазового дела.

УДК 532.5: 622. 276

ББК 26.325.31

ISBN 978-5-7410-1775-3

©Савинкова Л.Д.,2017

© ОГУ, 2017

## Содержание

		Введение	6
1		Методические и практические рекомендации при выполнении курсового проекта	8
1.	1	Теоретическая часть проекта	8
1.	1. 1	Варианты тем и планы изложения теоретических заданий	9
1.	1. 2	Контрольные вопросы для самопроверки курсу «Подземная гидромеханика»	13
1.	1. 3	Список использованных источников для выполнения курсовой работы	15
1.	2	Практическая часть проекта	16
1.	2. 1	Методические рекомендации по выполнению первого задания, варианты исходных данных и образец выполнения	16
1.	2. 2	Методические рекомендации по выполнению второго задания, варианты исходных данных и образец выполнения	24
1.	2. 3	Методические рекомендации по выполнению третьего задания, варианты исходных данных и образец выполнения	33
2		Методические и практические рекомендации при выполнении лабораторных работ	42
2.	1	Лабораторная работа № 1 Основные свойства жидкости и газов	42
2.	1. 1	Цель работы	42
2.	1. 2	Основные понятия физических свойств жидкостей и газов	42
2..	1. 3	Задания по лабораторной работе	46
2.	1. 4	Контроль основных понятий по результатам тестирования	52
2.	1. 5	Оформление результатов лабораторной работы	55
2.	2	Лабораторная работа № 2 Гидростатика, равновесие капельной жидкости	55
2.	2. 1	Цель работы	55
2.	2. 2	Основные понятия сил, давления, законы и свойства гидростатического давления	55
2.	2. 3	Задания по лабораторной работе	60
2.	2. 4	Контроль основных понятий по результатам опроса и тестирования	64
2.	2. 5	Оформление результатов лабораторной работы	68
2.	3	Лабораторная работа №3 Сила гидростатического давления, гидростатическое давление	69
2.	3. 1	Цель работы	69
2.	3. 2	Основные понятия сил, давления и свойства гидростатического давления	69
2.	3. 3	Задание по лабораторной работе	70
2.	3. 4	Контроль основных понятий по результатам опроса и	74

			тестирования	
2.	3.	5	Оформление результатов лабораторной работы	76
2.	4		Лабораторная работа №4	76
			Основные понятия кинематики и динамики жидкостей и газов	
2..	4.	1	Цель работы	76
2.	4.	2	Основные понятия гидродинамики флюидов	76
2.	4.	3	Задания по лабораторной работе	82
2.	4.	4	Контроль основных понятий по результатам опроса и тестирования	89
2.	4.	5	Оформление результатов лабораторной работы	93
2.	5		Лабораторная работа №5	93
			Расчет потерь в трубопроводной системе	
2.	5.	1	Цель работы	93
2.	5.	2	Теоретические основы гидравлических расчетов потерь напора в трубопроводной системе	93
2.	5.	3	Задание по лабораторной работе	97
2.	5.	4	Контроль основных понятий по результатам опроса и тестирования	100
2.	5.	5	Оформление результатов лабораторной работы	102
2.	6		Лабораторная работа №6	103
			Стационарные исследования газовых скважин методом индикаторной диаграммы	
2.	6.	1	Цель работы	103
2.	6.	2	Теоретические основы стационарного метода исследования газовых скважин	103
2.	6.	3	Задание по лабораторной работе	108
2.	6.	4	Контроль основных понятий по результатам опроса и тестирования	113
2.	6.	5	Оформление результатов лабораторной работы	118
2.	7		Лабораторная работа №7	119
			Неустановившийся метод исследования газовых скважин	
2.	7.	1	Цель работы	119
2.	7.	2	Теоретические основы неустановившегося метода исследования газовых скважин	119
2.	7.	3	Задание по лабораторной работе	123
2.	7.	4	Контроль основных понятий по результатам опроса и тестирования	136
2.	7.	5	Оформление результатов лабораторной работы	137
2.	8		Лабораторная работа №8	137
			Режим фильтрации и экспериментальный закон Рейнольдса	
2.	8.	1	Цель работы	137
2.	8.	2	Некоторые аспекты теории режимов фильтрации	137
2.	8.	3	Задания по лабораторной работе	140
2.	8.	4	Контроль основных понятий по результатам опроса и	142

		тестирования		
2.	8.	5	Оформление результатов лабораторной работы	144
3			Учебно-методическое обеспечение дисциплины	145
3.	1		Основная литература	145
3.	2		Дополнительная литература	145
3.	3		Интернет-ресурсы	148
			Приложение А Титульный лист лабораторной работы	151
			Приложение Б Кривые Брауна для определения коэффициента сжимаемости газа	152
			Приложение В Образец выполнения теоретической части курсового проекта	153

## Введение

Настоящее методическое пособие написано для студентов геологических специальностей и охватывает основные направления программы по дисциплине «Подземная гидромеханика»: физико-химические свойства жидкости и газа, равновесие капельной жидкости, основы кинематики и динамики жидкости, гидравлические сопротивления, нефтегазовой подземной гидромеханики, законы статики и фильтрации, скорость фильтрации, математические модели однофазной фильтрации, плоские установившиеся фильтрационные потоки, приток к несовершенным скважинам, установившаяся фильтрация упругой жидкости и газа.

Методическое пособие включает рекомендации по выполнению курсового проекта с вариантами теоретических тем и направлением исследования, практических задач, 8 лабораторных работ (с вариантами), рассчитанных на 16 академических часов (из расчета в среднем 2 часа на одну работу). Пособие состоит из трех частей: содержания методических рекомендаций при выполнении курсового проекта, содержания выполнения лабораторных работ, источников сопровождений литературой и приложений. В первой части пособия по выполнению курсового проекта руководства содержится перечень тем теоретических вопросов и помощь в изучении их, перечень образцов решенных задач к практической части проекта и рекомендации к вариантам решения с другими исходными данными. Во второй части руководства даны методические рекомендации по выполнению лабораторных работ: название и цели работы, теоретические основы и методические приемы выполнения задания, указания по оформлению работ и вопросы, на которые необходимо ответить при решении задачи и по завершении работы. После каждой лабораторной работы приводятся тесты и вопросы для самопроверки с целью контроля усвоения материала. В третьей части приведено учебно-методическое сопровождение и обеспечение дисциплины литературой. В приложении приводится справочный материал в виде таблиц, схем, графиков, диаграмм и образец выполненной курсовой работы преподавателем (теоретической части) и прочих данных, необходимых для выполнения курсового проекта и лабораторных работ.

Целью данного пособия является оказание методической и практической помощи выполнения курсового проекта. Методическое руководство расчетами курсового проекта и облегчение выполнения заданий лабораторных работ, а в конечном итоге, обучение студентов практическому применению теоретических основ, формирование навыков решения задач по подземной гидромеханике, работы с графической, табличной, текстовой информацией для практического применения знаний по курсу. Освоение теоретических основ при выполнении лабораторных работ позволит будущим инженерам-геологам творчески и самостоятельно ориентироваться в реальных гидромеханических явлениях, в решении практических геолого-

промышленных задач при принятии решений в инженерной практике. Содержание данного методического пособия не охватывает всех теоретических аспектов всего курса подземной гидромеханики, поэтому перед выполнением курсового проекта и лабораторных работ необходимо ознакомиться с теорией по учебникам, учебным пособиям и электронным лекциям преподавателя. Необходима теоретическая подготовка по высшей математике, физике, гидравлике, а также наработка опыта работы с практическими инженерными задачами разного вида и уровня будут полезны при подготовке к экзамену по дисциплине «Подземная гидромеханика».

Варианты теоретических тем курсового проекта и методические рекомендации помогут составить план раскрытия темы, выбрать правильное направление исследования и ее раскрытия. Образцы решенных преподавателем задач к курсовому проекту помогут справиться с практической частью проекта. Задания по лабораторным работам составлены из задач, которые приходится решать инженеру-геологу на практике исходя из многолетнего опыта преподавателя на основе применения упрощенных и эмпирических методов решения, с целью получения результатов, используемых в инженерной практике, производственных геологических служб нефтегазодобывающих управлений (НГДУ), проектных институтов нефти и газа, геофизических организаций Оренбуржья и нефтегазовом деле.

Необходимые инструменты для выполнения курсовой и лабораторных работ: персональный компьютер, инженерный калькулятор. Умение работать в электронных таблицах Microsoft Excel 2010, электронной почте, стандартных графических редакторах и офисе.

В начале учебного процесса студент получает индивидуальное задание по курсовому проекту, источники литературы в электронном виде от преподавателя, который консультирует студента по мере работы над проектом. Оформленный курсовой проект отсылается преподавателю по электронной почте, после получения положительной экспертизы распечатывается и защищается. Каждая лабораторная работа отсылается преподавателю по электронной почте или передается лично студентом на бумажном носителе. При получении положительной экспертизы работа защищается, оформляется на бумажном носителе, сдается окончательный вариант преподавателю.

При выполнении курсового проекта и его защиты с дифференцированной оценкой, защиты всех лабораторных работ студент допускается к экзамену по подземной гидромеханике. На экзамене студент самостоятельно решает одну задачу, рассмотренную на лабораторных работах по подобному варианту, и готовит ответ на три теоретических вопроса.

Данное пособие может быть полезным не только студентам, но и специалистам геологам-нефтяникам, имеющим дело с инженерными расчетами в процессе эксплуатации и разработки, а также в проектировании нефтяных и газовых месторождений.

# **1 Методические и практические рекомендации выполнения курсового проекта**

## **1. 1 Теоретическая часть проекта**

Курсовой проект по курсу «Подземная гидромеханика» состоит из теоретической и практической частей. Оформляется по Стандарту СТО 02069024.101-2015. Общие указания по оформлению проекта: не более 40 листов печатного текста.

Курсовой проект должен содержать: титульный лист, лист с заданием, лист с аннотацией, лист сокращений, содержание, введение, основной части проекта, заключения и списка использованных источников. Текст основной части проекта должен состоять из теоретической и практической частей с решенными задачами и пояснениями, выводов по практической части.

Теоретическая часть проекта должна состоять из разделов, глав по авторскому варианту изложения и выводов. Все формулы набираются в редакторе формул, нумерация сквозная, ссылка по тексту на них обязательная. Графики, рисунки и таблицы с единой нумерацией по теоретической части и ссылка на них по тексту обязательная, образец теоретической части проекта представлен в приложении В.

Практическая часть проекта, состоящая из трех или более задач, решенных по своему варианту исходных данных, должна содержать формулы, ответы и поясняющие решение тексты. Формулы, используемые для расчетов, по практической части с своей нумерацией, ссылка на них по тексту обязательная. Построенные графики, гистограммы и таблицы со своей нумерацией по практической части проекта.

После практической части проекта должно следовать заключение в целом по проекту. В заключении необходимо ответить на один вопрос. Что узнал нового студент из теоретической и практической части проекта в процессе исследовательской работы?

После заключения на отдельном листе курсового проекта помещается список использованных источников, ссылка по тексту на каждый из источников обязательна.

Оглавление изложения и раскрытия вопроса по теоретической части должно быть предварительно согласовано с преподавателем.



Курсовой проект защищается индивидуально по мере его готовности к защите в течение семестра, оценка - дифференцированная по пятибальной системе.

### 1.1.1 Варианты тем и планы изложения теоретических заданий

Проект 1 Все о вязкости флюидов

План изложения (примерный)

Понятие о вязкости флюидов, закон Ньютона и закон Бингама о течении вязкопластичных жидкостях. Приборы для определения вязкости, их типы, принципы действия и практическое применение.

Проект 2 Все о коллекторах

План изложения (примерный)

Понятие и виды коллекторов: гранулярного, трещинного и трещиновато-порового и порово-трещинных, поровых коллекторов. Коллекторы смешанного типа. Классификация коллекторов по М.И. Максимову и др. Характеристика терригенных и карбонатных коллекторов, их сходство и отличие. Количественные характеристики коллекторов.

Проект 3 Фильтрационно- емкостные свойства пористых сред

План изложения (примерный)

Основные понятия о фильтрационно-емкостные свойства пористых сред. Основные понятия о параметрах движения жидкости, их гидродинамические характеристики. Линейный и нелинейный законы фильтрации в дифференциальной форме.

Проект 4 Все о давлении

План изложения (примерный)

Виды давления, их классификация по различным признакам. Единицы измерения давления в различных системах. Виды давления в скважине. Приборы для измерения давления, основные характеристики и принципы их работы. Методы определения параметров. Подробно дать характеристику одному из приборов, измеряющих давление.

Проект 5 Жидкости и виды покоя

План изложения (примерный)

Жидкость, ее основные физические свойства. Виды покоя жидкости и теория относительности Эйнштейна. Относительный покой жидкости. Основное уравнение гидростатики. Закон Паскаля и его практическая реализация.

Проект 6 Закон Архимеда и его практическая ценность

План изложения (примерный)

Закон Архимеда. Практическая ценность закона. Остойчивость плавающих тел.

Проект 7 Уравнение Бернулли

План изложения (примерный)

Понятие элементарной струйки жидкости. Физический и геометрический смыслы уравнения Бернулли для элементарной струйки идеальной и реальной жидкостей. Использование уравнения Бернулли при добыче жидкости и расчетах простых трубопроводных систем.

Проект 8 Истечение жидкости через отверстия и насадки

План изложения (примерный)

Типы отверстий, расход и скорости, насадки, их типы, время, скорость и расход. Истечение жидкости через отверстие и насадки. Гидравлический удар. Кавитация.

Проект 9 Модели фильтрационного течения жидкости и коллекторов

План изложения (примерный)

Модели фильтрационного течения жидкости и коллекторов. Пласт как многофазная, многокомпонентная и термодинамическая система. Явление перколяции в подземной гидромеханике и практическое его применение.

Проект 10 Естественные режимы работы нефтяных и газовых пластов

План изложения (примерный)

Естественные режимы работы нефтяных пластов: водонапорный, упруговодонапорный, режим растворенного газа, гравитационный, смешанный. Естественные режимы работы газовых пластов: газонапорный, упругогазоводонапорный.

Проект 11 Нефтяные и газовые скважины: интерференция, суперпозиция.

План изложения (примерный)

Виды несовершенства скважин по характеру и степени вскрытия, кривые Щурова. Интерференция скважин. Метод суперпозиций. Метод отображения потенциала точечного источника и стока на плоскости.

Проект 12 Основные уравнения подземной гидромеханики

План изложения (примерный)

Уравнение подземной гидромеханики неразрывности. Уравнение движения, состояния флюида и пористой среды в дифференциальной и интегральной формах. Выводы основного уравнения неразрывности.

Проект 13 Закон установившейся и неуставившейся фильтрации жидкости

План изложения (примерный)

Основной закон установившейся фильтрации жидкости. Функция Лейбензона и установившаяся фильтрация упругой жидкости и газа. Вывод дифференциального уравнения неустановившейся фильтрации однородного флюида по закону Дарси.

Проект 14 Пьезопроводность, вывод уравнения пьезопроводности  
План изложения (примерный)

Основные понятия, определяющие коэффициент пьезопроводности. Дифференциальное уравнение неустановившейся фильтрации упругой жидкости в упругой пористой среде (вывод уравнения пьезопроводности).

Проект 15 Модели фильтрационных потоков  
План изложения (примерный)

Основные понятия и одномерные фильтрационные потоки: прямолинейно - параллельный, плоскорадиальный и радиально-сферический. Вывод основных характеристик одномерных фильтрационных потоков и их практическое исследование в нефтегазовой подземной гидромеханике.

Проект 16 Основное уравнение гидростатики  
План изложения (примерный)

Основное уравнение гидростатики в дифференциальной и интегральной формах, конечная форма основного уравнения гидростатики. Практический эксперимент и интерпретация основного уравнения.

Проект 17 Сила гидростатического давления  
План изложения (примерный)

Основные понятия силы, размерность, отличие ее от давления. Силы гидростатического давления на плоскую поверхность, на криволинейную поверхность, центр действия сил и центр давления.

Проект 18 Гидростатическое давление и сила гидростатического давления  
План изложения (примерный)

Понятие силы гидростатического давления на дно сосудов, давления жидкости на стенки и дно сосуда, явление гидравлического парадокса. Гидростатическое давление и его свойства. Определение гидростатического давления в нефтяной и газовой скважине. Ответить на вопрос, в чем различие между гидростатическим давлением и силой гидростатического давления?

Проект 19 Режимы движения жидкости  
План изложения (примерный)

Основные понятия и характеристики, описывающие движение жидкости. Виды и режимы движения жидкости. Число Рейнольдса- параметр определения режима движения жидкости для ламинарного и турбулентного движений. Примеры режимов движения жидкости.

## Проект 20 История развития подземной гидромеханики

### План изложения (примерный)

Разделы подземной гидромеханики, что изучает каждый раздел. История формирования развития подземной гидромеханики. Развитие отечественной школы теории фильтрации.

## Проект 21 Гидравлические сопротивления и потери напора на трение и местные потери

### План изложения (примерный)

Основные понятия, виды гидравлических сопротивлений и потери напора жидкости, вызванные этими сопротивлениями. Определение коэффициента гидравлического сопротивления и потерь напора. Формулы Пуазейля, Вейсбаха-Дарси, Блазиуса, Шифринсона определения потерь напора и коэффициента гидравлического сопротивления.

## Проект 22 Понятие о жидкости, движение жидкости

### План изложения (примерный)

Основные понятия о жидкости, физические и химические свойства, теория фильтрации (породы коллектора, флюид, коэффициенты пористости и проницаемости и единицы их измерения). Ламинарный и турбулентный режимы движения. Средняя скорость движения и скорость фильтрации, их взаимосвязь.

## Проект 23 Закон Дарси

### План изложения (примерный)

Линейный закон фильтрации Дарси в дифференциальной и интегральной формах для жидкости и газов. Границы применимости закона Дарси. Расчёт плоскорадиального фильтрационного потока, индикаторная кривая, коэффициент продуктивности для жидкостей и газов.

## Проект 24 Гидродинамические исследования нефтяных скважин

### План изложения (примерный)

Исследование нефтяных скважин на стационарных и нестационарных режимах фильтрации. Определение фильтрационно-емкостных параметров нефтяного пласта: проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности, продуктивности, приведенного радиуса.

## Проект 25 Гидродинамические исследования газовых скважин

### План изложения (примерный)

Исследование газовых скважин на стационарных и нестационарных режимах фильтрации. Определение фильтрационно-емкостных параметров газового пласта: проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности, продуктивности, приведенного радиуса. В чем различие гидродинамических исследований газовой и нефтяной скважин?

Проект 26 Гидравлический расчет простых напорных трубопроводов истечения жидкости в атмосферу и подуровень с помощью уравнения Бернулли. Примеры расчетов.

План изложения (примерный)

Определение напора или давления при известных параметрах: расходе жидкости, геометрических размерах трубопровода. Определение расхода при известных: действующем напоре или давлении в системе; геометрических размерах и установленных местных сопротивлениях. Определение геометрических размеров трубопроводов, характеристик местных сопротивлений при известном расходе, действующем напоре или давлении.

### 1.1.2 Контрольные вопросы для самопроверки по курсу

Введение

1. Отечественная школа теории фильтрации.
2. Основные понятия теории фильтрации.
3. Разделы подземной гидромеханики. Что они изучают.
4. Что подразумевается под сплошностью среды.

Раздел 1. Гидростатика

1. Определение жидкости.
2. Основные физические свойства жидкости: плотность, удельный вес, вязкость, сжимаемость.
3. Виды покоя жидкости.
4. Виды вязкостей. Единицы измерения коэффициентов вязкости.
5. Приборы, измеряющие вязкость.
6. Внутренние и внешние силы, действующие на жидкость.
7. Понятие давления, виды давления. Единицы измерения давления.
8. Силы, действующие в жидкости.
9. Основное уравнение гидростатики дифференциальной и конечной формах. Закон Паскаля.
10. Пьезометр, пьезометрическая высота, плоскость сравнения.
11. Приборы для измерения давления.
12. Графическое изображение давления.
13. Силы давления на дно сосудов, гидравлический парадокс.
14. Силы давления на плоскую поверхность, центр давления.
15. Закон Архимеда. Остойчивость плавающих тел.

Раздел 2. Гидродинамика

1. Виды движения жидкости.
2. Модель потока, характеристики поперечного сечения.
3. Режимы движения жидкости.
4. Опыты и число Рейнольдса.
5. Уравнение неразрывности потока.

6. Уравнение Бернулли для элементарной струйки идеальной жидкости.
7. Физический и геометрический смыслы уравнения Бернулли.
8. Определение расхода жидкости по показаниям расходомера Вентури.
9. Уравнение Бернулли для элементарной струйки реальной жидкости.
10. Уравнение Бернулли для потока реальной жидкости.
11. Виды гидравлических сопротивлений и потери напора жидкости, вызванные этими сопротивлениями.
12. Формулы Пуазейля, Вейсбаха-Дарси.
13. Определение коэффициента гидравлического сопротивления.
14. Определение потерь напора по длине.
15. Формула для определения потерь напора за счёт местных сопротивлений.
16. Истечение жидкости через отверстие и насадки.
17. Гидравлический удар.

### Раздел 3. Подземная гидромеханика (нефтегазопромысловая подземная гидромеханика)

1. Фильтрация – как особый вид движения жидкости.
2. Основные понятия теории фильтрации: породы коллектора, флюид, коэффициенты пористости и проницаемости и единицы их измерения.
3. Средняя скорость движения и скорость фильтрации, их взаимосвязь.
4. Закон Дарси – линейный закон фильтрации. Границы применимости закона Дарси.
5. Режимы нефтегазоносных пластов.
6. Основные уравнения подземной гидромеханики: уравнение неразрывности, уравнения движения, уравнения состояния флюида и пористой среды. Условия замыкания системы уравнений.
7. Начальные и граничные условия.
8. Одномерные фильтрационные потоки: схема прямолинейно-параллельный поток.
9. Одномерные фильтрационные потоки: схема плоскорадиальный поток.
10. Одномерные фильтрационные потоки: схема радиально-сферический поток.
11. Установившейся фильтрация несжимаемой жидкости в пористой среде.
12. Расчёт прямолинейно-параллельного фильтрационного потока.
13. Расчёт плоскорадиального фильтрационного потока, индикаторная кривая, коэффициент продуктивности.
14. Расчёт радиально-сферического фильтрационного потока.
15. Виды неоднородности природных пластов.
16. Виды несовершенства скважин. Интерференция скважин.
17. Метод суперпозиций.
18. Метод отображения источников и стоков.

19. Установившаяся фильтрация упругой жидкости и газа. Функция Лейбензона.
20. Неустановившееся движение упругой жидкости в пористой среде. Уравнение пьезопроводности.
21. Приток упругой жидкости к укрупнённой скважине.

### 1.1.3 Список использованных источников для выполнения курсовой работы и лабораторных заданий

1. СТО 02069024.101-2015. Стандарт организации. Работы студенческие. Общие требования и правила оформления. – Введен 2010-10.01. – Оренбург: ОГУ, 2010.- 93 с.
2. Чарный, И. А. Подземная гидрогазодинамика: учеб. для вузов / И.А. Чарный. – М. : Ин-т компьютер. Исслед., 2006. – 436 с. – (Современные нефтегазовые технологии). – Прил.: с. 393-410 – ISBN 5-93972-591-0.
3. Басниев, К. С. Нефтегазовая гидромеханика: учеб. пособие для вузов /К. С. Басниев, Н. М. Дмитриев, Г. Д. Розенберг; под ред. С. С. Григоряна.- 2-е изд., доп. – М. : Ижевск, 2005. – 544 с. – (Современные нефтегазовые технологии). – Библиогр.: с. 538-543. – ISBN 5-93972-405-1.
4. Часс, С. И. Гидромеханика в примерах и задачах: учебное пособие / С.И. Часс. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. 216 с.-ISBN 5-8019-0119-1
5. Винников, В. А. Гидромеханика: учебник для вузов / В.А. Винников, Г.Г. Каркашадзе. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2003. - 302 с.- – ISBN 5-7418-0245-1.
6. Басниев, К.С. Подземная гидромеханика: учебник для вузов /К.С. Басниев, И.Н.Кочина, В.М.Максимов – М.: Недра, 1993. – 416 с. -ISBN 5-247-02323-1.
7. Евдокимова, В.А. Сборник задач по подземной гидравлике: учебное пособие / В.А. Евдокимова, И.Н. Кочина. – М.: Недра, 1979. – 166 с. -
8. Щелкачев, В. Н. Подземная гидравлика: учебное пособие для студентов нефтегазовых специальностей университетов / В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук. – Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. – 736 с.- -ISBN 5-93972-081-1
9. Примеры расчетов по гидравлике: учеб. пособие для вузов / под ред. А. Д. Альтшуля. с. авт.: А. Д. Альтшуль, В. И. Калицун, Ф. Г. Майрановский, П. П. Пальгунов. М., Стройиздат 1977. 255 с
10. Баренблатт, Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра, 1984. - 208 с.
11. Сборник задач по гидравлике и газодинамике для нефтяных вузов: учебное пособие для вузов /под. ред.Розенберга. - М.: Недра, 1990. - 238с.- ISBN 5-247-01610-6.

12. Вилькер, Д. С. Лабораторный практикум по гидромеханике : учеб. пособие для гос. ун-тов /Д. С. Вилькер . - М. : Физматгиз, 1959. - 352 с.

13. Муфазалов, Р. Ш. Гидромеханика добычи нефти : том 1. Учебное пособие /Р.Ш. Муфазалов –М. : Московский государственный горный университет, 2008.-315с- ISBN 978-5-98672-106-4

14. Дмитриев, Н. М. Подземная гидромеханика: пособие для семинарских занятий /Н.М.Дмитриев, В.В. Кадет - М.: Интерконтакт Наука, 2008,-174с.

15. Басниев, К.С. Нефтегазовая гидромеханика: учебное пособие для вузов/ К.С. Басниев, Н.М.Дмитриев, Г.Д.Розенберг. – М. : Ижевск, 2005.-544с.- ISBN 5-93972-404-1

16. Пятибрат, В.П. Основы подземной гидромеханики: учебное пособие /В.П. Пятибрат -Ухта: УГТУ, 2012. -123с.- ISBN 978-5-88179-684-6

17. Соловьев, А. А. Сборник задач по гидромеханике /А.А.Соловьев М.: Альтаир МГАВТ, 2004.-111с.

## 1.2 Практическая часть проекта

Практическая часть проекта состоит из далее следующих трех заданий.

*Первое задание* по определению суммарного суточного отбора нефти в условиях одномерного движения радиального притока жидкости к одной скважине.

*Второе задание* состоит в определении оптимального количества скважин в кольцевой батарее в условиях нерадиального потока фильтрации при справедливости закона Дарси.

*Третье задание* состоит в определении режима фильтрации при движении жидкости по стволу скважины. Оценке потерь напора и давления при турбулентном и ламинарном потоках.

1.2.1 Методические рекомендации для выполнения первого задания, варианты исходных данных и образец выполнения

Определение суммарного суточного отбора нефти в условиях одномерного движения радиального притока жидкости к одной несовершенной скважине.

Целью работы является выполнение расчета суммарного суточного отбора нефти в скважине для одномерного движения при радиальной фильтрации и ламинарном режиме, для условий упругого режима и справедливости закона Дарси. Для определения притока жидкости к забою скважины  $Q$  в размерности ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) воспользуемся формулой Дюпюи (1.1):



$$Q = \frac{2\pi * k * h_{вск.эф.н} * (P_k - P_c)}{\mu * (Ln \frac{R_k}{r_{пр}} + C)}, \quad (1.1)$$

где  $2\pi - 2 * 3,14$ ;

$k$  – коэффициент проницаемости пласта,  $m^2$ ;

$h_{вск.эф.н}$  – вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м;

$P_k$  – давление на контуре питания, Па;

$P_c$  – замеренное забойное давление в добывающей скважине, Па ;

$\mu$  – коэффициент динамической вязкости, Па\*с ;

$R_k$  – расстояние от устья скважины до контура питания, м ;

$r_{пр}$  – приведенный радиус скважины, м;

$C$  – коэффициент несовершенства скважины по характеру и степени вскрытия, доли ед. .

Перед определением дебита скважины необходимо определить давление на контуре питания по формуле (1.2):

$$P_k = P_M(n) + \gamma * (H - H_2) + P_{ата}, \quad (1.2),$$

где  $\gamma = \rho_n * g = 9,81 * \rho_n$  ;

$P_M(n)$  – избыточное давление на устье наблюдательной скважины, Па;

$\gamma$  – удельный вес жидкости, кгс/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения - 9,81 м/с<sup>2</sup>

$H_2$  – разница отметок между устьями наблюдательной и добывающей скважинами;

$H$  – глубина наблюдаемой скважины, м

$P_{ата}$  – атмосферное давление, Па.

### Образец выполненного первого задания

Исходные данные для расчетов отбора нефти приведены в таблице 1.1

Таблица 1.1 – Исходные данные для расчета суточного отбора нефти

Параметры	Размерность в системе СИ	Символ	Значение величины
1	2	3	4
1 Избыточное давление на устье наблюдательной скважины	Па	$P_M(n)$	7100000
2 Ускорение свободного падения	м/с <sup>2</sup>	$g$	9,81
3 Плотность нефти в поверхностных условиях	кгс/м <sup>3</sup>	$\rho$	859
4 Глубина наблюдаемой скважины	м	$H$	5023
5 Разница отметок между устьями скважин: наблюдаемой и эксплуатационной	м	$H_2$	123
6 Атмосферное давление (тех. атмосфера)	Па	$P_{ата}$	98100
7 Замеренное давление на забое добывающей скважины	Па	$P_c$	48347806
<b>8 Давление на контуре питания добывающей скважины</b>	Па	$P_k$	<b>48489371</b>
9 Коэффициент проницаемости пласта	м <sup>2</sup>	$k$	$8,26 * 10^{(-12)}$
10 Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта	м	$h_{вскр.эф.н}$	18

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4
11 Коэффициент динамической вязкости	Па*с	$\mu$	0,009
12 Расстояние от устья скважины до контура питания	м	Rk	10800
13 Приведенный радиус добывающей скважины	м	$r_{пр}$	0,108
14 Несовершенство скважины по характеру и степени вскрытия	доли ед	$C=C_1+C_2$	2,22
<b>15 Расчетный приток дебита жидкости к забою скважины</b>	м <sup>3</sup> /сут	<b>Q</b>	<b>92,4</b>

**Решение:**

Определить приток жидкости к забою скважины **Q** (м<sup>3</sup>/с) по формуле (1.1):

$$Q = \frac{2\pi * k * h_{вск.эф.} \frac{h}{n} * (P_k - P_c)}{\mu * (\ln \frac{R_k}{r_{пр}} + C)}, \quad (1.1)$$

где  $2\pi - 2 * 3,14$ ;

$k$  – коэффициент проницаемости пласта, м<sup>2</sup>;

$h_{вск.эф.} \frac{h}{n}$  – вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м;

$P_k$  – давление на контуре питания, Па;

$P_c$  – замеренное забойное давление в добывающей скважине, Па ;

$\mu$  – коэффициент динамической вязкости, Па\*с ;

$R_k$  – расстояние от устья скважины до контура питания, м ;

$r_{пр}$  – приведенный радиус скважины, м;

$C$  – коэффициент несовершенства скважины, доли ед. ;

**Порядок расчета:**

Определим давление на контуре питания по формуле (1.2):

$$P_k = P_M(n) + \gamma * (H - H_2) + P_{ата}, \quad (1.2)$$

где  $\gamma = \rho_n * g = 9,81 * \rho_n$  ;

$P_M(n)$  – избыточное давление на устье наблюдательной скважины, Па;

$\gamma$  – удельный вес жидкости , кгс/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения - 9,81 м/с<sup>2</sup>

$H_2$  – разница отметок между устьями наблюдательной и добывающей скважинами;

$H$  – глубина наблюдаемой скважины, м

$P_{ата}$  – атмосферное давление, Па.

С учетом исходных данных, приведенных в таблице 1.1, выполним расчет дебита нефти по формуле (1.1)

**Вычисления :**

$$P_k = 7100000 + 9,81 * 859 * (5023 - 123) + 98100 = 48489371 \text{ (Па)} = 48,49 \text{ МПа}$$

$$Q = 86400 * 2 * 3,14 * 8,26 * 10^{-12} \text{ м}^2 * 18 \text{ м} * (48489371 - 48347806) \text{ Па} / (0,009 \text{ Пас} * [\ln(10800 / 0,108) + 2,22]) = 92,4 \text{ м}^3/\text{сут}$$

В расчете дебита по формуле (1.1) размерность дебита  $\text{м}^3/\text{с}$ , чтобы получить дебит в сутках, нужно умножить на 86400 (столько секунд в сутках).

Проверяем размерность в формуле (1.1) :

$$[\text{м}^2 \cdot \text{м} \cdot \text{МПа} \cdot 10^{-12} / \text{Па} \cdot \text{с}] = [\text{м}^3 \cdot 10^6 \text{Па} \cdot 10^{-12} / \text{Пас}] = \text{м}^3 \cdot 10^{-6} \text{Па} / \text{Пас}$$

**Ответ :** дебит нефти к забою скважины равен  $92,4 \text{ м}^3/\text{сут}$

Выполнить расчеты задания по решенному образцу в электронной таблице персонального компьютера с учетом своего варианта. Исходные данные по 20 вариантам приведены в таблице 1.2.

### **Вопросы для самопроверки и защиты первого задания:**

1. По какой формуле определяется давление на контуре питания?
2. При каких условиях справедлив закон Дарси, назовите верхние и нижние границы справедливости закона?
3. От каких параметров в большей степени зависит суммарный дебит жидкости ?
4. Как влияет несовершенство скважины на дебит, какие виды несовершенств вы знаете?
5. Что такое приведенный радиус скважины?
6. Можно ли увеличить дебит в два раза за счет изменения радиуса контура питания при других равных условиях?

Таблица 1.2 –Исходные данные для выполнения первого задания курсового проекта по вариантам

Параметры	Размерность в системе СИ	Символ	Значение величины				
			Вариант1	Вариант2	Вариант3	Вариант4	Вариант5
1	2	3	4	5	6	7	8
1 Избыточное давление на устье наблюдательной скважины	Па	$P_m(H)$	7100000,0	7100000,0	7100000,0	7100000,0	7100000,0
2 Ускорение свободного падения	$m/c^2$	<b>g</b>	9,810	9,810	9,810	9,810	9,810
3 Плотность нефти в поверхностных условиях	$H/m^3$	$\rho$	860	857	834	834	861
4 Глубина наблюдательной скважины	м	<b>H</b>	5622	4325	3644	5677	3700
5 Разница отметок между устьями скважин: наблюдаемой и эксплуатационной	м	$H_2$	123	111	109	115	124
6 Атмосферное давление (тех. атмосфера)	Па	$P_{ата}$	98100,0	98100,0	98100,0	98100,0	98100,0
7 Замеренное давление на забое добывающей скважины	Па	$P_c$	53348866	42358866	35948666	52348899	37198999
8 Давление на контуре питания	Па	$P_k$					
9 Коэффициент проницаемости пласта	$m^2$	$K \cdot 10^{(-12)}$	8,6	5,26	11,6	6,26	8,26
10 Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта	м	$h_{вскр.эф.н}$	22	20	18	15	17
11 Коэффициент динамической вязкости	Па*с	$\mu$	0,007	0,004	0,005	0,006	0,007
12 Расстояние от устья скважины до контура питания	м	<b>Rk</b>	9500	8800	9700	8561	10822
13 Приведенный радиус добывающей скважины	м	$r_{п р}$	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108
14 Несовершенство скважины по характеру и степени вскрытия	доли ед	$C=C_1+C_2$	1,56	4,44	2,36	1,89	7,34
15 Расчетный приток дебита жидкости к забою скважины	$m^3/c$	<b>Q</b>					

Продолжение таблицы 1.2

Параметры	Размерность в системе СИ	Символ	Значение величины				
			Вариант6	Вариант7	Вариант8	Вариант9	Вариант10
1	2	3	9	10	11	12	13
1 Избыточное давление на устье наблюдательной скважины	Па	$P_{м(н)}$	7100000,0	7100000,0	7100000,0	7100000,0	7100000,0
2 Ускорение свободного падения	м/с <sup>2</sup>	<b>g</b>	9,810	9,810	9,810	9,810	9,810
3 Плотность нефти в поверхностных условиях	Н/м <sup>3</sup>	$\rho$	839	839	835	855	856
4 Глубина наблюдательной скважины	м	H	2687	3654	2679	2966	2701
5 Разница отметок между устьями скважин: наблюдаемой и эксплуатационной	м	H <sub>2</sub>	199	205	112	106	103
6 Атмосферное давление (тех. атм.)	Па	P <sub>ата</sub>	98100,0	98100,0	98100,0	98100,0	98100,0
7 Замеренное давление на забое добывающей скважины	Па	P <sub>с</sub>	27646854	35058632	27949801	30952652	28932698
8 Давление на контуре питания	Па	P <sub>к</sub>					
9 Коэффициент проницаемости пласта	м <sup>2</sup>	$K \cdot 10^{(-12)}$	8,26	5,26	8,26	8,26	8,26
10 Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта	м	$h_{\text{вскр.эф.н}}$	25	9	11	14	11
11 Коэффициент динамической вязкости	Па*с	$\mu$	0,008	0,008	0,005	0,009	0,009
12 Расстояние от устья скважины до контура питания	м	R <sub>к</sub>	9666	9999	10000	8500	9654
13 Приведенный радиус добывающей скважины	м	$r_{п р}$	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108
14 Несовершенство скважины по характеру и степени вскрытия	доли ед	$C=C_1+C_2$	5,44	4,44	0	1,23	1,47
15 Расчетный приток дебита жидкости к забою скважины	м <sup>3</sup> /с	Q					

Продолжение таблицы 1.2

Параметры	Размерность в системе СИ	Символ	Значение величины				
			Вариант11	Вариант12	Вариант13	Вариант14	Вариант15
1	2	3	14	15	16	17	18
1 Избыточное давление на устье наблюдательной скважины	Па	$P_{M(H)}$	7100000,0	7100000,0	7100000,0	7100000,0	7100000,0
2 Ускорение свободного падения	м/с <sup>2</sup>	<b>g</b>	9,810	9,810	9,810	9,810	9,810
3 Плотность нефти в поверхностных условиях	Н/м <sup>3</sup>	$\rho$	844	849	848	847	855
4 Глубина наблюдательной скважины	м	H	3544	3444	3001	3987	4000
5 Разница отметок между устьями скважин: наблюдаемой и эксплуатационной	м	H <sub>2</sub>	99	101	122	111	114
6 Атмосферное давление (тех. атм.)	Па	P <sub>ата</sub>	98100,0	98100,0	98100,0	98100,0	98100,0
7 Замеренное давление на забое добывающей скважины	Па	P <sub>с</sub>	35532698	34932698	31032698	39332698	39732698
8 Давление на контуре питания	Па	P <sub>к</sub>					
9 Коэффициент проницаемости пласта	м <sup>2</sup>	$K \cdot 10^{(-12)}$	11,6	8,6	7,26	12,26	8,6
10 Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта	м	$h_{\text{вскр.эф.н}}$	9	21	30	19	27
11 Коэффициент динамической вязкости	Па*с	$\mu$	0,009	0,009	0,008	0,007	0,005
12 Расстояние от устья скважины до контура питания	м	R <sub>к</sub>	10074	9562	9632	9777	8877
13 Приведенный радиус добывающей скважины	м	$r_{п р}$	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108
14 Несовершенство скважины по характеру и степени вскрытия	доли ед	$C=C_1+C_2$	0	0	1,23	1,32	4,5
15 Расчетный приток дебита жидкости к забою скважины	м <sup>3</sup> /с	Q					

Продолжение таблицы 1.2

Параметры	Размерность в системе СИ	Символ	Значение величины				
			Вариант16	Вариант17	Вариант18	Вариант19	Вариант20
1	2	3	19	20	21	22	23
1 Избыточное давление на устье наблюдательной скважины	Па	$P_{M(H)}$	7100000,0	7100000,0	7100000,0	7100000,0	7100000,0
2 Ускорение свободного падения	м/с <sup>2</sup>	<b>g</b>	9,810	9,810	9,810	9,810	9,810
3 Плотность нефти в поверхностных условиях	Н/м <sup>3</sup>	$\rho$	851	854	856	861	839
4 Глубина наблюдательной скважины	м	H	4758	4563	3654	3526	3456
5 Разница отметок между устьями скважин: наблюдаемой и эксплуатационной	м	H <sub>2</sub>	119	121	127	119	117
6 Атмосферное давление (тех. атм.)	Па	P <sub>ата</sub>	98100,0	98100,0	98100,0	98100,0	98100,0
7 Замеренное давление на забое добывающей скважины	Па	P <sub>с</sub>	45832698	44232698	36732698	35832698	34532698
8 Давление на контуре питания	Па	P <sub>к</sub>					
9 Коэффициент проницаемости пласта	м <sup>2</sup>	$K \cdot 10^{-12}$	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26
10 Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта	м	$h_{\text{вскр.эф.н}}$	17	15	22	23	26
11 Коэффициент динамической вязкости	Па*с	$\mu$	0,009	0,006	0,009	0,009	0,008
12 Расстояние от устья скважины до контура питания	м	R <sub>к</sub>	8585	8454	8695	9867	9385
13 Приведенный радиус добывающей скважины	м	$r_{п р}$	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108
14 Несовершенство скважины по характеру и степени вскрытия	доли ед	$C=C_1+C_2$	2,56	2,63	8,24	7,36	4,44
15 Расчетный приток дебита жидкости к забою скважины	м <sup>3</sup> /с	Q					

## 1.2.2 Методические рекомендации для выполнения второго задания, варианты исходных данных и образец выполнения

Определение оптимального количества скважин в кольцевой батарее в условиях нерадиального потока фильтрации жидкости при справедливости закона Дарси. Целью практической работы является определение количества скважин в кольцевой батарее скважин при заданном суммарном суточном отборе нефти в условиях нерадиального притока при справедливости линейного закона фильтрации.

### Образец выполнения второго задания

Исходные данные для расчетов образца выполнения приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3-Исходные данные для расчетов второго задания

Параметры	Обозначения	Размерность, СИ	Значение*
1	2	3	4
1 Глубина добывающей скважины	$H_1$	м	1932
2 Глубина наблюдательной скважины	$H$	м	2070
3 Разница отметок между устьями скважин: наблюдательной и эксплуатационной	$H_2$	м	140
4 Диаметр эксплуатационной колонны скважины по долоту	$D_c$	м	0,200
5 Приведенный радиус добывающей скважины	$r_{пр}$	м	0,100
6 Расстояние от центра пласта до наблюдательной скважины	$R$	м	8030
7 Расстояние от центра пласта до кольцевой батареи	$R_b$	м	560
8 Избыточное давление на устье наблюдательной скважины	$P_m(н)$	Па	7000000
9 Избыточное давление на устье эксплуатационной скважины	$P_m(э)$	Па	10000000
10 Несовершенство скважины по характеру и степени вскрытия	$C$	доли ед	1,16
11 Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта	$h_{эф.н.вск.}$	м	38,2
12 Диаметр прострелов в обсадной колонны	$d_0$	м	0,008
13 Частота прострелов на 1 метр вскрытой части пласта	$n_0$	отв/м	40
14 Коэффициент открытой пористости пласта	$m$	доли.ед	0,156
15 Коэффициент проницаемости пласта	$k$	$м^2$	8,60E-13
16 Плотность нефти в поверхностных условиях	$\rho$	$кг/м^3$	850
17 Динамический коэффициент вязкости	$\mu$	Па*с	0,0047
18 Суммарный суточный дебит	$Q_{б/п}$	$м^3/с$	0,005093



Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4
19 Количество скважин	n	шт	15
20 Эквивалентная шероховатость НКТ (после нескольких лет эксплуатации)	D	м	0,00019
21 Внутренний диаметр НКТ	d <sub>нкт</sub>	м	0,069
22 Эквивалентная длина местных сопротивлений НКТ (12% от H <sub>1</sub> )	l <sub>экв</sub>	м	183,84
23 Ускорение свободного падения	g	м/с <sup>2</sup>	9,81

\*-значение по своему варианту

**Порядок выполнения расчетов:**

**Определение давления на контуре питания по формуле (1.3):**

$$P_k = P_m(n) + \gamma * (H - H_2) + P_{атм}, (1.3),$$

- где P<sub>к</sub>- давление на контуре питания, Па  
P<sub>м(н)</sub>- избыточное давление на устье наблюдательной скважины, Па  
γ- удельный вес нефти,  
H- глубина наблюдательной скважины, м  
H<sub>2</sub>- разница отметок между устьями наблюдательной и эксплуатационной скважинами, м  
P<sub>атм</sub>- атмосферное давление, Па

**Решение :**

$$P_k = 7000000 + 9,81 * 850 * (2070 - 140) + 98100 = 23191405 \text{ Па} = 231,9 \text{ атм}$$

**Определение давления на забое эксплуатационной скважины по формуле (1.4):**

$$P_c = P_k - \frac{\frac{Q_b}{\pi} * \mu * (\ln \frac{R_k^n}{n * R_b^{n-1} * r_{пр}} + C)}{n * 2\pi * k * h_{эф.н.вск}}, (1.4),$$

- где P<sub>с</sub>- давление на забое эксплуатационной скважины, Па  
P<sub>к</sub>- давление на контуре питания, Па  
Q<sub>б</sub>- суммарный суточный дебит, м<sup>3</sup>/с  
μ- динамический коэффициент вязкость нефти, Па\*с  
R<sup>n</sup><sub>к</sub>- расстояние от центра пласта до наблюдательной скважины , м  
n- количество скважин, шт  
R<sup>n-1</sup><sub>б</sub> - расстояние от центра скважины до кольцевой батареи, м  
r<sub>пр</sub>- приведенный радиус добывающей скважины, м  
С- несовершенство скважины по характеру и степени вскрытия

- П - 3,141592  
 К - коэффициент проницаемости пласта, м<sup>2</sup>  
 hэф.н.вск.- вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м

**Решение :**

При количестве скважин в батарее равном n=1 расчет забойного давления составит:

$$P_c = 24074305 - \frac{0,005093}{1} * 0,0047 * (\ln \frac{8030^1}{1 * 0,100 * 560^{1-1}} + 1,16)$$

$$P_c = 24074305 - \frac{0,005093 * 0,0047 * (\ln \frac{8030^1}{1 * 0,100 * 560^{1-1}} + 1,16)}{1 * 2 * 3,14 * 8,6 * 0,0000000000001 * 38,2}$$

$P_c=23929813 \text{ Па}=239,3 \text{ атм};$

Аналогичным образом рассчитываем забойное давление при количестве скважин в батарее n=2,3,4,.....15.

Расчеты при n=2

$$P_c = 24074305 - \frac{0,005093}{2} * 0,0047 * (\ln \frac{8030^2}{2 * 0,100 * 560^{2-1}} + 1,16)$$

$$P_c = 24074305 - \frac{0,005093 * 0,0047 * (\ln \frac{8030^2}{2 * 0,100 * 560^{2-1}} + 1,16)}{2 * 2 * 3,14 * 8,6 * 0,0000000000001 * 38,2}$$

$P_c=24009116,3 \text{ Па}$

Расчеты при n=3

$$P_c = 24074305 - \frac{0,005093}{3} * 0,0047 * (\ln \frac{8030^3}{3 * 0,100 * 560^{3-1}} + 1,16)$$

$$P_c = 24074305 - \frac{0,005093 * 0,0047 * (\ln \frac{8030^3}{3 * 0,100 * 560^{3-1}} + 1,16)}{2 * 2 * 3,14 * 8,6 * 0,0000000000001 * 38,2}$$

$P_c=24052800,6 \text{ Па}$

Аналогично выполним расчеты забойного давления скважины при n=4,5,...15.

Результаты расчетов забойного давления эксплуатационной скважины заносим в таблицу 1.4.

Таблица 1.4- Результаты расчета контурного давления, давления на забое эксплуатационной скважины и числа Рейнольдса

Кол-во скв-н,	Дебит Qб/п	Скорость Фильтрации, V	Параметр Re	Давление на контуре питания, Pк	Давление на забое, Pс	Депрессия, ΔP*10 <sup>-5</sup>	Дебит, Qб/п	Продуктивность, J
Шт.	м <sup>3</sup> /с	м/с	д.ед	Па	Па	Па	м <sup>3</sup> /сут	м <sup>3</sup> /(сут*Па)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,005093	0,066343853	25,2455251	23191405	23046913,48	1,445	440,0	304,54
2	0,0025465	0,033171927	12,62276255	23191405	23129581,05	0,618	220,0	355,88
3	0,001697667	0,022114618	8,415175035	23191405	23169900,59	0,215	146,7	682,09
4	0,00127325	0,016585963	6,311381276	23191405	23177586,3	0,138	110,0	796,09
5	0,0010186	0,013268771	5,049105021	23191405	23181428,69	0,100	88,0	882,2
6	0,000848833	0,011057309	4,207587517	23191405	23183677,51	0,077	73,3	949,1

Продолжение таблицы 1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	0,000727571	0,009477693	3,606503586	23191405	23185133,6	0,063	62,9	1002,4
8	0,000636625	0,008292982	3,155690638	23191405	23186144,9	0,053	55,0	1045,7
9	0,000565889	0,007371539	2,805058345	23191405	23186884,29	0,045	48,9	1081,5
10	0,0005093	0,006634385	2,52455251	23191405	23187446,48	0,040	44,0	1111,6
11	0,000463	0,006031259	2,295047737	23191405	23187887,28	0,035	40,0	1137,2
12	0,000424417	0,005528654	2,103793759	23191405	23188241,59	0,032	36,7	1159,2
13	0,000391769	0,005103373	1,94196347	23191405	23188532,22	0,029	33,8	1178,3
14	0,000363786	0,004738847	1,803251793	23191405	23188774,7	0,026	31,4	1195,0
15	0,000339533	0,004422924	1,683035007	23191405	23188979,96	0,024	29,3	1209,7

По данным таблицы 1.4 построим график (рисунок 1.1) зависимости давления на забое скважины  $P_c=f(n)$  при плоской нерадиальной неустановившейся фильтрации потока упругой жидкости от количества скважин в батарее.

По оси у- $P_c$ , Па, по оси х-количество скважин в батарее.

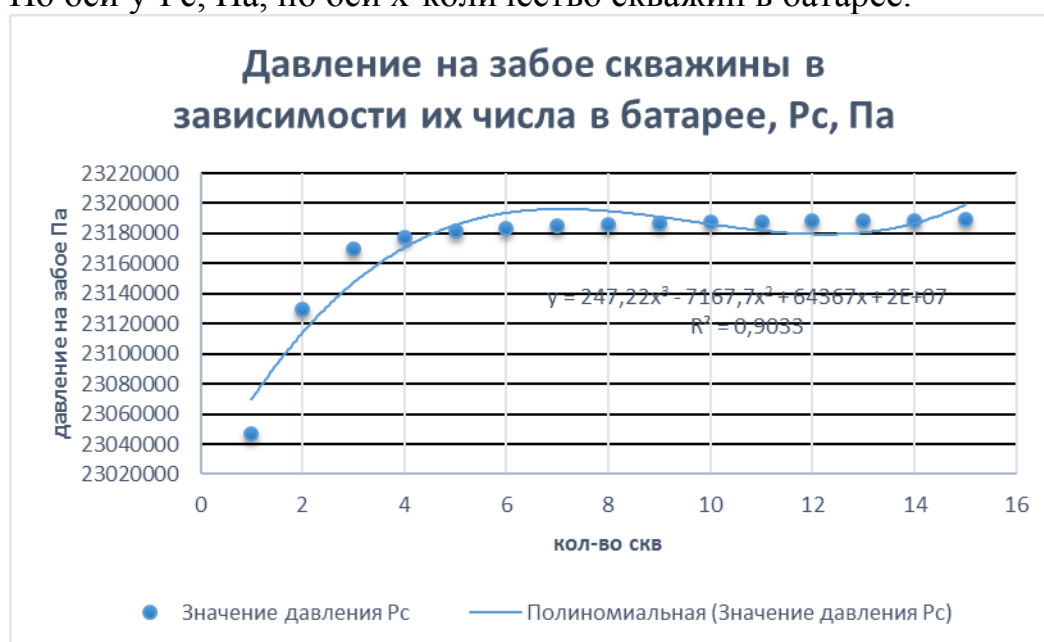


Рисунок 1.1- Распределение забойных давлений в скважинах при неустановившейся фильтрации потока упругой жидкости в зависимости от числа скважин в батарее

Студенту самостоятельно предлагается убедиться в том, что забойное давление в эксплуатационной скважине не связано линейным законом от количества скважин в батарее, подобрать зависимость с наибольшим коэффициентом корреляции, исследовать эту зависимость, подписать название осей координат.

Определение числа Рейнольдса

Значение числа Рейнольдса ( $Re$ ) определяем по формуле В.Н. Щелкачева (1.5):

$$Re = \frac{10 \cdot v \cdot \rho \cdot \sqrt{k}}{m^{2.3} \cdot \mu}, \quad (1.5)$$

где  $v$  - скорость фильтрации, м/с

$\rho$  - плотность нефти в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>

k - коэффициент динамической проницаемости, м<sup>2</sup>

m - коэффициент эффективной пористости, д.ед

μ - коэффициент динамической вязкости, Па\*с

Для определения числа Рейнольдса необходимо определить скорость фильтрации по формуле (1.6):

$$v = \frac{4 \cdot Q_{б/п}}{\pi \cdot n_0 \cdot h_{эф.н.вск} \cdot d_0^2}, \quad (1.6)$$

где v - скорость фильтрации, м/с

Q<sub>б/п</sub> - суммарный суточный дебит, м<sup>3</sup>/с

Π - число Пи = 3,141592

n<sub>0</sub> - частота прострелов на 1 метр вскрытой части пласта, отв/м

h<sub>эф.н.вск</sub> - вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м

d<sub>0</sub> - диаметр прострелов в обсадной колонны, м

### Решение :

При n=1

$$v = 4 \cdot 0,005093 / (3,141592 \cdot 0,008^2 \cdot 40 \cdot 38,2) = 0,06631385 \text{ м/с}$$

Аналогично выполняем расчет средней скорости фильтрации при n=2,3,....,15. Результаты расчетов заносим в таблицу 1.4.

Далее определяем число Рейнольдса по формуле (1.5) при n=1:

$$Re = 10 \cdot 0,06631033 \cdot 850 \cdot (8,6 \cdot 10^{-13})^{0,5} / (0,156^{2,3} \cdot 0,0047) = 25,246$$

Аналогично рассчитаем число Рейнольдса при n=2, 3, 4,.....15.

Результаты расчетов занесем в таблицу 1.4.

Определим депрессию в размерности в кгс/см<sup>2</sup> и дебит скважины исходя из размерности м<sup>3</sup>/сут, занесем данные в таблицу 1.4.

Построим индикаторную линию (рисунок 1.2) зависимости дебита нефти от депрессии по данным расчетов, занесенных в таблицу 1.4, подпсав оси координат самостоятельно и исследовать полученную закономерность.

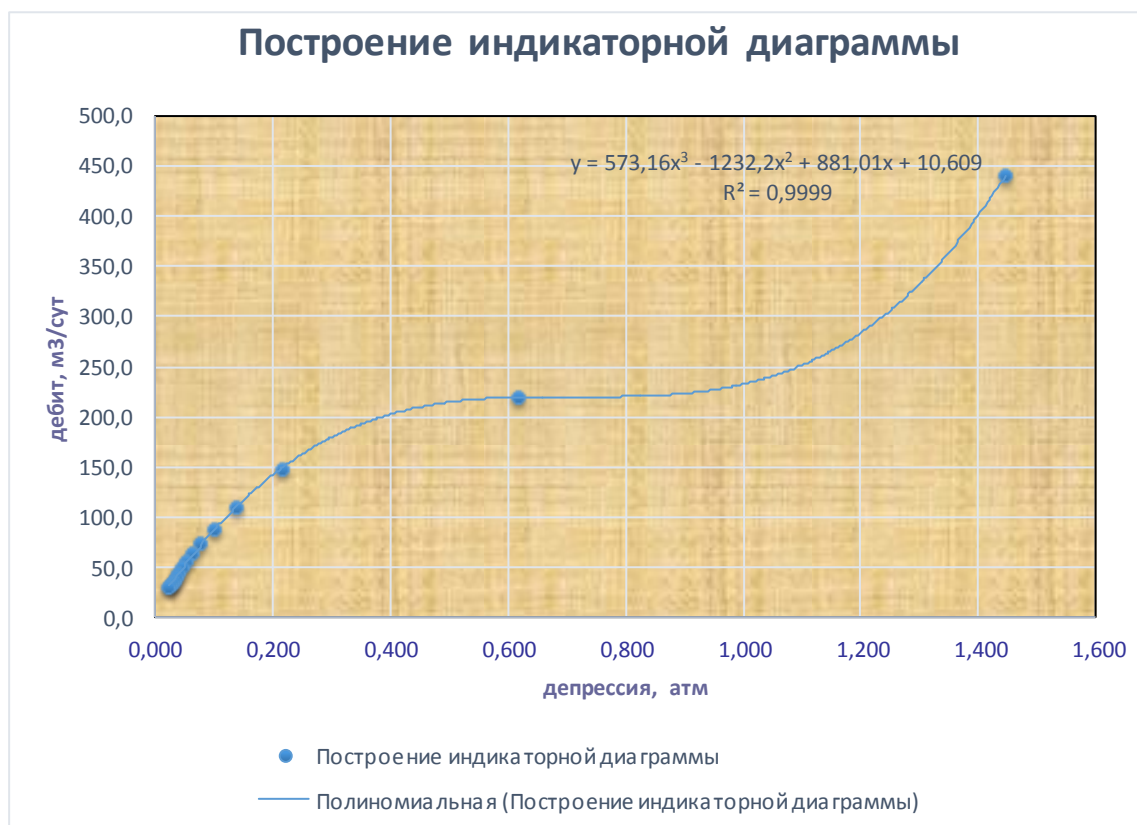


Рисунок 1.2 –Индикаторная кривая зависимости дебита нефти в м<sup>3</sup>/сут от депрессии кгс/см<sup>2</sup>(атм)

#### Выводы

При эксплуатации гидродинамически несовершенных скважин линейный закон фильтрации часто нарушается в призабойной зоне, в данном варианте расчетов число  $Re > Re_{крит}$ . Значения в 2320. При количестве скважин от 1 до 15 полученные значения числа Рейнольдса меньше критического значения. Поэтому можно сделать вывод, что приток жидкости к гидродинамически несовершенной скважине подчиняется линейному закону фильтрации независимо от количества скважин в батарее.

Выводы делаются и уточняются по каждому варианту выполненных расчетов, могут отличаться от представленного текста.

Варианты исходных данных для выполнения второго задания практической части курсового проекта приведены в таблице 1.5.

#### Вопросы для самопроверки и защиты второго задания:

1. От чего зависит давление на контуре питания, по какому закону оно определяется?
2. Как определить давление на забое скважины?
3. Как определяется средняя скорость фильтрации и для чего она нужна?
4. По какой формуле определяется число Рейнольдса в данном задании?
5. Какой физический смысл числа Рейнольдса?
6. Что такое индикаторная линия? Что означает физический и геометрический смысл ее?
7. Формула В.Н.Щелкачева, что она определяет?

Таблица 1.5-Исходные данные для расчетов второго задания

Параметры	Обозначения	Размер, СИ	1вар	2вар	3вар	4вар	5вар	6вар	7вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 Глубина добывающей скважины	H <sub>1</sub>	м	1532	2870	4050	2500	1890	2500	1880
2 Глубина наблюдательной скважины	H	м	2070	3562	4980	3550	2600	2980	2740
3 Разница отметок между устьями скважин: наблюдательной и эксплуатационной	H <sub>2</sub>	м	140	110	124	145	133	131	117
4 Диаметр эксплуатац. колонны скв. по долоту	D <sub>с</sub>	м	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
5 Приведенный радиус добывающей скважины	r <sub>пр</sub>	м	0,1	0,1	0,1	0,11	0,105	0,121	0,1
6 Расстояние от центра пласта до наблюдательной скважины	R	м	8030	10900	9854	8855	7020	9800	5700
7 Расстояние от центра пласта до кольцевой батареи	R <sub>б</sub>	м	560	660	650	440	770	705	550
8 Избыточное давление на устье наблюдательной скважины	P <sub>м(н)</sub>	Па	700000	720000	710000	680000	690000	720000	700000
9 Избыточное давление на устье эксплуат. скв.	P <sub>м(э)</sub>	Па	98100	98100	98100	98100	98100	98100	98100
10 Несовершенство скважины по характеру и степени вскрытия	C	доли ед	1,16	1,22	1,27	1,11	1,33	2,22	2,27
11 Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта	h <sub>эф.н.вск</sub>	м	18,2	14,2	17,9	20,8	11,6	13,3	19,9
12 Диаметр прострелов в обсадной колонне	d <sub>0</sub>	м	0,008	0,008	0,0104	0,011	0,0091	0,0094	0,0086
13 Частота прострел. на 1 метр вскр. части пласта	n <sub>0</sub>	отв/м	40	38	46	55	52	61	67
14 Коэффициент открытой пористости пласта	m	доли.ед	0,156	0,211	0,256	0,222	0,169	0,159	0,166
15 Коэффициент проницаемости пласта	k	м <sup>2</sup>	8,9E-13	1,57E-12	5,1E-12	2,09E-12	7,7E-14	5,6E-13	7,1E-14
16 Плотность нефти в поверхностных условиях	ρ	кг/м <sup>3</sup>	850	844	861	899	888	854	856
17 Динамический коэффициент вязкости	μ	Па*с	0,0047	0,0093	0,0081	0,0086	0,0076	0,0075	0,0053
18 Суммарный суточный дебит	Q <sub>б/п</sub>	м <sup>3</sup> /с	0,001593	0,00111	0,00191	0,00139	0,00241	0,0055	0,0022
19 Количество скважин	n	шт	15	15	15	15	15	15	15
20 Эквивалентная шероховатость НКТ (после нескольких лет эксплуатации)	D	м	0,00019	0,00019	0,00019	0,00019	0,00019	0,00019	0,00019
21 Внутренний диаметр НКТ	d <sub>нк</sub>	м	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069
22 Эквивалентная длина местных сопротивлений НКТ (12% от H <sub>1</sub> )	l <sub>экв</sub>	м	183,84	344,4	486	300	226,8	300	225,6
23 Ускорение свободного падения	g	м/с <sup>2</sup>	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81

Продолжение таблицы 1.5

Параметры	Обозначения	Размер, СИ	8вар	9вар	10вар	11вар	12вар	13вар	14вар
1	2	3	11	12	13	14	15	16	17
1 Глубина добывающей скважины	H <sub>1</sub>	м	1544	2170	4000	2500	1890	2500	1888
2 Глубина наблюдательной скважины	H	м	2080	3362	4580	3550	2500	2980	2740
3 Разница отметок между устьями скважин: наблюдательной и эксплуатационной	H <sub>2</sub>	м	130	111	120	140	130	130	111
4 Диаметр эксплуат. колонны скв. по долоту	D <sub>с</sub>	м	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
5 Приведенный радиус добывающей скважины	r <sub>пр</sub>	м	0,1	0,1	0,1	0,11	0,105	0,121	0,1
6 Расстояние от центра пласта до наблюдательной скважины	R	м	8020	10100	9354	8555	7020	9500	5600
7 Расстояние от центра пласта до кольцевой батареи	R <sub>б</sub>	м	560	650	650	400	770	705	510
8 Избыточное давление на устье наблюдательной скважины	P <sub>м(н)</sub>	Па	700000	720000	690000	680000	690000	700000	700000
9 Избыточное давление на устье эксплуат. скв.	P <sub>м(э)</sub>	Па	98100	98100	98100	98100	98100	98100	98100
10 Несовершенство скважины по характеру и степени вскрытия	C	доли ед	1,26	1,27	1,22	1,11	1,3	2,2	2,27
11 Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта	h <sub>эф.н.вск.</sub>	м	20	15	10,9	11,8	19,2	9,8	11,4
12 Диаметр прострелов в обсадной колонне	d <sub>0</sub>	м	0,008	0,008	0,0104	0,011	0,008	0,0094	0,0086
13 Частота прострел. на 1 метр вскр. части пласта	n <sub>0</sub>	отв/м	40	38	45	50	52	61	67
14 Коэффициент открытой пористости пласта	m	доли.ед	0,166	0,219	0,216	0,172	0,169	0,159	0,166
15 Коэффициент проницаемости пласта	k	м <sup>2</sup>	8,6E-13	1,97E-12	1,16E-12	1,09E-12	7,7E-13	5,6E-13	7,1E-13
16 Плотность нефти в поверхностных условиях	ρ	кг/м <sup>3</sup>	855	845	861	849	868	854	856
17 Динамический коэффициент вязкости	μ	Па*с	0,0049	0,0093	0,001	0,0081	0,0076	0,015	0,0093
18 Суммарный суточный дебит	Q <sub>б/п</sub>	м <sup>3</sup> /с	0,00189	0,00119	0,00191	0,00159	0,00141	0,001755	0,0022
19 Количество скважин	n	шт	15	15	15	15	15	15	15
20 Эквивалентная шероховатость НКТ (после нескольких лет эксплуатации)	D	м	0,00019	0,00019	0,00019	0,00019	0,00019	0,00019	0,00019
21 Внутренний диаметр НКТ	d <sub>нкг</sub>	м	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069
22 Эквивалентная длина местных сопротивлений НКТ (12% от H <sub>1</sub> )	l <sub>экв</sub>	м	185,3	260,4	480	300	226,8	300	226,6
23 Ускорение свободного падения	g	м/с <sup>2</sup>	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81

Продолжение таблицы 1.5

Параметры	Обозначения	Размер, СИ	15вар	16вар	17вар	18вар	19вар	20вар	21вар
1	2	3	18	19	20	21	22	23	24
1 Глубина добывающей скважины	H <sub>1</sub>	м	1530	2870	4050	2500	1890	2550	1880
2 Глубина наблюдательной скважины	H	м	2060	3562	4980	3550	2600	2980	2740
3 Разница отметок между устьями скважин: наблюдательной и эксплуатационной	H <sub>2</sub>	м	148	110	124	145	133	130	117
4 Диаметр эксплуатац. колонны скв. по долоту	D <sub>с</sub>	м	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
5 Приведенный радиус добывающей скважины	r <sub>пр</sub>	м	0,1	0,1	0,1	0,11	0,105	0,121	0,1
6 Расстояние от центра пласта до наблюдательной скважины	R	м	6030	10900	9854	8855	7020	5800	5700
7 Расстояние от центра пласта до кольцевой батареи	R <sub>б</sub>	м	460	660	650	440	770	705	550
8 Избыточное давление на устье наблюдательной скважины	P <sub>м(н)</sub>	Па	700000	720000	710000	680000	690000	720000	700000
9 Избыточное давление на устье эксплуат. скв.	P <sub>м(э)</sub>	Па	98100	98100	98100	98100	98100	98100	98100
10 Несовершенство скважины по характеру и степени вскрытия	C	доли ед	1,15	5,22	3,27	1,11	6,33	2,22	2,27
11 Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта	h <sub>эф.н.вск.</sub>	м	18,3	14,2	27,9	20,8	11,6	13,3	19,9
12 Диаметр прострелов в обсадной колонне	d <sub>0</sub>	м	0,008	0,008	0,0104	0,011	0,0091	0,0094	0,0086
13 Частота прострел. на 1 метр вскр. части пласта	n <sub>0</sub>	отв/м	40	38	46	55	52	61	67
14 Коэффициент открытой пористости пласта	m	доли.ед	0,159	0,211	0,226	0,212	0,169	0,159	0,166
15 Коэффициент проницаемости пласта	k	м <sup>2</sup>	8,6E-13	2,27E-12	1,16E-13	1,09E-12	1,77E-12	1,56E-12	7,1E-13
16 Плотность нефти в поверхностных условиях	ρ	кг/м <sup>3</sup>	851	844	861	849	868	855	856
17 Динамический коэффициент вязкости	μ	Па*с	0,0064	0,0081	0,0062	0,0085	0,0071	0,0155	0,0093
18 Суммарный суточный дебит	Q <sub>б/п</sub>	м <sup>3</sup> /с	0,005093	0,00111	0,00091	0,00039	0,00041	0,00055	0,0022
19 Количество скважин	n	шт	15	15	15	15	15	15	15
20 Эквивалентная шероховатость НКТ (после нескольких лет эксплуатации)	D	м	0,00019	0,00019	0,00019	0,00019	0,00019	0,00019	0,00019
21 Внутренний диаметр НКТ	d <sub>нкг</sub>	м	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069
22 Эквивалентная длина местных сопротивлений НКТ (12% от H <sub>1</sub> )	l <sub>экв</sub>	м	183,6	344,4	486	300	226,8	306	225,6
23 Ускорение свободного падения	g	м/с <sup>2</sup>	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81



### 1.2.3 Методические рекомендации для выполнения третьего задания, варианты исходных данных и образец выполнения

Третье задание по определению режима фильтрации жидкости по стволу скважины, связано с расчетом потерь на трение и местных потерь напора при ламинарном и турбулентном режимах движения. Целью задачи научить выполнять расчеты потерь при движении жидкости по стволу скважины.

К кольцевой батарее скважин в системе сбора нефти и работы трубопроводного транспорта может быть подключено 1, 2, ... 15 скважин. Заметим, на практике к замерной установке (ЗУ) в системе сбора нефти по выкидным линиям от скважин можно подключить до 15 скважин. В зависимости от числа подключенных скважин определить вид ламинарного или турбулентного движения, число Рейнольдса, коэффициент Дарси, общие потери напора и давление на забое скважины с учетом потерь.

#### Образец выполнения третьего задания

Основные исходные данные для выполнения третьего задания приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Исходные данные для расчетов третьего задания

Параметры	Обозначения	СИ	Величины в соответствии с вариантом
Суммарный суточный дебит	Q <sub>б</sub>	м <sup>3</sup> /с	0,005093
Внутренний диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ)	d <sub>нкг</sub>	м	0,069
Коэффициент динамической вязкости	μ	Па*с	0,0047
Плотность нефти в поверхностных условиях	ρ	кг/м <sup>3</sup>	850
Глубина эксплуатационной скважины	H <sub>1</sub>	м	1532
Эквивалентная длина местных сопротивлений НКТ (12% от H <sub>1</sub> )	l <sub>экв</sub>	м	183,84
Ускорение свободного падения	g	м/с <sup>2</sup>	9,81
Избыточное давление на устье эксплуатационной скважины	P <sub>м(э)</sub>	Па	10000000
Коэффициент местных сопротивлений	ξ <sub>м</sub>	Д.ед	0,5
Критическое значение числа	Re		2320

#### Порядок расчетов

##### Определение числа Рейнольдса по формуле (1.7):

$$Re = v * \rho * d / \mu \quad (1.7),$$

где  $v$  - скорость движения жидкости по трубе, м/с;  
 $\rho$  - плотность нефти в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  
 $d$  - внутренний диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ), м;  
 $\mu$  - динамический коэффициент вязкости, Па\*с.

Для того чтобы определить число Рейнольдса, сначала необходимо определить скорость движения жидкости по трубе по формуле (1.8):

$$v=Q_6/\omega \quad (1.8),$$

где  $Q_6$  - суммарный суточный дебит, м<sup>3</sup>/с ;  
 $\omega$  - площадь поперечного сечения НКТ, м<sup>2</sup>

Скорость движения жидкости по трубе будет определена, если будет известна площадь поперечного сечения НКТ, которая может быть определена по формуле (1.9):

$$\omega =\pi*d_{\text{НКТ}}^2/4 \quad (1.9),$$

где  $\pi$  - число Пи -3,14159;  
 $d$  - внутренний диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ), м

### Расчеты :

Выполним расчеты, когда к батарее подключена одна скважина, т.е. при  $n=1$

Определим площадь поперечного сечения НКТ по формуле (1.9):

$$\omega =3,14159*0,069^2/4=0,003739 \text{ м}^2$$

Далее определим среднюю скорость фильтрации по формуле (1.8):

$$v_1=Q_6/\omega=0,005093/0,003739=1,362026675 \text{ м/с}$$

Определим число Рейнольдса по формуле (1.7):

$$Re=v*\rho*d/\mu =1,3620267*850*0,069/0,0047=16996$$

Выполним расчеты, когда к батарее подключены две скважины, т.е. при  $n=2$

Определим среднюю скорость фильтрации по формуле (1.8):

$$v_1=(Q_6/2)/\omega=0,005093/(0,003739*2)=0,68101334 \text{ м/с}$$

Определим число Рейнольдса по формуле (1.7):

$$Re=v*\rho*d/\mu =0,68101334*850*0,069/0,0047=8498$$

Выполним расчеты, когда к батарее подключены три скважины, т.е. при **n=3**

Определим среднюю скорость фильтрации по формуле (1.8):

$$v_1=(Q_6/3)/\omega=0,005093/(0,003739*3)=0,4540429 \text{ м/с}$$

Определим число Рейнольдса по формуле (1.7):

$$Re=v*\rho*d/\mu =0,4540429*850*0,069/0,0047=5666$$

Выполним расчеты, когда к батарее подключены четыре скважины, т.е. при **n=4**

Определим среднюю скорость фильтрации по формуле :

$$v_1=(Q_6/4)/\omega=0,005093/(0,003739*4)=0,34053223 \text{ м/с}$$

Определим число Рейнольдса по формуле (1.7):

$$Re=v*\rho*d/\mu =0,34053223*850*0,069/0,0047=4249$$

Выполним расчеты, когда к батарее подключены пять скважин, т.е. при **n=5**

Определим среднюю скорость фильтрации по формуле (1.8):

$$v_1=(Q_6/5)/\omega=0,005093/(0,003739*5)=0,2724258 \text{ м/с}$$

Определим число Рейнольдса по формуле (1.7):

$$Re=v*\rho*d/\mu =0,2724258*850*0,069/0,0047=3399$$

Выполним расчеты, когда к батарее подключены шесть скважин, т.е. при **n=6**

Определим среднюю скорость фильтрации по формуле :

$$v_1=(Q_6/6)/\omega=0,005093/(0,003739*6)=0,227021 \text{ м/с}$$

Определим число Рейнольдса по формуле (1.7):

$$Re=v*\rho*d/\mu =0,227021*850*0,069/0,0047=2833$$

Выполним расчеты, когда к батарее подключены семь скважин, т.е. при **n=7**

Определим среднюю скорость фильтрации по формуле :

$$v_1=(Q_6/7)/\omega=0,005093/(0,003739*7)=0,19458984 \text{ м/с}$$

Определим число Рейнольдса по формуле (1.7):

$$Re=v*\rho*d/\mu =0,19458994*850*0,069/0,0047=2428$$

Выполним расчеты, когда к батарее подключены восемь скважин, т.е. при  $n=8$

Определим среднюю скорость фильтрации по формуле :

$$v_1=(Q_6/8)/\omega=0,005093/(0,003739*8)=0,170266 \text{ м/с}$$

Определим число Рейнольдса по формуле (1.7):

$$Re=v*\rho*d/\mu =0,170266*850*0,069/0,0047=2124$$

Точно также нужно определить число Рейнольдса, скорость фильтрации для  $n=9,10\dots15$ . Результаты расчетов заносятся в таблицу 1.7.

### **Определение коэффициента Дарси ( $\lambda$ )**

Коэффициент Дарси следует определить для условий ламинарного и турбулентного режимов фильтрации течения жидкости по стволу скважин, входящих в кольцевую батарею. Смена режима движения жидкости наступает при критическом значении числа Рейнольдса, равном 2320.

Для ламинарного движения жидкости соответственно число Рейнольдса меньше критического значения ( $Re<2320$ ), коэффициент Дарси при этом определяется по формуле Пуазейля (1.10):

$$\lambda_{тр}= 64/Re \text{ (1.10),}$$

где  $Re$  число Рейнольдса, определенное по формуле (1.7).

**Решение :**

Определение коэффициента Дарси при  $n=1$  по формуле (1.10) в следующем виде **ошибочно**:  $\lambda_{тр} =64/16996=0,00376559$ , так как число Рейнольдса больше критического и формула (1.10) не работает. Формула не работает для  $n=2,3,4,5,6,7$  и только для  $n=8$  число Рейнольдса меньше критического значение 2320 равно 2124.

Начиная с восьми скважин, поток будет ламинарным и коэффициент Дарси может быть определен по формуле (1.10). Это, важно. Обратит на это внимание. Результаты расчетов заносим в таблицу 1.7.

Таблица 1.7 - Результаты расчетов третьего задания

Кол-во скв, п	Q батареи, м3/с	w, живое сечение	v, скорость движения жидкости м3/с	Параметр Re	Коэффициент Дарси λтр	Местные потери м	потери по длине м	общие суммарные потери м	Забойное давление скв., Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,005093	0,003739	1,362028	16996,37	0,027711	0,047276244	65,15505	65,20233	23318271,6
2	0,0025465	0,003739	0,681014	8498,184	0,032954	0,011819061	19,37071	19,38253	22936203,2
3	0,001697667	0,003739	0,454009	5665,456	0,036469	0,005252916	9,527652	9,532905	22854072,1
4	0,00127325	0,003739	0,340507	4249,092	0,039189	0,002954765	5,758947	5,761902	22822627,6
5	0,0010186	0,003739	0,272406	3399,274	0,041437	0,00189105	3,897181	3,899072	22807094,4
6	0,000848833	0,003739	0,227005	2832,728	0,04337	0,001313229	2,832588	2,833901	22798212,5
7	0,000727571	0,003739	0,194575	2428,053	0,045074	0,000964821	2,162851	2,163815	22792625
8	0,000636625	0,003739	0,170253	2124,546	0,030124	0,000738691	1,106712	1,10745	22783816,5
9	0,000565889	0,003739	0,151336	1888,485	0,03389	0,000583657	0,983744	0,984327	22782789,8
10	0,0005093	0,003739	0,136203	1699,637	0,037655	0,000472762	0,885369	0,885842	22781968,6
11	0,000463	0,003739	0,123821	1545,124	0,041421	0,000390713	0,804881	0,805272	22781296,8
12	0,000424417	0,003739	0,113502	1416,364	0,045186	0,000328307	0,737808	0,738136	22780736,9
13	0,000391769	0,003739	0,104771	1307,413	0,048952	0,000279741	0,681053	0,681333	22780263,3
14	0,000363786	0,003739	0,097288	1214,026	0,052717	0,000241205	0,632407	0,632648	22779857,3
15	0,000339533	0,003737	0,090848	1133,665	0,056454	0,000210329	0,590545	0,590755	22779508

Далее выполним расчет коэффициента Дарси для  $n=1,2,3...7$ , если движение будет **турбулентным**. Для турбулентного движения жидкости по стволу скважины коэффициент потерь на трение будет значительно больше, чем при ламинарном движении. При этом коэффициент λтр будет зависеть от числа Рейнольдса в большей степени. Для турбулентного режима движения жидкости выделим **три зоны** различного сопротивления:

**Зона турбулентного гладкостенного течения**

Для определения λтр используется зависимость **Блазиуса** в интервале значений числа Рейнольдса от 2320 до 100000 для труб с гладкими стенками по формуле (1.11):

$$\lambda_{тр} = 0,3164 / \sqrt[4]{Re}, \quad (1.11)$$

Например, для  $n=1$   $\lambda_{тр} = 0,3164 / \sqrt[4]{16996} = 0,02771085$

$\lambda_{тр} = 0,3164 / \sqrt[4]{8498} = 0,032958$   $n=2$

$$\lambda_{тр} = 0,3164 / \sqrt[4]{5666} = 0,036053 \quad n=3$$

$$\lambda_{тр} = 0,3164 / \sqrt[4]{4249} = 0,039189 \quad n=4$$

$$\lambda_{тр} = 0,3164 / \sqrt[4]{3399} = 0,041438 \quad n=5$$

$$\lambda_{тр} = 0,3164 / \sqrt[4]{2833} = 0,043327 \quad n=6$$

$$\lambda_{тр} = 0,3164 / \sqrt[4]{2428} = 0,0450739 \quad n=7$$

Эта область зоны турбулентности находится в диапазоне чисел Рейнольдса :  $Re_{кр} < Re < 20 * d / \Delta$

### **Зона переходная доквадратического течения для турбулентного движения жидкости**

Эта область зоны турбулентности находится при гидравлическом сопротивлении, удовлетворяющем граничным условиям числа Рейнольдса :  $20 * d / \Delta < Re < 500 * d / \Delta$ .

Коэффициент  $\lambda_{тр}$  определяется по формуле **Альштуля** (1.12):

$$\lambda_{тр} = 0,11 * (\Delta \varepsilon / d + 68 / Re)^{0,25} \quad (1.12),$$

где  $\Delta \varepsilon$  - коэффициент шероховатости, м

$d$  - диаметр насосно-компрессорных труб, м

В нашем случае при количестве скважин в батарее  $n = 1$  число Рейнольдса равно **16996**, что не удовлетворяет условию доквадратического течения :  $20 * d / \Delta < Re < 500 * d / \Delta$

Поэтому для нахождения коэффициента Дарси (гидравлического сопротивления) не используется формула (12) Альштуля:

**Зона квадратического сопротивления** числа Рейнольдса,

удовлетворяющего соотношению:  $Re > 500 * d / \Delta$ . При этом коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле (1.13) :

$$\lambda_{тр} = 0,11 * (\Delta \varepsilon / d)^{0,25} \quad (1.13).$$

### **Определение местных потерь, потерь напора на трение, забойных давлений**

Определение местных потерь и потерь напора на трение в гидравлических сопротивлениях из соотношения (1.14):

$$\Sigma h_{п} = \Sigma h_{м} + h_{1+l_{экв}}, \text{ м (1.14)},$$

где  $\Sigma h_{п}$  - общие потери напора в гидравлических сопротивлениях, м;  
 $\Sigma h_{м}$  - местные потери напора, включающие потери на фильтр, м;  
 $h_{1+l_{экв}}$  - потери на трение по длине, м

Местные потери напора ( $\Sigma h_{м}$ ) определяем по формуле Вейсбаха (1.15),

$$h_{ф} = \xi_{м} * v^2 / 2g \text{ (1.15)},$$

где  $\xi_{м}=0,5$ - коэффициент местных сопротивлений, доли ед.;  
 $v$ - скорость фильтрации, м/с;  
 $g$ - ускорение свободного падения, равно 9,81 м/с<sup>2</sup>.

**Решение**

При  $n=1$   $h_{ф}=0,5*(1,362026675)^2/(2*9,81)=0,04727616$  м

При  $n=2$   $h_{ф}=0,5*(0,68101334)^2/(2*9,81)=0,0118190409$  м

Аналогично выполняем расчеты местных потерь при  $n=3,4,\dots,15$

Потери на трение по длине определяем по формуле Вейсбаха-Дарси (1.16),

$$h_{1+l_{экв}} = \lambda_{тр} * (H_1 + l_{экв}) * v^2 / (d * 2 * g) \text{ (1.16)},$$

где  $\lambda_{тр}$  - коэффициент Дарси для переходной зоны турбулентного движения, д.ед  
 $H_1$  - глубина добывающей скважины, м  
 $l_{экв}$  - эквивалентная длина местных сопротивлений НКТ (12% от  $H_1$ )  
 $v$  - средняя скорость жидкости по трубе, м/с  
 $d$  - внутренний диаметр НКТ, м  
 $g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>

**Решение:**

При  $n=1$

$h_{1+l_{экв}}=0,02771085*(1532+183,84)*1,362026675^2/(0,069*2*9,81)=65,15505$  м

Аналогично выполняем расчеты при  $n=2,3,\dots,15$ .

Теперь найдем общие потери напора, просуммируем потери на трение по длине и местные потери, получим :

При  $n=1$

$\Sigma h_{п}=0,04727616+65,155318=65,20233$  м

Аналогично выполняем расчеты при  $n=2,3,\dots,15$ .

Результаты расчетов местных и общих потерь напора заносим в таблицу 1.7.

Определение давления на забое эксплуатационной скважины с учетом потерь на трение ( $\Sigma h_{п}$ ), коэффициента Дарси ( $\lambda_{тр}$ ) и числа Рейнольдса

Зная все расчетные величины параметров найдем забойное давление по формуле (1.17):

$$P_c = \rho * g * (H_1 + \sum h_n) + P_m(\text{э}), \quad (1.17),$$

где  $\rho$  - плотность нефти в стволе скважины,  $\text{кг/м}^3$

$H_1$  - глубина добывающей скважины, м

$g$  - ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$

$\sum h_n$  - суммарные потери на трение по длине трубы и местные потери, м

$P_m(\text{э})$  - избыточное давление на устье эксплуатационной скважины, Па

**Решение :**

$$P_c = 850 * 9,81 * (1532 + 65,202594 \text{ м}) + 1000000 = 23318272 \text{ Па} = 233,2 \text{ атм}$$

Выполним расчеты давления на забое аналогично для  $p=2,3,4,\dots,15$ .

Результаты расчетов занесем в таблицу 1.7.

*Построение графика зависимости забойного давления в скважинах от количества скважин в батарее при движении нефти в НКТ*

Построим график зависимости распределения забойного давления по стволу скважины  $P_c = f(n)$  по значениям  $P_c$  при  $p=1, p=2, p=3, \dots, p=15$  и количеству скважин в батарее при движении жидкости по стволу скважины в насосно-компрессорных трубах (НКТ), рисунок 1.3.

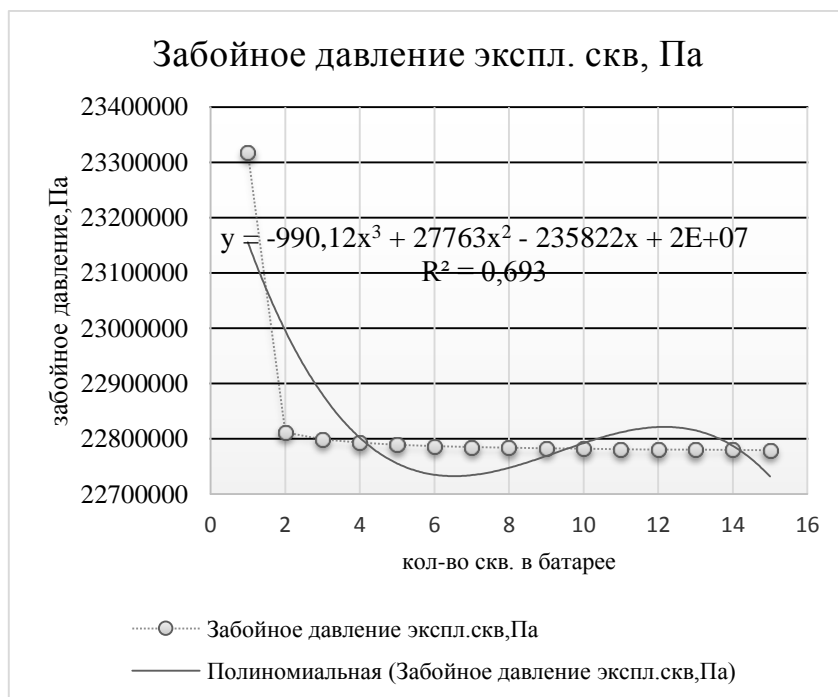


Рисунок 1.3- Распределение забойного давления по стволу скважины в зависимости от количества скважин в батарее

Сформированная итоговая таблица 1.7 результатов расчетов числа Рейнольдса, скорости фильтрации, коэффициента потерь на гидравлическое сопротивление Дарси, потерь на трение, давления на забое в зависимости от количества скважин в батарее будет итоговой.



## **Выводы**

Действие закона Дарси в зависимости от количества скважин в кольцевой батарее, при котором действует ламинарный закон движения жидкости в призабойной зоне и по стволу скважины.

На основании графика зависимости забойного давления (рисунок 1.3) в стволе скважины и таблицы 1.7, в условиях нерадиальной фильтрации и выполненных расчетов, движение будет ламинарным при количестве скважин в батарее более 7 шт., движение жидкости будет осуществляться с минимальными потерями напора. Вывод о действии закона Дарси в конкретном варианте расчетов может быть другим, студент должен обратить внимание на это, исследовав вывод конкретного расчета.

Вопросы для самопроверки и защиты третьего практического задания курсовой работы:

1. От чего зависит число Рейнольдса?
2. Как определить среднюю скорость фильтрации?
3. Что такое площадь живого сечения НКТ?
4. Какие потери необходимо учитывать при движении флюида по трубе?
5. Когда коэффициент Дарси определяется по формуле Пуазейля?
6. В каких случаях коэффициент Дарси определяется по формуле Блазиуса?
7. В каких случаях и при каких условиях коэффициент Дарси определяется по формуле Альштуля ?
8. О чем говорит формула Вейсбаха для учета потерь напора?
9. Какие потери напора можно определить по формуле Вейсбаха-Дарси?
10. Какой поток называется ламинарным, приведите конкретные примеры.
11. Поток турбулентный и три зоны турбулентного движения, их особенность, приведите конкретные примеры.
12. От чего зависит средняя скорость фильтрации при ламинарном и при турбулентном движении.

## **2 Методические и практические рекомендации при выполнении лабораторных работ**

### **2.1 Лабораторная работа № 1**

#### **Основные свойства жидкости и газов**

##### 2.1.1 Цель работы

Изучить некоторые основные физические свойства жидкости и газа.

##### 2.1.2 Основные понятия о физических свойствах жидкостей и газов

Жидкость - это физическое тело, обладающее текучестью, мало изменяющее свой объем при изменении давления и температуры. Жидкость отличается от твердого тела своей текучестью. Визуально капельная жидкость отличается от газа наличием свободной поверхности. Текучесть – способность принимать форму сосуда и легкую подвижность. Капельная жидкость в отличие от газов имеет свободную поверхность и определенный объем. Основные свойства жидкости: плотность, удельный вес, вязкость, сжимаемость, облитерация (заращивание сечений щелей со временем вследствие адсорбции поляризации молекул), поверхностное натяжения, теплотворная способность, газосодержание и др. Плотностью жидкости для однородной среды называют отношение массы тела к его объему. Плотность характеризует массу сплошной среды (жидкости), содержащуюся в единице объема. Средняя плотность жидкостей и газов в достаточно малом объеме  $\Delta V$ , содержащем точку  $M(x, y, z)$  определяется по формуле (2.1):

$$\rho_{\text{ср}} = \Delta m / \Delta V, \quad (2.1)$$

где  $\Delta m$  - масса сплошной среды (жидкости), заключенной в объеме  $\Delta V$ .  
В точках  $M$  плотность жидкости и газа будет равна (2.2) :

$$\rho(x, y, z, t) = \lim_{\Delta V \rightarrow 0} \Delta m / \Delta V \quad (2.2)$$

Единица измерения плотности в системе СИ - кг/м<sup>3</sup>. Если плотность не зависит от координат, т.е. одинаковая во всех точках среды, то жидкость называется однородной. Физическое состояние жидкости и газа обуславливается термодинамическими параметрами состояния температурой и давлением (Р и Т), которые при движении среды зависят от координат (х,у,z) и времени t. Наибольшей плотностью обладает вода. Плотность жидкости при увеличении температуры уменьшается. Удельный вес жидкости или объемным весом (удельной силой тяжести) называется ее вес в единице объема. Удельный вес величина не постоянная, зависит от температуры и давления и ускорения силы тяжести в зависимости от места измерения. Удельный вес не является справочной величиной, так как зависит от ускорения силы тяжести (g) в месте измерения, поэтому в дальнейших расчётах будем пользоваться справочной величиной плотности (ρ). Для технических расчётов с достаточной точностью можно принимать плотность воды (в дальнейшем будем записывать без индекса) ρ = 103 кг/м<sup>3</sup>, плотность ртути - 136103 кг/м<sup>3</sup>. Удельный вес жидкости определяется прибором ареометром. Удельный вес измеряется в системе СИ - Н/м<sup>3</sup>, технической системе - кгс/м<sup>2</sup>, физической системе - дина/см<sup>2</sup>. Удельный вес и плотность связаны между собой следующим соотношением (2.3):

$$\gamma = \rho * g \quad , \quad (2.3)$$

где γ - удельный вес, Н/м<sup>3</sup>;

g - ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с<sup>2</sup> ;

ρ - плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

Вязкость (абсолютная, динамическая) – сила трения (внутреннего сопротивления), возникающая между двумя смежными слоями внутри жидкости или газа на единицу поверхности при их взаимном перемещении. Динамическая вязкость определяется по уравнению Ньютона (2.4):

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{dv}{dy} \quad , \quad (2.4)$$

где F – сила внутреннего трения, требующаяся для поддержания разницы скоростей движения между слоями на величину dv;

A- площадь соприкосновения перемешивающихся слоев жидкости (газа);

dy – расстояние между движущимися слоями жидкости (газа);

dv – разность скоростей движущихся слоёв жидкости (газа).

μ – коэффициент пропорциональности, абсолютная, динамическая вязкость.

Размерность динамической вязкости определяется из уравнения Ньютона: система СИ – [Пас, мПас]; система СГС – [пуаз (Π), сантипуаз (сΠ)] = [г/( см\*с)].

С вязкостью связан параметр текучести – величина обратная динамической вязкости:  $\varphi=1/\mu$ . Параметр текучести связан с явлением перколяции, исследуйте этот вопрос.

Кроме динамической вязкости для расчётов используют также коэффициент кинематической вязкости – свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению одной части жидкости относительно другой с учётом силы тяжести. Динамическая и кинематическая вязкости связаны между собой соотношением (2.5) :

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}, \quad (2.5)$$

где  $\mu$  -динамическая вязкость, мПа\*с;

$\rho$ -плотность жидкости в стандартных условиях, г/см<sup>3</sup>.

Единицы измерения кинематической вязкости:

-система СИ – [м<sup>2</sup>/с, мм<sup>2</sup>/с];

- системе СГС – [стокс (Ст), сантистокс (сСт)]; 1сСт=1·10<sup>-4</sup> м<sup>2</sup>/с.

Расчет кинематической вязкости, определенной прибором вискозиметром в градусах Энглера, выполняется по формуле Убеллоде , (2.6),

$$\nu=(0,0731 E-0,0631/E)*10^{-4}, \quad (2.6)$$

где  $\nu$  - кинематическая вязкость нефти, м<sup>2</sup>/с;

E - вязкость в градусах Энглера по вискозиметру;

Вязкость капельной жидкости зависит от давления и температуры. При повышении температуры вязкость капельной жидкости уменьшается.

Связь между плотностью, температурой и давлением устанавливается уравнением состояния, которой для реальных жидкостей и газов сложно, используется в кинетической теории газов более простое эмпирическое уравнение Ван-дер-Ваальса (2.7):

$$(P+a/V^2)*(V-b)=R*T \quad (2.7),$$

где a, b, R- константы для данной среды;

P, T, V –давление, температура и объем среды

Коэффициент сжимаемости (объемной упругости) есть уменьшение объёма жидкости или газа с изменением давления характеризуется выражением (2.8) :

$$\beta_n = -\frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P} . \quad (2.8)$$

Коэффициент сжимаемости зависит от давления, температуры, состава жидкости или газа и газового фактора. Величина, обратная коэффициенту сжимаемости называется модулем упругости, который в системе СИ имеет размерность (Н/м<sup>2</sup>).

Природный газ — смесь газов, образовавшихся в недрах Земли при анаэробном разложении органических веществ. Природный газ в пластовых условиях находится в газообразном состоянии в виде газовых залежей или в виде газовой шапки нефтегазовых месторождений, либо в растворённом состоянии в нефти или воде. При нормальных условиях (101,325 кПа и С) природный газ находится только в газообразном состоянии. Природный газ может находиться в кристаллическом состоянии в виде естественных газогидратов. Физические свойства природного газа зависят от состава, при н.у. плотность: от 0,68 до 0,85 кг/м<sup>3</sup> (сухой газообразный); 400 кг/м<sup>3</sup> (жидкий), температура самовозгорания: 650 °С; взрывоопасные концентрации смеси газа с воздухом от 5 % до 15 % объёмных; удельная теплота сгорания: от 28 до 46 МДж/м<sup>3</sup> (от 6,7 до 11,0 Мкал/м<sup>3</sup>). Октановое число при использовании в двигателях внутреннего сгорания: от 120 до 130. Природный газ легче воздуха в 1,8 раз, поэтому при утечке не собирается в низинах, а поднимается вверх. Основу природного газа составляет метан (СН<sub>4</sub>). Обычно в его состав также входят более тяжелые углеводороды, гомологи метана: этан (С<sub>2</sub>Н<sub>6</sub>), пропан (С<sub>3</sub>Н<sub>8</sub>), бутан (С<sub>4</sub>Н<sub>10</sub>) и некоторые неуглеводородные примеси.

В идеальном газе отсутствуют связи между молекулами, поэтому давление газа имеет совсем другой физический смысл, чем давление в жидкости. Молекулы газа совершают хаотическое (броуновское) движение. При этом они ударяются о поверхность жидкости и теряют свой импульс. Как известно из теоретической механики, при изменении импульса появляется сила, в данном случае это сила давления газа на поверхность жидкости. Единичная (на единицу площади) сила давления есть давление газа. Состояние идеального газа определяется тремя параметрами — абсолютным давлением  $P$ , плотностью  $\rho$  и абсолютной температурой  $T$ , которые связаны уравнением состояния (уравнением Клапейрона), (2.9)

$$P \cdot V = m \cdot R \cdot T, (2.9)$$

где  $R$  — газовая постоянная,  $R=287$  Дж/кг\*К, для воздуха;

$P$ - абсолютное давление, Па ;

$V$  —объем газа, м<sup>3</sup>;

$T$ -абсолютная температура, К;

$m$  - масса газа в данном объеме.

Уравнение состояния газа можно записать в виде:  $P/\rho = R \cdot T$ . При увеличении температуры усиливается броуновское движение молекул и частота их ударов о поверхность. При этом давление газа увеличивается. В

малых объёмах давление газа одинаково во всех точках объёма. В больших объёмах давление газа уменьшается с высотой по экспоненциальному закону.

Состояние газов в условиях высоких давления и температуры определяется уравнением Клайперона — Менделеева: (2.10),

$$P \cdot V = N \cdot R \cdot T, \quad (2.10)$$

где  $P$  — давление;

$V$  — объем идеального газа;

$N$  — число киломолей газа;

$R$  — универсальная газовая постоянная;

$T$  — температура.

Эти уравнения применимы для идеальных газов. С учетом реальных газов необходимо еще перед правой частью коэффициент  $z$  — сверхсжимаемость газа, этот коэффициент показывает степень отклонения свойств реального газа от уравнения Клапейрона-Менделеева.

### 2.1.3 Задания по лабораторной работе

#### **Задание 1**

Дано : Кинематическая вязкость нефти, определенная по вискозиметру Энглера, составляет 8,5 Е. Плотность нефти в стандартных условиях равна  $\rho=850 \text{ кг/м}^3$ . Определить динамическую вязкость нефти по формуле (2.6) Убеллоде.

Решение :

Прежде определим кинематическую вязкость по формуле Убеллоде:

$$\begin{aligned} v &= (0,0731 E - 0,0631/E) \cdot 10^{-4}, \\ v &= (0,0731 \cdot 8,5 - 0,0631/8,5) \cdot 10^{-4} \\ v &= 0,614 \cdot 0,0001 \text{ м}^2/\text{с} \end{aligned}$$

Найдем динамическую вязкость из соотношения (2.5) :  $\mu = v \cdot \rho$

$$\mu = 850 \cdot 0,0000614 = 0,052 \text{ Па} \cdot \text{с} = 0,52 \text{ П}$$

Ответ: 0,52 П

Решить задачу по образцу с учетом вариантов с различными исходными данными, представленными в таблице 2.1.

Таблица 2.1 -Исходные данные по вариантам для расчетов динамической вязкости, плотность  $\text{кг/м}^3$ , вязкость Е

Вариант	Плотность нефти, $\text{кг/м}^3$	Вязкость в Е	Вариант	Плотность нефти, $\text{кг/м}^3$	Вязкость в Е	Вариант	Плотность Нефти, $\text{кг/м}^3$	Вязкость в Е
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	834	9	7	855	9,3	13	853	5,4
2	841	7,6	8	851	8,9	14	849	6,3

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	813	5,4	9	862	10,2	15	839	5,5
4	822	4,3	10	860	9,3	16	841	7,4
5	856	10	11	857	8,4	17	844	8,8
6	863	9,7	12	855	8,3	18	858	7,9

**Задание 2**

Дано : Коэффициент динамической вязкости нефти равен 0,5 кг/(м\*с) при температуре 40 °С Плотность нефти при той же температуре равна 920 кг/м<sup>3</sup>. Определить : кинематическую вязкость нефти по формуле (2.5)

Решение :

$$\nu = 0,5/920 = 5,43 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Проверить размерность величин, входящих в формулу.

Решить задачу по варианту своего задания, взять исходные из таблицы 2.2.

Таблица 2.2- Исходные данные для расчета второго задания

Вариант	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Динамическая вязкость, кг/(м*с)	Вариант	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Динамическая вязкость, кг/(м*с)	Вариант	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>
1	834	0,45	7	855	0,55	13	853
2	841	0,5	8	851	0,54	14	870
3	813	0,6	9	862	0,57	15	889
4	822	0,3	10	860	0,6	16	871
5	856	0,51	11	857	0,59	17	844
6	863	0,6	12	855	0,55	18	858

**Задание 3**

Построить графическую зависимость кинематической вязкости (вязкости в стандартных условиях) от условной вязкости в градусах Энглера с использованием далее приведенной таблицы 2.3. Проверить эмпирическую формулу Убеллоде (2.5) с использованием исходных данных таблицы 2.3, оценить погрешность, построить в электронной таблице график зависимости кинематической вязкости от условной вязкости в градусах Энглера.

Таблица 2.3 –Условная и кинематическая вязкости нефти по данным эксперимента

Условная вязкость Е	Кинематическая вязкость см <sup>2</sup> /с	Условная вязкость Е	Кинематическая вязкость см <sup>2</sup> /с	Условная вязкость Е	Кинематическая Вязкость см <sup>2</sup> /с	Условная вязкость Е	Кинематическая Вязкость см <sup>2</sup> /с
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,010	4,4	0,307	7,8	0,5621	16	1,166
1,1	0,023	4,5	0,315	7,9	0,5695	16,5	1,202
1,2	0,035	4,6	0,323	8	0,5769	17	1,239
1,3	0,046	4,7	0,330	8,1	0,5843	17,5	1,276
1,4	0,057	4,8	0,338	8,2	0,5917	18	1,312
1,5	0,068	4,9	0,345	8,3	0,5991	18,5	1,349
1,6	0,078	5	0,353	8,4	0,6065	19	1,386
1,7	0,087	5,1	0,360	8,5	0,6139	19,5	1,422

Продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
1,8	0,097	5,2	0,368	8,6	0,6213	20	1,459
1,9	0,106	5,3	0,376	8,7	0,6287	21	1,532
2	0,115	5,4	0,383	8,8	0,6361	22	1,605
2,1	0,123	5,5	0,391	8,9	0,6435	23	1,679
2,2	0,132	5,6	0,3981	9	0,6509	24	1,752
2,3	0,141	5,7	0,4056	9,1	0,6583	25	1,825
2,4	0,149	5,8	0,4131	9,2	0,6657	26	1,898
2,5	0,158	5,9	0,4206	9,3	0,6730	27	1,971
2,6	0,166	6	0,4281	9,4	0,6804	28	2,045
2,7	0,174	6,1	0,4356	9,5	0,6878	29	2,118
2,8	0,182	6,2	0,4430	9,6	0,6952	30	2,191
2,9	0,190	6,3	0,4505	9,7	0,7026	32	2,337
3	0,198	6,4	0,4580	9,8	0,7099	34	2,484
3,1	0,206	6,5	0,4654	9,9	0,7173	36	2,630
3,2	0,214	6,6	0,4729	10	0,7247	38	2,776
3,3	0,222	6,7	0,4804	10,5	0,7615	40	2,922
3,4	0,230	6,8	0,4878	11	0,798	45	3,288
3,5	0,238	6,9	0,4952	11,5	0,835	50	3,654
3,6	0,246	7	0,5027	12	0,872	55	4,019
3,7	0,253	7,1	0,5101	12,5	0,909	60	4,385
3,8	0,261	7,2	0,5176	13	0,945	65	4,751
3,9	0,269	7,3	0,5250	13,5	0,982	70	5,116
4	0,277	7,4	0,5324	14	1,019	75	5,482
4,1	0,284	7,5	0,5398	14,5	1,056	80	5,847
4,2	0,292	7,6	0,5473	15	1,092	85	6,213
4,3	0,300	7,7	0,5547	15,5	1,129	90	6,578

**Задание 4**

Дано : Состав природного газа представлен в таблице 4. Определить коэффициент сжимаемости газа  $Z$  в пластовых условиях, если известно, что абсолютное пластовое давление  $P_{пл}=12$  МПа, пластовая температура  $T_{пл}=328$  К, относительная плотность газа (по воздуху)  $\rho_{г.от}=0,841$ .

Определить коэффициент сверхсжимаемости газа по кривым Брауна и по формуле Истомина. Заполнить таблицу 2.4 с данными по своему варианту. Выполнить расчет среднекритического давления и среднекритической температуры взвешиванием по объемному содержанию каждого компонента, как показано в таблице 2.4.

Таблица 2.4 –Компонентный состав газа и его объемное содержание

Компоненты	Объемное содержание, (у) доли единицы	$P_{кр}$ , МПа	$y \cdot P_{кр}$ , МПа	$T_{кр}$ , К	$y \cdot T_{кр}$ , К
$CH_4$	0,75	4,73	3,55	190	143,0
$C_2H_6$	0,08	4,98	0,40	305	24,4
$C_3H_8$	0,09	4,34	0,30	370	33,4
$C_4H_{10}$	0,04	3,87	0,15	425	17,0
$C_5H_{12+B}$	0,04	3,40	0,14	470	18,8
Ср.взв. значение	1.0		<b>4,54</b>		<b>236,6</b>



Выполним расчет приведенного давления и температуры из соотношения:

$$P_{пр} = P_{пл} / \sum(y P_{кр}) = 12 \cdot 10^5 / 4,54 \cdot 10^6 = 2,65$$

$$T_{пр} = T_{пл} / \sum(y T_{кр}) = 328 / 236,6 = 1,38.$$

Оценим коэффициент сжимаемости газа по кривым Брауна (приложение Б)

### *Расчет по второму методу*

Выполним расчеты среднекритических значений давления и температуры :

$$P_{ср.кр} = (4,937 - 0,464 \cdot \rho_{г.от}) 10^6 = (4,937 - 0,464 \cdot 0,841) \cdot 10^6 = 4,55 \text{ МПа};$$

$$T_{ср.кр} = 171,5 \cdot \rho_{г.от} + 97 = 171,5 \cdot 0,841 + 97 = 241 \text{ К}$$

Оценим приведенные давления и температуру :

$$P_{пр} = 12 \cdot 10^6 / 4,55 \cdot 10^6 = 2,64$$

$$T_{пр} = 328 / 241 = 1,36$$

Выполним расчет коэффициента сжимаемости газа по формуле А.3.

Истомина :

$$Z = 1 - 10^{-2} (0,76 \cdot T_{пр}^3 - 9,36 \cdot T_{пр} + 13) \cdot (8 - P_{пр}) \cdot P_{пр} = 1 - 10^{-2} \cdot (0,76 \cdot 1,36^3 - 9,36 \cdot 1,36 + 13) \cdot (8 - 2,64) \cdot 2,64 = 0,69$$

Вывод: Значения коэффициента сжимаемости, определенные двумя методами, совпали (не совпали),  $Z=0,69$ , если одно значение больше другого, объяснить почему. Исходные данные для вариантов лабораторной работы приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Варианты исходных данные для расчетов четвертого задания

Вариант	Компо- ненты	Объемное содержание, (y) доли ед.	$P_{кр}$ , МПа	$y \cdot P_{кр}$ , МПа	$T_{кр}$ , К	$y \cdot T_{кр}$ , К	$P_{пл}$ МПа	$T_{пл}$ , К	$\rho_{г.от}$ доли ед
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	CH <sub>4</sub>	0,75	4,73		190		18	348	0,855
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,08	4,98		305				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,09	4,34		370				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,04	3,87		425				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+В</sub>	0,04	3,40		470				
	сумма	1.0							
2	CH <sub>4</sub>	0,75	4,74		188		14	344	0,851
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,08	4,99		310				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,09	4,35		375				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,04	3,86		426				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+В</sub>	0,04	3,42		473				
	сумма	1.0							
3	CH <sub>4</sub>	0,77	4,75		201		24	397	0,866
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,09	4,99		320				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,08	4,30		394				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,04	3,85		426				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+В</sub>	0,02	3,40		488				
	сумма	1.0							
4	CH <sub>4</sub>	0,85	4,73		199		19	333	0,858

Продолжение таблицы 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,08	4,99		307				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,05	4,35		377				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,01	3,88		420				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+B</sub>	0,01	3,44		480				
	сумма	1.0							
5	CH <sub>4</sub>	0,74	4,71		189		17	313	0,848
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,09	4,99		311				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,09	4,34		381				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,04	3,81		422				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+B</sub>	0,04	3,40		482				
	сумма	1.0							
6	CH <sub>4</sub>	0,76	4,74		199		27	413	0,868
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,09	4,89		319				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,08	4,31		382				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,04	3,82		424				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+B</sub>	0,03	3,46		488				
	сумма	1.0							
7	CH <sub>4</sub>	0,75	4,71		189		15	347	0,856
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,08	4,91		310				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,09	4,35		376				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,04	3,84		426				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+B</sub>	0,04	3,41		474				
	сумма	1.0							
8	CH <sub>4</sub>	0,76	4,75		198		26	419	0,861
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,09	4,87		318				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,08	4,31		383				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,04	3,82		424				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+B</sub>	0,03	3,45		481				
	сумма	1.0							
9	CH <sub>4</sub>	0,76	4,75		198		30	355	0,841
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,09	4,87		318				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,08	4,31		383				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,04	3,82		424				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+B</sub>	0,03	3,45		481				
	сумма	1.0							
10	CH <sub>4</sub>	0,77	4,73		191		27	313	0,856
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,09	4,89		319				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,07	4,32		382				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,04	3,81		420				

Продолжение таблицы 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	C <sub>5</sub> H <sub>12+B</sub>	0,03	3,45		482				
	сумма	1.0							
11	CH <sub>4</sub>	0,74	4,73		191		18	348	0,855
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,09	4,98		306				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,08	4,34		370				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,05	3,87		425				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+B</sub>	0,04	3,40		471				
	сумма	1.0							
12	CH <sub>4</sub>	0,78	4,75		198		26	356	0,851
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,08	4,87		318				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,07	4,31		383				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,04	3,82		424				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+B</sub>	0,03	3,45		481				
	сумма	1.0							
13	CH <sub>4</sub>	0,75	4,72		189		16	349	0,855
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,08	4,92		311				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,09	4,36		376				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,04	3,84		426				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+B</sub>	0,04	3,42		475				
	сумма	1.0							
14	CH <sub>4</sub>	0,74	4,72		189		15	350	0,854
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,09	4,92		311				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,09	4,36		376				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,05	3,84		426				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+B</sub>	0,03	3,42		475				
	сумма	1.0							
15	CH <sub>4</sub>	0,76	4,71		195		25	355	0,849
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,09	4,87		317				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,08	4,32		383				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,04	3,84		425				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+B</sub>	0,03	3,45		481				
	сумма	1.0							
16	CH <sub>4</sub>	0,75	4,73		190		13	321	0,847
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,08	4,98		305				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,09	4,34		370				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,04	3,87		425				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+B</sub>	0,04	3,40		470				
	сумма	1.0							
17	CH <sub>4</sub>	0,79	4,75		198		24	357	0,853
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,07	4,87		318				

Продолжение таблицы 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,07	4,31		383				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,04	3,82		424				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+B</sub>	0,03	3,45		481				
	сумма	1.0							
18	CH <sub>4</sub>	0,76	4,73		199		18	337	0,857
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,08	4,99		307				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,08	4,35		377				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,04	3,88		420				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+B</sub>	0,04	3,44		480				
	сумма	1.0							
19	CH <sub>4</sub>	0,79	4,74		188		14	345	0,854
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,07	4,99		310				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,07	4,35		375				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,04	3,86		426				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+B</sub>	0,03	3,42		473				
	сумма	1.0							
20	CH <sub>4</sub>	0,76	4,73		191		27	396	0,849
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,08	4,98		304				
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,09	4,34		372				
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,04	3,87		425				
	C <sub>5</sub> H <sub>12+B</sub>	0,03	3,40		471				
	сумма	1.0							

2.1.4 Контроль основных понятий по результатам опроса и тестирования

**1. Жидкость – это физическое тело, которое**

1.1 обладает текучестью и незначительно изменяет свой объем при изменении давления и температуры;

1.2 тело, мало изменяет свой объем при изменении давления и температуры и не обладает текучестью;

1.3. тело, которое близко по свойствам с твердым телом

1.4 тело, которое не имеет свободной поверхности

**2. Чем жидкость отличается от твердого тела:**

2.1 весом ; 2.2 цветом; 2.3. текучестью; 2.4. температурой

**3. Капельная жидкость отличается от газов визуально:**

3.1 цветом; 3.2 температурой; 3.3 объемом; 3.4 наличием свободной поверхности.

#### **4.Текучесть это :**

- 4.1 способность сопротивляться внутренним напряжениям;
- 4.2 легкая подвижность частиц-50 %
- 4.3 способность принимать форму сосуда-50 %
- 4.4 энергия взаимодействия

#### **5.Что имеет капельная жидкость, а что не имеют газы:**

- 5.1 неопределенный объем 5.2. свободную поверхность-50 % 5.3  
определенный объем-50 %; 5.4.поверхностное натяжение.

#### **6. Основные физические свойства жидкости :**

- 6.1 сжимаемость, вязкость, плотность, удельный вес, облитерация,  
поверхностное натяжение;
- 6.2. поверхностное растяжение, вязкость, удельный вес, плотность;
- 6.3 вес, давление, плотность, поверхностное натяжение
- 6.4 сила, давление, вес, плотность, вязкость

#### **7. Плотностью жидкости для однородной среды называют:**

- 7.1 предел отношения плотности элемента к объему;
- 7.2 отношение веса тела к его объему;
- 7.3 отношение силы трения к вязкости элемента однородной среды;
- 7.4 отношение массы тела к его объему

#### **8.Какими параметрами обусловлено физическое состояние жидкости:**

- 8.1  $t^0$  и  $V$       8.2  $V$  и  $P$       8.3  $P$  и  $t^0$       8.4  $t^0$  и  $V$

#### **9.Вязкость капельной жидкости зависит от :**

- 9.1 от давления и плотности 9.2 от температуры и давления 9.3 от  
касательных напряжений и давления 9.4 от плотности и от касательных  
растяжений

#### **10.Единица измерения кинематической вязкости в системе СИ:**

- 10.1 Ст;      10.2 Пуаз      10.3  $m^2/c$       10.4  $Pa^*c$

#### **11. Единица измерения динамической вязкости в системе СИ:**

- 11.1  $Pa^*c$     11.2 Градус Энглера    11.3 API      11.4  $m^2/c$

#### **12.При повышении температуры вязкость у капельной жидкости :**

- 12.1 увеличивается : 12.2 уменьшается; 12.3 остается постоянной;
- 12.4 мало изменяется

#### **13.Единица измерения плотности жидкости в системе СИ :**

- 13.1  $H/m^3$     13.2  $kg/m^3$     13.3  $g/cm^3$     13.4  $T/m^3$

**14. Какая жидкость обладает наибольшей плотностью:**

14.1 вода 14.2 нефть 14.3 керосин 14.4 масло

**15. К неньютоновским жидкостям относятся :**

15.1 известковые, глинистые, цементные растворы, осадки сточных вод ;  
15.2 коллоидные растворы, трансформаторное масло, осадки сточных вод  
15.3 полимерные растворы, буровые растворы, нефть 15.4 нефть,  
конденсат, газ

**16. Коэффициент объемного сжатия жидкости – это :**

16.1 величина прямо пропорциональная модулю упругости  
16.2 уменьшения объема  
16.3 относительное изменение объема жидкости при изменении давления  
16.4 изменение объема жидкости при изменении температуры

**17. Каким коэффициентом характеризуется температурное расширение:**

17.1 коэффициентом объемного расширения  
17.2 коэффициентом растворимости  
17.3 коэффициентом упругости  
17.4 коэффициентом удельного расширения

**18. Плотность нефти, с увеличением температуры :**

18.1 снижается , затем увеличивается 18.2 уменьшается 18.3 остается  
неизменной 18.4 увеличивается

**19. Удельным весом жидкости называется :**

19.1 предел отношения массы элемента к его объему  
19.2 отношение массы к его объему  
19.3 отношение веса тела к его объему  
19.4 отношение плотности к ускорению свободного падения

**Вопросы для самоконтроля и защиты лабораторной работы:**

1. Какими физическими свойствами обладает жидкость, газ? Чем отличаются физические свойства жидкостей от газов?

2. Каким соотношением связаны между собой плотность и удельный вес жидкости?

3. В каких единицах в системе СИ измеряется плотность, удельный вес? Почему в технических расчетах используется плотность, а не удельный вес?

4. Каким прибором можно измерить плотность жидкости?

5. Каким прибором измеряется в лабораторных условиях кинематическая вязкость жидкости?

6. Каким соотношением связаны между собой кинематическая и динамическая вязкости жидкости?
7. Уравнение Ньютона для динамической вязкости, что это такое?
8. Суть формулы Убеллоде.
9. Какую роль играет оценка коэффициента сжимаемости при подсчете запасов реального природного газа?
10. Чем отличается уравнение Клапейрона-Менделеева от уравнения Ван-дер-Ваальса для газов?
11. Как по кривым Брауна можно определить коэффициент сжимаемости реального газа?
12. От каких параметров зависит коэффициент сжимаемости газа?

### 2.1.5 Оформление результатов лабораторной работы

Выполнить четыре задания по своему варианту. Титульный лист заполнить в соответствии с приложением А. Пояснительный текст, если необходим, выполнить в Word редакторе. Оформленная лабораторная работа с решенными задачами и ответами тестов отсылается преподавателю на проверку по электронной почте. При получении положительной экспертизы работа оформляется на бумажном носителе, защищается и сдается преподавателю.

## 2.2 Лабораторная работа № 2

### Гидростатика, равновесие капельной жидкости

#### 2.2.1 Цель работы

Научить студентов применять законы и свойства гидростатического давления при решении задач раздела гидростатики

#### 2.2.2 Основные понятия сил, законы и свойства гидростатического давления

Гидростатика является разделом гидравлики и изучает состояние жидкости, находящейся в покое. Сила- количественная мера взаимодействия двух тел. Силы, которые действуют на жидкость: внешние и внутренние. Внешние силы: массовые, объемные, поверхностные. К массовым силам относятся гравитационные, магнитные, силы инерции и вес жидкости, силы тяготения. Массовые силы - пропорциональны массе тела, в механике это сила тяжести  $G=m \cdot g$  и сила инерции  $F_u=m \cdot a$ . Поверхностные силы - появляются на контакте двух тел и имеют электромагнитное происхождение. В механике жидкости- это силы давления

жидкости на стенки, реакции поверхностей, силы давления газа и другие. Сила давления относится к поверхностным силам. Силы упругости, которые позволяют твердым телам сохранять свою форму, препятствуют изменению объема жидкостей и сжатию газов; силы трения, тормозящие движение твердых тел, жидкостей и газов - все это электромагнитные силы, в их основе лежит взаимодействие между электрически заряженными частицами. В реальной жизни мы встречаемся с электромагнитными взаимодействиями между нейтральными системами - атомами и молекулами. Этот тип электромагнитных сил называется молекулярным или силами Ван-дер-Ваальса, по имени голландского ученого, который впервые ввел их в теорию газов при попытке объяснить превращение газа в жидкость. На значительных расстояниях ни атомы, ни молекулы не отталкиваются, а стремятся друг к другу. Молекулярные силы на большом расстоянии - это силы притяжения. Силы Ван-дер-Ваальса - следствие некоторого преобладания притяжения над существующим одновременно отталкиванием, они резко убывают с увеличением расстояния (обратно пропорциональны седьмой степени расстояния!). Силы Ван-дер-Ваальса не способны объяснить образование молекул. Силы Ван-дер-Ваальса удерживают молекулы жидкости друг возле друга на близких расстояниях порядка размера самих молекул. При сближении атомов начинают работать химические (обменные) силы, которые приводят к коллективизации внешних (валентных) электронов двух соединяющихся атомов. Эти электроны, проходя между ядрами, компенсируют их отталкивание и образуется устойчивое соединение (молекула). Наличие химических и молекулярных сил позволяет объяснить и понять структуру газов, жидкостей и твердых тел и, в конечном итоге, их поведение под действием внешних сил. Сила давления - мера взаимодействия между жидкостью и стенкой сосуда. Она появляется потому, что жидкость на практике всегда находится в деформированном (сжатом) состоянии. На неё действуют собственный вес, реакции стенок и другие сжимающие силы. Сила давления – векторная величина, необходимо определить модуль силы, её направление и точку приложения. Сила давления столба жидкости - это вектор. Направление силы всегда перпендикулярно площади стенки. Величина силы равна произведению площади стенки на давление в центре тяжести этой площади, (2.11) :

$$F = P_c \cdot s = \rho \cdot g \cdot h_c \cdot s , (2.11)$$

где  $h_c$  - глубина погружения в жидкость центра тяжести площади стенки  $s$ ;  
 $\rho$ -плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  
 $g$ - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>  
 $P_c$ -давление столба жидкости, Па.

Сила гидростатического давления, действующая на дно сосуда, зависит от глубины жидкости и от площади дна сосуда. Сила гидростатического



давления, действующая на криволинейную поверхность, определяется по формуле (2.12):

$$P = \sqrt{P_y^2 + P_z^2}, \quad (2.12),$$

где  $P_y, P_z$  - проекции силы гидростатического давления на оси  $y, z$

В общем виде силу гидростатического давления определяют по формуле (2.13):

$$F = \rho * g * h * \omega, \quad (2.13),$$

где  $\rho$  - плотность жидкости,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$g$  - ускорение свободного падения,  $\text{м}/\text{с}^2$

$h$  - высота столба жидкости,  $\text{м}$ ;

$\omega$  - площадь живого сечения,  $\text{м}^2$ .

Давление, производимое внешней силой, равномерно распределенной по поверхностной площади и действующей перпендикулярно площади равно  $P = F/S$ .

Размерность силы в системе СГС -1 дина= $\text{г} * \text{см}/\text{с}^2$ , в системе СИ-1 ньютон= $\text{кг} * \text{м}/\text{с}^2$ .

Гидростатическое давление определяется по формуле (2.14):

$$P = \rho * g * h, \quad (2.14)$$

где  $\rho$  - плотность жидкости,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$g$  - ускорение свободного падения,  $\text{м}/\text{с}^2$

$h$  - высота столба жидкости,  $\text{м}$ ;

#### **Четыре основных свойства гидростатического давления**

Первое свойство гидростатического давления гласит: гидростатическое давление направлено всегда по внутренней нормали к площадке действия, определяя числовое значение напряжения в данной точке. Второе свойство гидростатического давления гласит: гидростатического давление в любой точке жидкости действует одинаково по всем направлениям. Третье свойство гидростатического давления гласит: гидростатическое давление в точке зависит только от ее координаты в пространстве. Четвертое свойство- при перемещении в жидкости сверху вниз давление увеличивается.

Основные законы гидростатики: Архимеда, Паскаля, Дарси, Ньютона, Гука, законы газового состояния и так далее повторить из курса физики.

Закон Архимеда выглядит следующим образом:  $V_{\text{погр. тела}} / V = \rho * g / \rho_{\text{тела}}$  или  $P_v = \rho * g * V_{\text{погр. тела}}$ . Отсюда, Архимедова сила - есть вертикальная подъемная сила и выталкивающая сила. Если тело плавает на свободной поверхности, то вес тела меньше выталкивающей силы.

Основное уравнение гидростатики в дифференциальной форме:

$$dp = \rho^*(Xdx + Ydy + Z^*dz), \quad (2.15)$$

Тогда уравнение плоскости равного давления в жидкости при  $\rho \neq 0$  будет (2.16):

$$\rho^*(Xdx + Ydy + Z^*dz) = 0 \quad (2.16)$$

Основное уравнение гидростатики по оценке абсолютного давления выглядит следующим образом (2.17):

$$P = P_0 + \gamma^*h = P_0 + \rho^*g^*h, \quad (2.17)$$

где  $P$  - абсолютное давление;  
 $P_0$  - давление в стандартных условиях;  
 $\gamma$  - удельный вес жидкости.

Объемный расход жидкости (воды) определяется по экспериментальному закону Дарси (2.18):

$$Q = k_{\Phi}^*(H_1 - H_2)^*\omega/L, \quad (2.18)$$

где  $k_{\Phi}$  - коэффициент пропорциональности;  
 $H_1 - H_2$  - разность напоров воды;  
 $\omega$  - площадь поперечного сечения;  
 $L$  - длина песчаного фильтра

Закон Паскаля: давление  $p_0$ , созданное на жидкость любым путем, передается во все точки объема жидкости без изменения. Прибор манометр измеряет превышение абсолютного давления над атмосферным давлением. Прибор вакуумметр - измеряет недостаток абсолютного давления до атмосферного.

Первый закон Ньютона: если равнодействующая всех сил, действующих на тело, равна нулю, то тело находится в состоянии покоя или движется с постоянной скоростью. Второй закон: при наличии неуравновешенной силы  $F$  тело движется с ускорением  $a$ . При этом  $F = ma$ . Третий закон: при взаимодействии всегда есть две силы. Они равны по величине, противоположны по направлению и приложены к разным телам.

Закон Гука: для упругих тел напряжения (силы, действующие на единичную площадь) прямо пропорциональны деформациям. Закон Гука для жидкостей имеет вид (2.19):

$$p = -E \cdot \Delta V/V, \quad (2.19)$$

где  $p$  - сжимающее напряжение (гидростатическое давление),  
 $\Delta V$  - изменение объема,

$V$  - первоначальный объём.

Величину сил отталкивания и характеризует модуль объемной упругости  $E$ , который, например, для воды равен  $2 \cdot 10^9$  Па.

### **Определение забойного давления в нефтяных и газовых скважинах в практических различных случаях**

1. Расчет забойного давления в нефтяной скважине по формуле (2.20):

$$P_{\text{заб}} = P_y + \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{скв}}, \text{ Па, (2.20)}$$

где  $P_y$  - давление на устье скважины, Па;

$\rho_{\text{ж}}$  - плотность нефти, г/см<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, (9,81 м/с<sup>2</sup>)

$H_{\text{скв}}$  - глубина залежи пласта, м.

2. Расчет забойного давления в нефтяной фонтанирующей скважине по формуле (2.21):

$$P_{\text{заб}} = P_y + \rho_{\text{ж}}(H_{\text{скв}}) \cdot g \cdot H_{\text{скв}}, \text{ Па, (2.21)}$$

где  $\rho_{\text{ж}}(H_{\text{скв}})$  - средневзвешенная плотность газированной смеси, г/см<sup>3</sup>

3. Расчет забойного давления в нефтяной простаивающей скважине по формуле (2.22) :

$$P_{\text{заб}} = \rho_{\text{ж}}(H_{\text{скв}}) \cdot g \cdot (H_{\text{скв}} - h_{\text{ст}}), \text{ Па (2.22)}$$

где  $h_{\text{ст}}$  - статический уровень жидкости в скважине, м

4. Расчет забойного давления в нефтяной скважине, работающей механизированным способом по формуле (2.23):

$$P_{\text{заб}} = \rho_{\text{ж}}(H_{\text{скв}}) \cdot g \cdot (H_{\text{скв}} - h_{\text{дин}}), \text{ Па (2.23)}$$

где  $h_{\text{дин}}$  - динамический уровень жидкости в скважине, м

5. Расчет забойного давления в простаивающей газовой скважине по формуле (2.24) :

$$P_{\text{заб}} = P_y \cdot e^{\frac{3,41 \cdot \rho_{\text{г}} \cdot H_{\text{скв}} \cdot 10^{-2}}{Z \cdot T}}, \text{ Па (2.24)}$$

где  $Z$  - коэффициент сверхсжимаемости газа, доли ед.;

$T$  - температура пласта, К;

$\rho_r$  –средневзвешенная плотность газа по стволу скважины

6. Расчет давление на забое эксплуатируемой газовой скважины по формуле (2.25):

$$P_{заб} = \sqrt{P_y^2 * e^{2s}} + \Theta * g, \text{ Па (2.25)}$$

где  $s = \rho_r * H_{скв} / (z * R * T)$ ,

где  $R$  –универсальная газовая постоянная, равная 8,31 Дж/(моль\*К);

$\Theta = \lambda * z^2 * T^2 * (e^{2s} - 1) / d^5$ ,

$d$ -внутренний диаметр фонтанных труб принять равным 0, 069м;

коэффициент  $\lambda = 0,05$

### 2.2.3 Задания по третьей лабораторной работе

#### Задание 1

При опрессовке трубопровода (проверке его на прочность при повышении давления) в него закачивается некоторое дополнительное количество воды  $\Delta\omega$ . Определить этот объем воды. Дано в задаче: диаметр трубопровода  $d=0,5$  м, его длина  $L=4$  км. Требуемое превышение давления по сравнению с начальным ( $P_{нач}=98,1$  кПа) составляет  $\Delta P=1$  МПа. Считать в задаче, что стенки трубопровода не деформируются. Определить: дополнительный объем закачиваемой воды в трубопровод.

**Решение:**

1) Определим объем воды до опрессовки трубопровода по формуле:

$$\omega = 1/4 * \pi d^2 * L = 3.14/4 * 0.5^2 * 4000 = 785,4 \text{ м}^3$$

2) Из выражения по определению для коэффициента объемного сжатия мы имеем:

$$\beta_\omega = \frac{d\omega}{dP} * \frac{1}{\omega} = \frac{\Delta\omega}{\omega + \Delta\omega} * \frac{1}{\Delta P} = 1/(2.1 * 10^9) = 4.76 * 10^{-10} \text{ (Па}^{-1}\text{)}$$

(исходные табличные данные для воды в нормальных условиях)

3) Дополнительный объем воды для опрессовки определим при условии коэффициента сжимаемости воды из 2 пункта

$$\Delta\omega = \frac{\beta_\omega * \omega * \Delta P}{1 - \beta_\omega * \Delta P} = \frac{4,76 * 10^{-10} * 785,4 * 10^6}{1 - 4,76 * 10^{-10} * 10^6} = 0,374 \text{ м}^3$$

Ответ:  $0,374 \text{ м}^3$

Выполнить расчеты по вариантам с другими исходными данными из таблицы 2.6.

Таблица 2.6- Исходные данные для выполнения первого задания

Параметр	1в	2в	3в	4в	5в	6в	7в	8в	9в	19в
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Диаметр трубопровода, м	0,48	0,44	0,5	0,49	0,51	0,47	0,5	0,52	0,55	0,51
Длина трубопровода, км	4,5	4,8	5	4,9	5,6	6	6,5	4	5,5	5,6
Начальное давление, кПа	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1
Превышение давления, МПа	1,11	1,1	1,2	1,1	1,3	1,15	1,2	1,3	1,15	1,35

Продолжение таблицы 2.6

1	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Параметр	<b>10в</b>	<b>11в</b>	<b>12в</b>	<b>13в</b>	<b>14в</b>	<b>15в</b>	<b>16в</b>	<b>17в</b>	<b>18в</b>	<b>20в</b>
Диаметр трубопровода, м	0,48	0,44	0,5	0,49	0,51	0,47	0,5	0,52	0,55	0,5
Длина трубопровода, км	4,55	4,85	5,1	4,9	5,5	6	6,5	4	5,6	6
Начальное давление, кПа	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1
Превышение давления, МПа	1,11	1,15	1,2	1,1	1,3	1,15	1,2	1,3	1,14	1,15

### Задание 2

Определить избыточное давление в забое скважины глубиной 85 м, которая заполнена глинистым раствором плотностью 1250 кг/м<sup>3</sup>.

**Решение** :  $R_{изб} = \rho * g * h = 1250 * 9.81 * 85 * 1.04 * 10^6 = 1 \text{ МПа}$

Проверим размерность:

$[кг/м^3] * [м/с^2] * [м] = [(кг * м * м) / (м^3 * с^2)] = [кг / (м * с^2)] = [Па]$

Ответ :  $R_{изб} = 1 \text{ МПа}$

Решить задачу по своему варианту исходных данных из таблицы 2.7, ускорение свободного падения взять 9,81 м/с<sup>2</sup>.

Таблица 2.7 - Исходные данные для выполнения 2 задания.

Вариант	Н глубина, м	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Вариант	Н глубина, м	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>
1	1280	1208	11	96	1211
2	2540	1115	12	1222	1115
3	2220	1211	13	1007	1256
4	3560	1411	14	1088	1201
5	3028	1302	15	3054	1399
6	2356	1289	16	3480	1299
7	880	1199	17	2222	1119
8	1890	1318	18	1876	1266
9	2012	1111	19	5467	1456
10	1890	1188	20	4444	1388

### Задание 3

Определить давление внутри капли воды диаметром  $d=0.001\text{м}$ , которое создают силы поверхностного натяжения. Температура воды  $t=20^\circ\text{С}$ .

Решение : давление внутри капли воды определяем по формуле (2.26):

$$P_{пов} = 2\sigma/r, \quad (2.26)$$

где  $r$ -радиус капли воды, м;

$\sigma$ -поверхностное натяжение, Н/м

При температуре  $20^\circ\text{С}$  поверхностное натяжение для воды, соприкасающейся с воздухом, равно  $0,0726 \text{ Н/м}$ .

**Решение** : вывод формулы (2.26) исходит из формулы Лапласа , пояснить почему.

$$R_{\text{пов}} = 2 * 0,0726 / (5 * 10^{-4}) = 290 \text{ Н/м}^2$$

Проверить размерность.

Ответ: 290 Н/м<sup>2</sup>

Решить задачу для разных вариантов (таблица 2.8) с учетом разной температуры и выполненных Вами расчетов поверхностного натяжения капли по формуле (2.27):

$$\sigma = \sigma_0 - \beta * \Delta t, (2.27)$$

где  $\sigma_0$  - поверхностное натяжение капли воды при соприкосновении с воздухом при температуре 0 °С и равно 0,076 Н/м,

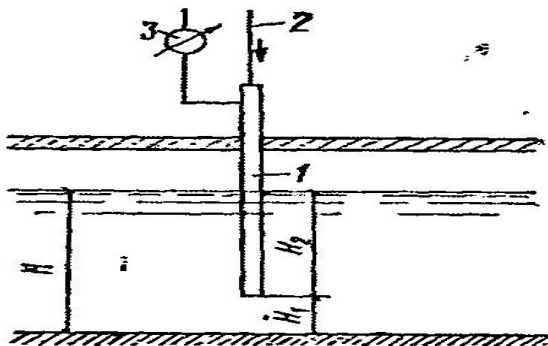
$\beta^*$  - коэффициент температурного расширения воды принять равным 0,00015 Н/(м °С).

Таблица 2.8- Исходные данные для выполнения 3 задания по вариантам

вар	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
D, м	0.001	0.0014	0.0016	0.0012	0.001	0.001	0.0018	0.0022	0.001	0.0014
$\Delta t$	15	18	17	16	24	22	20	22	26	28
вар	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
D, м	0.001	0.0014	0.0016	0.0012	0.001	0.001	0.0018	0.0022	0.001	0.001
$\Delta t$	11	15	16	18	22	24	20	22	28	30

#### Задание 4

В канале, подводящем воду к очистным сооружениям, установлен пневматический уровнемер с самопишущим прибором (рисунок 2.1). Нижний конец трубки погружен в воду на глубину  $H_2$  ниже самого низкого уровня воды в канале.



1 - верхний конец трубки; 2 - трубка; 3 - самопишущий прибор.

Рисунок 2.1- Прибор для измерения уровня жидкости в канале

В верхний конец трубки 1 по трубке 2 подается небольшой объем воздуха под давлением, достаточным для выхода воздуха в воду через нижний конец трубки 1. Определить глубину воды в канале  $H$ , если давление воздуха в трубке 1 по показаниям самопишущего прибора 3 равно  $h_1 = 80$  мм рт.ст. и  $h_2 = 29$  мм рт.ст. Расстояние от дна канала до нижнего конца трубки  $H_1 = 0,3$  м.

**Решение:**

Избыточное давление воздуха в трубке:  $P_1 = \rho_{\text{рт}} * g * h$ , где  $h$  - показание прибора (перепад уровней ртути в приборе). В то же время избыточное

давление воды на уровне нижнего конца трубки:  $P_2 = \rho_{\text{в}} * g * H_2$ . Глубину  $H$  определяем из условия равенства давлений  $P_1 = P_2$ , тогда

$H_2 = \rho_{\text{рт}} * h / \rho_{\text{в}}$ . При  $h_1 = 80$  мм рт.ст. получим  $H_2 = 13600 * 0,08 / 1000 = 1,09$  м, а высота наполнения воды в канале будет  $H = 1,09 \text{ м} + 0,3 \text{ м} = 1,39 \text{ м}$

При  $h_2 = 29$  мм рт.ст.  $H_2 = 13600 * 0,029 / 1000 = 0,39$  м и

$H = 0,39 + 0,3 = 0,69$  м

Ответ: глубина воды в канале 0,69 м

Выполнить задание по своему варианту для разных расстояний до нижнего конца трубки от дна и для разных показаний прибора согласно таблицы 2.9.

Таблица 2.9- Исходные данные для выполнения четвертого задания

вар	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
h3ммрт.ст	76	50	65	55	35	45	59	75	85	25
H1, м	0,3	0,1	0,2	0,3	0,4	0,45	0,5	0,3	0,2	0,6
вар	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
h3ммрт.ст	65	55	35	45	59	75	85	25	20	40
H1, м	0,1	0,2	0,3	0,4	0,45	0,5	0,3	0,2	0,3	0,5

## Задание 5

Выполнить расчеты забойных давлений в газовой и нефтяной скважинах по формулам 2.20-2.25. Исходные данные приведены в таблице 2.10.

1. Расчет забойного давления в нефтяной скважине по формуле :

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{у}} + \rho_{\text{ж}} * g * H_{\text{скв}}$$

2. Расчет забойного давления в нефтяной фонтанирующей скважине по формуле:  $P_{\text{заб}} = P_{\text{у}} + \rho_{\text{ж}}(H_{\text{скв}}) * g * H_{\text{скв}}$

3. Расчет забойного давления в нефтяной простаивающей скважине по формуле:  $P_{\text{заб}} = \rho_{\text{ж}}(H_{\text{скв}}) * g * (H_{\text{скв}} - h_{\text{ст}})$

4. Расчет забойного давления в нефтяной скважине, работающей механизированным способом по формуле :

$$P_{\text{заб}} = \rho_{\text{ж}}(H_{\text{скв}}) * g * (H_{\text{скв}} - h_{\text{дин}})$$

5. Расчет забойного давления в простаивающей газовой скважине по

формуле:  $P_{\text{заб}} = P_{\text{у}} * e^{\frac{3,41 * \rho_{\text{г}} * H_{\text{скв}} * 10^{-2}}{z * T}}$

6. В газовых скважинах без конденсата и без воды на забое пластовое давление можно определить по данным об устьевом давлении и плотности газа по формуле:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{у}} * (1 + 0,0000361 * \rho_{\text{г}} * H)$$

или по барометрической формуле:

$$P_{пл} = P_y * e^{0,03415 * (\rho_r * H / Z_{ср} * T_{ср})}$$

где  $P_y$  – давление на устье скважины;

$\rho_r$  – относительная плотность газа по воздуху;

$H$  – глубина залегания середины пласта;

$T_{ср}$  – средняя температура;

$Z_{ср}$  – средний коэффициент сверхсжимаемости газа при средних давлениях и температуре.

Исходные данные для расчета забойного давления по вариантам для нефтяных и газовых скважин в разных условиях приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10- Исходные данные для расчета забойных давлений по пятому заданию

вариант	$P_y$ Па	$\rho_r$ г/см <sup>3</sup>	$H_{скв}$ м	$\rho_r(H_{скв})$ г/см <sup>3</sup>	$h_{ст}$ м	$h_{дин}$ м	$\rho_r$ г/см <sup>3</sup>	$z$ д.ед	$T$ К
1		0,862	1599	0,856	140	589	0,711	0,66	308
2		0,854	2569	0,817	188	444	0,715	0,71	325
3		0,848	3599	0,799	289	888	0,724	0,69	399
4		0,815	2554	0,812	277	1002	0,701	0,68	327
5		0,881	1896	0,842	201	862	0,689	0,65	311
6		0,852	1478	0,836	155	599	0,599	0,66	299
7		0,856	1592	0,855	142	654	0,715	0,64	307
8		0,817	2578	0,866	187	896	0,711	0,63	325
9		0,799	3654	0,856	356	901	0,722	0,6	408
10		0,812	3548	0,844	389	1122	0,701	0,66	400
11		0,842	3698	0,862	377	1023	0,669	0,71	415
12		0,836	4508	0,854	401	1568	0,599	0,69	422
13		0,855	4211	0,848	422	1488	0,611	0,68	413
14		0,866	4111	0,815	409	1477	0,589	0,65	410
15		0,856	3978	0,881	358	1596	0,599	0,66	400
16		0,844	3897	0,852	344	1834	0,602	0,64	387
17		0,857	3654	0,856	366	1222	0,587	0,63	354
18		0,859	3256	0,817	322	1256	0,588	0,65	344
19		0,833	3145	0,799	199	1111	0,722	0,69	333
20		0,842	1896	0,812	144	745	0,701	0,68	322
21		0,837	1789	0,855	168	888	0,669	0,63	320
22		0,822	1699	0,866	165	801	0,599	0,67	319
23		0,819	5400	0,856	564	2001	0,611	0,65	427
24		0,809	4587	0,844	456	1956	0,633	0,64	419
25		0,786	4222	0,857	479	1789	0,627	0,60	408
26		0,799	4110	0,833	471	1544	0,617	0,61	412



## 2.2.4 Контроль основных понятий по результатам опроса и тестирования

### 1. Относительный покой жидкости, это состояние, когда:

- 1.1 частицы жидкости неподвижны относительно стенок сосуда
- 1.2 частицы жидкости неподвижны относительно друг друга
- 1.3 частицы жидкости неподвижны относительно друг друга и стенок сосуда, в котором она перемещается относительно Земли
- 1.4 состояние жидкости, при котором она неподвижна сама собой

### 2. Укажите типы внешних сил, действующих на жидкость:

- 2.1 массовые, подъемные силы
- 2.2 силы растяжения, поверхностные
- 2.3 массовые, объемные, поверхностные
- 2.4 силы объема

### 3. К массовым силам относятся:

- 3.1 гравитационные, магнитные, силы трения
- 3.2 силы трения, силы давления, магнитные
- 3.3 гравитационные, магнитные, силы инерции, вес жидкости
- 3.4 магнитные, силы трения, силы инерции

### 4. Чем идеальная жидкость отличается от реальной :

- 4.1 отсутствием сил трения
- 4.2 отсутствием сил трения и вязкости
- 4.3 наличием сил трения, отсутствием внешних сил
- 4.4 наличием внешних сил

### 5. Раздел гидравлики, в котором изучаются состояние жидкости в покое:

- 5.1 гидравлика
- 5.2 гидростатика
- 5.3 гидродинамика
- 5.4 подземная гидромеханика

### 6. Силу гидростатического давления определяют по формуле :

- 6.1  $F = \rho * g * h * \omega$
- 6.2  $F = \rho * g * h$
- 6.3  $F = m * g * h$
- 6.4  $F = h * \gamma$

### 7. Гидростатическое давление определяют по формуле:

- 7.1  $P = \rho * g * h$
- 7.2  $P = m * g * h$
- 7.3  $P = \rho * g * S * h$
- 7.4  $P = h * \gamma$

### 8. Укажите основное уравнение гидростатики в дифференциальной форме :

- 8.1  $dp = \rho * (Xdx + Ydy + Zdz)$
- 8.2  $dp = -\rho * (Xdx + Ydy + Zdz)$
- 8.3  $dp = \rho * m * (Xdx + Ydy + Zdz)$
- 8.4  $dp = \rho * a * (Xdx + Ydy + Zdz)$

### 9. Уравнение плоскости равного давления в жидкости :

- 9.1  $(Xdx + Ydy + Zdz) * \rho = 0$
- 9.2  $Xdx + Ydy + Zdz = V$
- 9.3  $Xdx + Ydy + Zdz = 0$
- 9.4  $(Xdx + Ydy + Zdz) * m = 0$

**10. Основное уравнение гидростатики выглядит следующим образом:**

10.1  $P=P_0+\gamma \cdot h$     10.2  $P=(P_0+\rho \cdot h) \cdot \omega$     10.3  $P=P_{\text{изб}}+\gamma \cdot m \cdot h$

10.4  $p=\gamma \cdot h+p_{\text{атм}}$

**11. Первое свойство гидростатического давления гласит:**

11.1 гидростатическое давление действует по внешней нормали к поверхности;

11.2 гидростатическое давление действует всегда по касательной к поверхности;

11.3 гидростатическое давление направлено всегда по внутренней нормали к площадке действия, определяя числовое значение напряжения в данной точке;

11.4 любая внешняя сила действует всегда по внутренней нормали к поверхности

**12. Второе свойство гидростатического давления заключается в том, что:**

12.1 гидростатическое давление в любой точке жидкости действует одинаково по всем направлениям;

12.2 величина гидростатического давления не зависит от ориентировки;

12.3 величина гидростатического давления зависит от ориентировки в пространстве;

12.4 любая внешняя сила гидростатического давления всегда действует по внутренней нормали к поверхности

**13. Третье свойство гидростатического давления гласит:**

13.1 гидростатического давления зависит от точки приложения силы;

13.2 гидростатическое давление в точке зависит только от ее координаты в пространстве;

13.3 гидростатическое давление в точке не зависит только от ее координаты в пространстве;

13.4 сила гидростатического давления зависит от эпюры результирующих сил

**14. Четвертое свойство гидростатического давления при перемещении в жидкости сверху вниз как ведет себя давление:**

14.1 при перемещении жидкости сверху вниз давление не изменяется;

14.2 при перемещении жидкости сверху вниз давление уменьшается;

14.3 при перемещении жидкости сверху вниз давление увеличивается;

14.4 при перемещении жидкости сверху вниз давление то увеличивается, то уменьшается.

**15. Абсолютным давлением называется:**

15.1 полное истинное давление в данной точке или среде;

- 15.2 давление, отсчитываемое от нулевой поверхности;
- 15.3 давление, отсчитываемое от атмосферного давления;
- 15.4 давление, отсчитываемое манометром

**16. Избыточным давлением называют:**

- 16.1 давление, которое выше атмосферного;
- 16.2 давление, которое превышает абсолютное;
- 16.3 давление, измеряемое манометром;
- 16.4 вакуумометрическое.

**17.Вакуумометрическим давлением называется:**

- 17.1 давление, превышающее атмосферное;
- 17.2 сумма атмосферного и избыточного;
- 17.3 недостаток до атмосферного давления;
- 17.4 давление насыщенных паров жидкости

**18. Барометрический тип приборов измеряет следующие давления:**

- 18.1 давление выше атмосферного; 18.2 атмосферное давление (50 %);
- 18.3 давление ниже атмосферного; 18.4 абсолютное давление (50 %).

**19. Единица измерения давления в системе СИ:**

- 19.1 Па    19.2 1ат    19.3 мм. рт. ст    19.4 1кгс/см<sup>2</sup>

**20. Прибор пьезометр-это :**

- 20.1 прибор для измерения силы;
- 20.2 прибор для измерения разности давления;
- 20.3 прибор для измерения давления в точке присоединения, один конец которого открыт в атмосферу; 20.4 прибор, в виде U-образной трубки

**21. Какое давление измеряет пьезометр :**

- 21.1 избыточное (50 %);                      21.2 вакуумометрическое (50 %);
- 21.3 давление насыщенного пара;                      21.4 давление дна;

**22.К каким видам сил относится сила давления:**

- 22.1 поверхностным; 22.2 массовым 22.3 объемным; 22.4 силам трения

**23.Чему равен 1Па в технической системе измерения :**

- 23.1 1МПа    23.2 0,25бар    23.3 9,8Н/см<sup>2</sup>    23.4 10<sup>4</sup> кгс/м<sup>2</sup>

**24.От чего зависит сила гидростатического давления, действующая на дно сосуда?**

- 24.1 от конфигурации сосуда; 24.2 от глубины жидкости и площади дна;
- 24.3 от глубины погружения; 24.4 от формы сосуда и площади дна

**25. Точка приложения суммарной силы избыточного гидростатического давления, будет находиться:**

25.1 ниже центра тяжести фигуры; 25.2 выше центра тяжести фигуры;

25.3 совпадает с центром тяжести фигуры;

25.4 будет зависеть от положения центра избыточного давления.

**26. Сила гидростатического давления, действующая на криволинейную поверхность, определяется по формуле:**

$$26.1 P = P_x + P_z$$

$$26.2 P = \sqrt{P_x^2 + P_z^2}$$

$$26.3 P = \sqrt{P_y^2 + P_z^2}$$

$$26.4 P = \sqrt{P_x^2 + P_z^2}$$

**27. Закон Архимеда выглядит следующим образом :**

$$27.1 P_B = \rho \cdot \gamma \cdot V$$

$$27.2 P_B = \rho \cdot g \cdot V_{\text{погр}}$$

$$27.3 P_B = G \cdot V$$

$$27.4 P_B = \rho \cdot \gamma \cdot S \cdot V$$

**28. Архимедова сила - это:**

28.1 вертикальная подъемная сила-50 %; 28.2 растягивающая сила;

28.3 горизонтальная подъемная сила; 28.4 выталкивающая сила - 50 %

**К защите лабораторной работы ответить на вопросы:**

1. Основные свойства давления гидростатики
2. Основное уравнение гидростатики в дифференциальной форме;
3. Закон Гука для жидкостей.
4. Где не тонет по закону Архимеда кусок железной руды?
5. Чем отличается сила гидростатического давления от давления гидростатики?
6. Каким прибором измеряется избыточное давление?
7. Что измеряет прибор вакуумметр?
8. Какой экспериментальный закон позволяет определить расход жидкости?
9. Какие силы изучаются в гидростатике жидкости?
10. От чего зависит гидростатическое давление?
11. Что такое манометрическое давление в скважине?

**2.2.5 Оформление результатов лабораторной работы**

Оформить отчет по лабораторной работе, поместив титульный лист на первой странице (приложение А). Титульный лист заполнить в соответствии с наименованием работы, фамилией автора и преподавателя. Пояснительный текст, если необходимо, выполнить в Word редакторе. Оформленная лабораторная работа с решенными задачами и ответами тестов отсылается по электронной почте на проверку, при положительной оценке распечатывается, защищается и сдается преподавателю. При защите лабораторной работы подготовить ответы на вопросы (пункт 2.4)

## 2.3 Лабораторная работа № 3

### Сила гидростатического давления, гидростатическое давление

#### 2.3.1 Цель работы

Научить студентов применять законы и свойства гидростатического давления при решении задач раздела гидростатики

#### 2.3.2 Основные понятия сил, давления и свойства гидростатического давления

Сила - количественная мера взаимодействия двух тел. Силы, которые действуют на жидкость: внешние и внутренние. Внешние силы: массовые, объемные, поверхностные. К массовым силам относятся гравитационные, магнитные, силы инерции и вес жидкости, силы тяготения. Поверхностные силы - появляются на контакте двух тел и имеют электромагнитное происхождение. В механике это силы давления жидкости на стенки, реакции поверхностей, силы давления газа и др. Сила давления относится к поверхностным силам. При проявлении действия сил тела деформируются. При движении и наличии неуравновешенной силы появляется ускорение. Единица силы - ньютон (Н). Силу гидростатического давления определяют по формуле (2.28):

$$F = \rho * g * h * \omega, (2.28).$$

где  $\rho$  - плотность жидкости,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\omega$  - площадь действия силы,  $\text{м}^2$

Гидростатическое давление определяется по формуле (2.29):

$$P = \rho * g * h, (2.29)$$

Давление, производимое внешней силой, равномерно распределенной по поверхностной площади и действующей перпендикулярно площади равно  $P = F/S$ . Размерность силы в системе СГС -1 дина= $\text{г} * \text{см}/\text{с}^2$ , в системе СИ -1 ньютон= $\text{кг} * \text{м}/\text{с}^2$ .

Гидростатическое давление в точке, находящейся на глубине  $h$  определяется (2.30):

$$P = P_0 + \rho * g * h, (2.30)$$

где  $P_0$ -единичное давление на свободной поверхности жидкости;  
 $\rho$ -плотность жидкости;  
 $g$  ускорение свободного падения, равное  $9,81 \text{ м/с}^2$

**Закон Паскаля**- внешнее давление, приложенное к свободной поверхности жидкости, передается всем точкам этой жидкости по всем направлениям одинаково. Абсолютное и избыточное давления определяются из соотношений:

$$P_{абс} = P_{атм} + \rho * g * h, (2.31)$$

$$P_{избыт} = P_{абс} - P_{атм} = \rho * g * h, (2.32)$$

где  $h = P_{изб} / (\rho * g)$  – пьезометрическая высота, м

Сила суммарного давления жидкости на плоскую поверхность определяется из соотношения (2.33):

$$P = \rho * g * h_c * F, (2.33)$$

где  $F$ -площадь смоченной стенки;

$h_c$ - глубина погружения центра тяжести смоченной площади стенки.

Давление на забое скважины при заполнении нефтью плотностью  $\rho_n$  определяется по формуле:  $P_n = g * \rho_n * h$ . Давление на забое скважины при заполнении пресной водой плотностью  $\rho_v$  определяется по формуле:  $P_v = g * \rho_v * h$ , заполненной соленой водой плотностью  $\rho_{в.с}$   $P_{в.с} = g * \rho_{в.с} * h$ .

Из этих формул следует, что при  $h = \text{const}$  давление в скважине возрастает пропорционально плотности флюида. Давление на забое при заполнении нефтью с пластовой водой будет определяться по формуле (2.34):

$$P_{н.с} = g * \rho_n * h_{н.с} + g * \rho_{в.с} * h_{в.с} (2.34)$$

где  $h_{н.с}$ - глубина уровня нефти,

$\rho_n$  –плотность нефти;

$h_{в.с}$  –глубина уровня пластовой воды;

$\rho_{в.с}$  –плотность соленой воды.

### 2.3.3 Задания по лабораторной работе

#### Задание 1

Определить давление в резервуаре  $P_0$  и высоту подъема уровня воды  $h_1$  в трубке 1, если показания ртутного манометра  $h_2 = 0,15 \text{ м}$  и  $h_3 = 0,8 \text{ м}$ , рисунок 2.2. Плотность ртути принять равной  $13600 \text{ кг/м}^3$ .

**Решение :**

Условие равновесия для ртутного манометра можно записать в следующем виде:

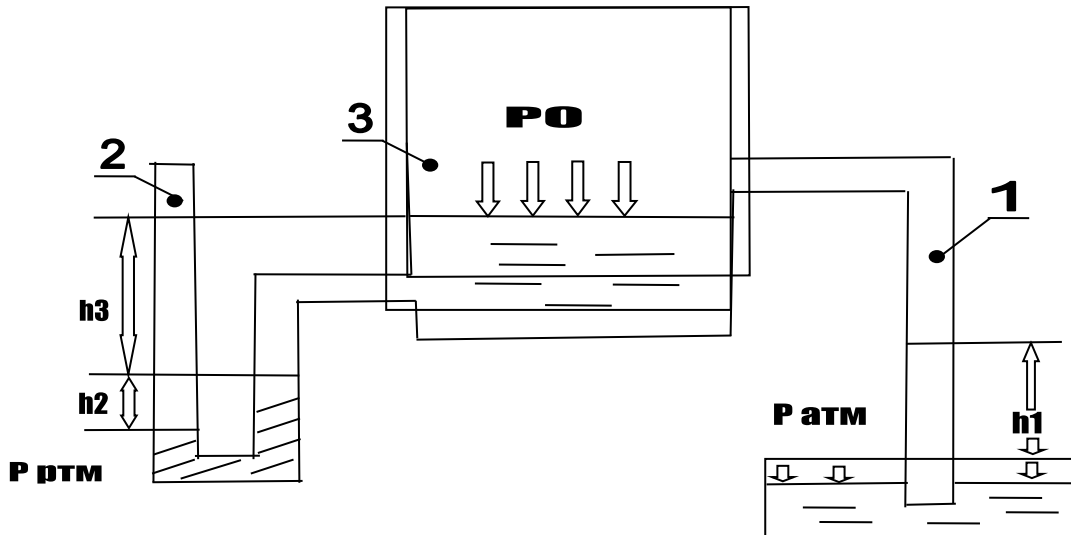
$$P_{атм} = \rho_{ртут} * g * h_2 + \rho_{в} * g * h_3 + P_0, \text{ тогда } P_0 = P_{атм} - g * (\rho_{ртут} * h_2 + \rho_{в} * h_3) = 9,81 * 10^4 - 9,81 * (13600 * 0,15 + 1000 * 0,8) = 7 * 10^4 \text{ Па}$$

Таким образом в резервуаре вакуум, величина которого

$$P_{вак} = P_{атм} - P_0 = 9,81 * 10^4 - 7 * 10^4 = 2,81 * 10^4 \text{ Па}$$

Условие равновесия трубки 1

$$P_0 + \rho_{в} * g * h_1 = P_{атм}, \text{ откуда } h_1 = (P_{атм} - P_0) / (\rho_{в} * g) = (9,81 * 10^4 - 7 * 10^4) / (1000 * 9,81) = 2,9 \text{ м}$$



1 - трубка; 2 - ртутный манометр; 3 - резервуар.

Рисунок 2.2- Пояснение расчета первого задания

Ответ :2,9 м

Исходные данные по вариантам для первого задания:

**Варианты 1-5**  $h_2=0,25\text{м}$  и  $h_3=0,9\text{м}$ ; **варианты 6-12**  $h_2=0,1\text{м}$  и  $h_3=0,6\text{м}$ ;

**варианты 13-20**  $h_2=0,2\text{м}$  и  $h_3=1,6\text{м}$ ;

Определить силу суммарного давления на торцевую плоскую стенку цилиндрической цистерны диаметром  $d=2,4\text{ м}$  на точку ее приложения. Высота горловины  $h_g=0,6\text{ м}$ . Цистерна заполнена бензином до верха горловины плотностью  $740\text{ кг/м}^3$ , рисунок 2.3.

**Решение:**

Сила суммарного давления определяется по формуле :

$$P = P_c * \omega = \rho * g * (h_g + d/2) \pi d^2 / 4$$

$$P = 740 * 9,81 * (0,6 + 2,4/2) * 3,14 * 2,4^2 / 4 = 59 * 10^3 \text{ Н} = 59 \text{ кН}$$

Точка приложения силы суммарного давления (центр давления) расположена на глубине (от верхней кромки горловины) на расстоянии:

$h_d = h_c + J_c / (\omega * h_c)$   $J_c$  - момент инерции относительно 2-2 площадь смоченной стенки,  $P_c$  - гидростатическое давление в центре тяжести,  $h_c$  - расстояние от центра тяжести до горловины.

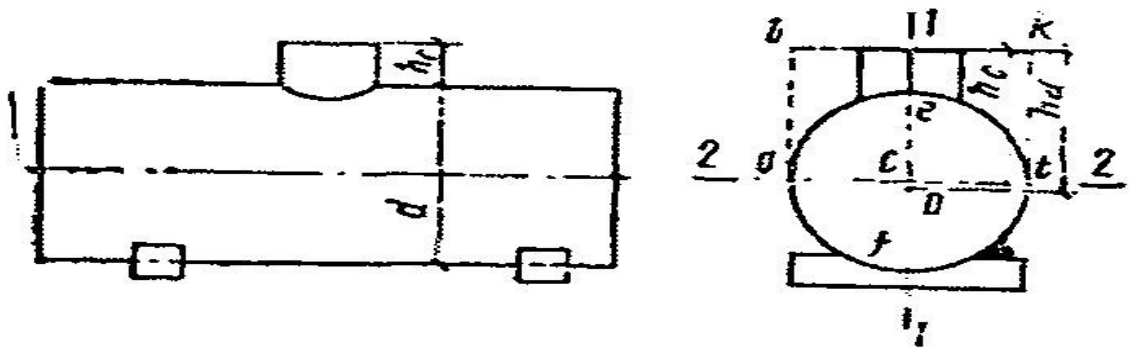
**Задание:** Решить задачу при условии, что высота горловины равна  $0,8\text{ м}$ , плотность бензина  $720\text{ кг/м}^3$ , диаметр цистерны  $2,5\text{ м}$ , условие для всех вариантов одно и то же.

$$h_c = h_g + d/2 = 0,6 + 2,4/2 = 1,8 \text{ м}$$

$$J_c/(\omega \cdot h_c) = (\pi d^4/64)/[(\pi d^2/4) \cdot h_c] = d^2/16h_c = 2.4^2/16 \cdot 1.8 = 0.2 \text{ м}$$

$$h_d = 1.8 + 0.2 = 2.0 \text{ м}$$

Ответ: 2 м



1 - d диаметр цистерны; 2 - hg высота горловины; 3 - 2-2, 1-1 сечения разрыва по оси; 4 - 1-k сечение горловины; 5 - hc расстояние от центра тяжести до горловины.

Рисунок 2.3 - Рисунок к пояснению задания 2

**Дополнительно,** определить силы, разрывающие горизонтальную цистерну длиной 10 м, наполненную бензином по сечениям 1-1 и 2-2 с учетом Ваших данных. Сила, **разрывающая** цистерну по сечению 1-1 равна горизонтальной составляющей силы давления воды на криволинейную стенку **eaf** :

$$P_r = P_c \cdot \omega = \rho \cdot g \cdot (h_g + d/2) \cdot d \cdot l = 740 \cdot 9,81 \cdot (0,6 + 2,4/2) \cdot 2,4 \cdot 10 = 314 \text{ кН.}$$

Силы, растягивающие цистерну по сечению 2-2 равны силам, действующим на криволинейную поверхность **aef** и **aft**. Эти силы направлены противоположно друг другу. Сила давления на криволинейную стенку **aef** :

$$P_B = \rho \cdot g \cdot W = \rho \cdot g \cdot \omega \cdot l,$$

где W - объем тела abkt, площадь фигуры adkte

$$\omega = \omega_{abkt} - \omega_{aet} = d \cdot (h_g + d/2) - \pi d^2 / (4 \cdot 2) = 2.4 \cdot (0.6 + 2.4/2) - 3.14 \cdot 2.4^2 / 8 = 1.07 \text{ м}^2$$

$$P_B = 740 \cdot 9,81 \cdot 1,07 \cdot 10 = 77,6 \text{ Кн.}$$

### Задание 3

Определить необходимый объем W заполненного светильным газом воздушного шара, поднимающегося на уровне земли груз весом 10000 Н.

**Решение :**

Подъемная сила воздуха  $P_{возд}$ , действующая на шар по закону Архимеда, уравновешивается весом шара G и весом газа в нем:

$$P_{выт} = \rho_{г} \cdot g \cdot W + G = \rho_{возд} \cdot g \cdot W$$

$$G = (\rho_{возд} - \rho_{г}) \cdot g \cdot W \text{ и } W = G / (\rho_{возд} - \rho_{г}) \cdot g,$$

где  $\rho_{возд}$  - плотность воздуха у земли 1,23 кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{г}$  - плотность светильного газа - 0,515 кг/м<sup>3</sup>, получаем :

$$W = G / (\rho_{возд} - \rho_{г}) \cdot g = 10000 / (1,23 - 0,515) \cdot 9,81 = 1420 \text{ м}^3$$

Ответ: 1420 м<sup>3</sup>



Выполнить расчет объема, заполненного светильным газом, чтобы поднять груз весом 9500 Н, плотности воздуха 1,23 кг/м<sup>3</sup>, плотности газа-0,515 кг/м<sup>3</sup>. Варианты к третьему заданию приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11- Исходные данные по вариантам для расчета задания 3

вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Груз.Н	9500	8900	8500	8000	9000	9100	9400	9300	7980	7999
$\rho_{\text{возд}}$	1.24	1.23	1.22	1.21	1.24	1.25	1.2	1.21	1.22	1.26
$\rho_{\text{газа}}$	0.5	0.502	0.511	0.508	0.502	0.489	0.466	0.499	0.495	0.497
вариант	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Груз.Н	9600	8700	8600	8050	9070	9108	9450	9360	7950	9320
$\rho_{\text{возд}}$	1.24	1.23	1.22	1.21	1.24	1.25	1.2	1.21	1.22	1.26
$\rho_{\text{газа}}$	0.508	0.502	0.489	0.466	0.469	0.479	0.516	0.511	0.515	0.500

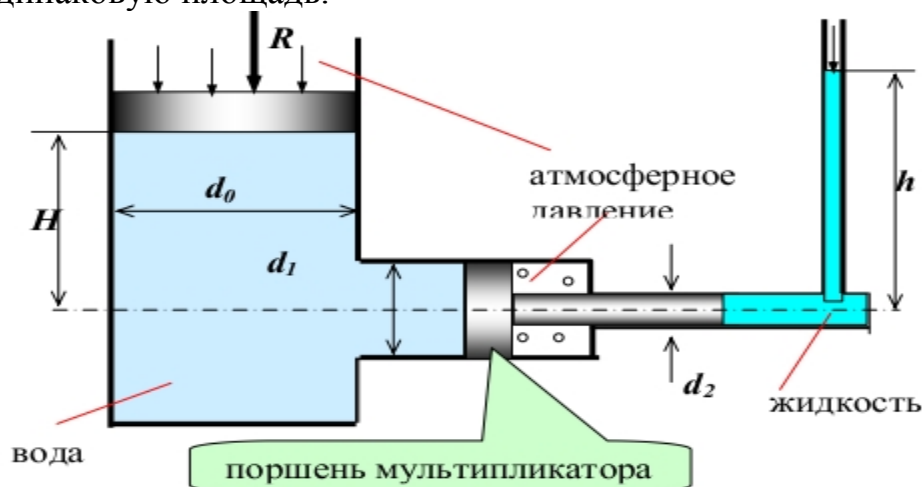
#### Задание 4

На рисунке 2.4 изображена схема гидравлического мультипликатора. Определить высоту  $h$  подъема жидкости, если дано:  $R$ ,  $d_0$ ,  $d_1$ ,  $d_2$ , температура воды 20°C, а температура жидкости -  $t^\circ\text{C}$ . Мультипликатор -устройство для повышения давления в жидкости. При равновесии силы давления на поршень мультипликатора равны слева и справа. Сила равна произведению давления на площадь. Там, где меньше площадь, больше давление. Решить задачу следуя указаниям. Варианты к четвертому заданию приведены в таблице 2.12.

#### 2.12. Указания

1 Составьте уравнение равновесия поршня мультипликатора:  $P_1 = P_2$ .  $F_1 = p_{c1} \cdot s_1$ ;  $F_2 = p_{c2} \cdot s_2$ . Манометрические давления  $p_{c1}$  и  $p_{c2}$  -давления в центрах тяжести площадей  $s_1$  и  $s_2$ .

2 Атмосферное давление передается через воду и жидкость по закону Паскаля и действует по площади круга диаметра  $D$  слева и по площади круга диаметра  $d$  справа. Кроме этого, оно действует справа по площади кольца в полости  $A$  непосредственно. В результате силы атмосферного давления уравновешиваются, так как атмосферное давление действует справа и слева на одинаковую площадь.



$R$ - сила атмосферного давления;  $d_0$ ,  $d_1$  –диаметры мультипликатора;  $d_2$ -диаметр трубы;  $h$ -высота подъема жидкости мультипликатором

Рисунок 2.4- Схема гидравлического мультипликатора

3 Неизвестная величина  $h$  войдет в давление  $p_{c2}$ .

Таблица 2.12- Исходные данные выполнения четвертого задания

Вариант	Температура $t^{\circ} \text{C}$	$d_0, \text{м}$	$d_1, \text{м}$	$d_2, \text{м}$	$R, \text{Н}$	$H, \text{м}$	жидкость
1	20	0,3	0,2	0,1	200	1	вода
2	25	0,2	0,1	0,05	300	1,2	бензин
3	30	0,25	0,3	0,15	400	1,5	керосин
4	10	0,35	0,15	0,05	350	0,9	вода
5	15	0,2	0,2	0,07	400	0,8	вода
6	5	0,4	0,15	0,06	500	0,7	бензин
7	20	0,6	0,25	0,1	250	1,4	керосин
8	35	0,65	0,25	0,05	320	1,1	вода
9	10	0,5	0,3	0,2	420	1,5	нефть
10	10	0,3	0,4	0,2	380	1,6	бензин
11	20	0,3	0,2	0,1	200	1	вода
12	25	0,2	0,1	0,05	300	1,2	бензин
13	30	0,25	0,3	0,15	400	1,5	керосин
14	10	0,35	0,15	0,05	350	0,9	вода
15	15	0,2	0,2	0,07	400	0,8	вода
16	12	0,3	0,15	0,06	400	0,7	бензин
17	25	0,6	0,25	0,1	250	1,4	керосин
18	35	0,65	0,25	0,05	350	1,1	вода
19	10	0,5	0,3	0,2	420	1,5	нефть
20	10	0,3	0,4	0,2	380	1,6	бензин

2.3.4 Контроль основных понятий по результатам опроса и тестирования

**1. Силу гидростатического давления определяют по формуле :**

1.1  $F = \rho * g * h * \omega$       1.2  $F = \rho * g * h$       1.3  $F = m * g * h$       1.4  $F = h * \gamma$

**2. Гидростатическое давление определяют по формуле:**

2.1  $P = \rho * g * h$       2.2  $P = m * g * h$       2.3  $P = \rho * g * S * h$       2.4  $P = h * \gamma$

**3. Основное уравнение гидростатики выглядит следующим образом :**

3.1  $P = P_0 + \gamma * h$       3.2  $P = (P_0 + \rho * h) * \omega$       3.3  $P = P_{\text{изб}} + \gamma * m * h$

3.4  $p = \gamma * h + p_{\text{атм}}$

**4. Первое свойство гидростатического давления гласит:**

4.1 гидростатическое давление действует по внешней нормали к поверхности;

4.2 гидростатическое давление действует всегда по касательной к поверхности;

4.3 гидростатическое давление направлено всегда по внутренней нормали к площадке действия, определяя числовое значение напряжения в данной точке;

4.4 любая внешняя сила действует всегда по внутренней нормали к поверхности

**5. Второе свойство гидростатического давления заключается в том, что:**



3. Чем отличается сила гидростатического давления от давления гидростатики?
4. Каким прибором измеряется избыточное давление ?
5. Какие силы изучаются в гидростатике жидкости?
6. От чего зависит гидростатическое давление?
7. Что такое манометрическое давление в скважине?
8. Объясните физический смысл понятий: абсолютное гидростатическое давление в жидкости, давление столба жидкости (весовое давление), манометрическое и вакуумметрическое давление?
9. Объясните физический смысл понятий: давление насыщенного пара жидкости, давление жидкости в точке поверхности твердого тела, сила давления жидкости, центр тяжести плоской фигуры, центр весового давления жидкости, сила внешнего давления на поверхность твердого тела, плотность жидкости, модуль объемной упругости.

### 2.3.5 Оформление результатов лабораторной работы

Оформить отчет по работе, поместив титульный лист на первой странице (приложение А). Титульный лист заполнить в соответствии с наименованием работы, фамилией автора и преподавателя. Пояснительный текст, если необходим, выполнить в Word редакторе. Оформленная лабораторная работа с решенными задачами и ответами тестов отсылается по электронной почте на проверку, при положительной оценке распечатывается, защищается и сдается преподавателю.

## 2.4 Лабораторная работа № 4

### Основные понятия кинематики и динамики жидкостей и газов

#### 2.4.1 Цель работы

Изучить некоторые практические физические свойства и законы движения жидкости и газов

#### 2.4.2 Основные понятия гидродинамики флюидов

Гидродинамика изучает законы движения жидкости. Основные величины, которые характеризуют движение, есть скорость течения, давление. К гидродинамическим характеристикам потока относятся: *давление, скорость и ускорение*, т. е. изменение скорости во времени. В зависимости от того, являются ли основные параметры движения функцией времени, различают два вида движения жидкости: *неустановившееся и установившееся*. При установившемся движении жидкости распределение

давления по сечению движущегося потока подчиняется гидростатическому закону, т. е. давление не является функцией времени. Что касается скорости, то она изменяется во времени и в пространстве. *Установившееся* - это движение жидкости, при котором все параметры движения в одной и той же точке пространства не меняются во времени, т. е. приращение скорости во времени (ускорение) равно нулю. Установившееся движение жидкости определяется зависимостью:  $V=f(x, y, z)$ . *Неустановившееся* - это движение жидкости, при котором скорость является функцией времени. В качестве примера неустановившегося движения можно привести истечение жидкости при переменном напоре (опорожнение резервуара). Неустановившееся движение жидкости определяется зависимостью:  $h=f(x,y,z, t)$ . В зависимости от характера изменения скорости по длине пространства, заполненного жидкостью, установившееся движение может быть:

- а) *равномерным*, при котором скорость по длине струйки, потока остаётся постоянной (движение в трубах постоянного диаметра);
- б) *неравномерным*, если скорость по длине потока резко изменяется по величине или (и) по направлению (внезапное сужение или расширение потока, резкий поворот и другие);
- в) *плавно изменяющимся*, если изменение скорости происходит достаточно плавно (конические переходники сужающиеся и расширяющиеся). В этом случае с достаточной для практики точностью применимы законы равномерного движения.

Равномерное движение – есть движение, при котором скорость, форма, площадь сечения потока постоянные по длине потока.

Напорным движением называется движение, не имеющее выхода на свободную поверхность.

Траекторией движения называется след, оставленный частицей движущейся жидкости, пройденный через ряд точек пространства. Линией тока называется кривая, проведенная через ряд точек в движущейся жидкости, в каждой точке которой скорости являются касательными к этой кривой. Трубочкой тока называется элементарный замкнутый контур, через токи которого проведены линии тока. Элементарной стружкой жидкости называется частичка жидкости, движущейся внутри трубки тока. Поток движущейся жидкости состоит из отдельных элементарных струек. Живое сечение - сечение струйки или потока плоскостью, нормальной в каждой своей точке к проходящей через неё линии тока. Для равномерного и плавно изменяющегося движения живое сечение является плоским. Смоченным периметром называется контур живого сечения, соприкасающегося с твердой поверхностью стенки. Средняя скорость потока есть фиктивная скорость, одинаковая по всему поперечному сечению, при котором расход остается прежним. Расходом называется количество жидкости, проходящее через живое сечение в единицу времени. В зависимости от того, в чём выражают количество жидкости, различают: объёмный расход ( $Q$ ); массовый расход ( $Q_m$ ); весовой расход ( $G$ ). Весовой расход потока жидкости определяют:

$G=V \cdot \omega$ , где  $\omega$ -живое сечение и  $v$ -средняя скорость движения. Объёмный расход ( $Q$ ) жидкости определяется объёмным методом, временем наполнения определённого объёма жидкости ( $W$ ) в мерной ёмкости. Объём протекающей жидкости ( $W$ ) можно определить по водомеру, счётчику воды или любому прибору для измерения скорости и расхода. Массовый расход ( $Q_m$ )- есть произведение средней скорости фильтрации потока на плотность жидкости. Жидкость, в которой возникают силы трения при движении и обладает вязкостью, называется реальной жидкостью.

Различают два вида потоков. *Напорные потоки* - это потоки жидкости, ограниченные со всех сторон твёрдыми стенками. Примерами служат движение воды, масла, нефти в трубопроводах, воздуха в вентиляционных системах и им подобные. *Безнапорные потоки* - это потоки жидкости, ограниченные твёрдыми поверхностями не со всех сторон и имеющие по всей длине свободную поверхность. Примерами таких потоков являются движение жидкости в реках, каналах, лотках, желобах и других открытых руслах.

При решении гидродинамических задач широко используются следующие законы: закон сохранения массы и закон сохранения энергии. Уравнение неразрывности (сплошности) потока выглядит:  $Q_1=Q_2=\dots=Q_n=const$ . Основной вывод из уравнения неразрывности: средние скорости потока обратно пропорциональны площадям соответствующих живых сечений. Для сплошного неразрывного потока расход жидкости постоянный, скорости в живых сечениях обратно пропорциональны площадям живых сечений – важно.

Механическая энергия разделяется на кинетическую и потенциальную. Кинетическая энергия - это форма энергии, связанная с механическим движением. Кинетическая энергия  $E_k$  численно равна работе, которая совершается при уменьшении скорости тела от  $u$  до нуля:  $E_k=mu^2/2$ . Потенциальная энергия. энергия неподвижной формы энергии, которая потенциально может превращаться в энергию движения. К таким формам относят энергию, запасённую в деформированном теле или в результате смещения тел в некотором силовом поле (электрическом, магнитном или гравитационном). Потенциальная энергия жидкости или газа разделяется на два вида:

- потенциальная энергия положения;
- потенциальная энергия давления.

Твёрдое, жидкое или газообразное тело массой  $m$  занимают определённое положение в поле силы тяжести:  $E_{пол}=mgz$ -потенциальная энергия положения жидкости, которая не зависит от выбора отсчета. Потенциальная энергия давления жидкости  $E_{давл}$  равна:  $E_{давл}= p \cdot m/\rho$ . Полный запас энергии объёма жидкости массой  $m$  относительно нулевого уровня (плоскости сравнения 0-0) равен:  $E = m \cdot g \cdot z + m \cdot p/\rho + mu^2/2$ . Для идеальной (невязкой) жидкости, в которой не происходит потерь энергии при движении, в произвольных сечениях 1-1 и 2-2 энергии должны быть равны:

$$m \cdot g \cdot z_1 + m \cdot p_1 / \rho + m u_1^2 / 2 = m \cdot g \cdot z_2 + m \cdot p_2 / \rho + m u_2^2 / 2.$$

Это уравнение можно представить, как закон сохранения удельных энергий. Термин удельная энергия предполагает отношение полной энергии к некоторому количеству вещества - объёмному, массовому или весовому. Энергия, отнесённая к весу жидкости, называется **напором**. **Статическое давление** - это напряжение сжатия в жидкости, которое появляется в результате действия на жидкость сжимающих сил. **Динамическое давление** - давление жидкости на преграду при её остановке и превращении кинетической энергии в энергию давления. После деления всех членов уравнения на вес жидкости  $G=mg$ , оно принимает вид (2.34) есть **уравнение Бернулли**:

$$z_1 + P_1 / \rho g + u_1^2 / 2g = z_2 + P_2 / \rho g + u_2^2 / 2g \quad (2.34)$$

Уравнение Бернулли устанавливает связь между скоростью, геометрическим положением частиц, давлением. В нем для элементарной струйки тока идеальной жидкости слагаемое  $P/\gamma$  - обозначает удельную потенциальную энергию давления. Выражение  $v^2/2g$  - удельная кинетическая энергия (скоростной напор). В уравнении Бернулли для элементарной струйки тока идеальной жидкости слагаемое  $(z+P/\gamma)$  есть полная удельная потенциальная энергия. Уравнение полной удельной энергии для элементарной жидкости имеет вид:  $z+P/\gamma+V^2/2g=H=const$ .

Уравнение Бернулли было получено в 1738 году швейцарским математиком и механиком Даниилом Бернулли. При расчете гидроприводов, газо- и нефтепроводов уравнение (2.34) используют обычно в виде баланса энергий, отнесенных не к весу, а к объёму протекающей жидкости  $V=m/\rho$ .

В уравнении Бернулли для элементарной струйки идеальной жидкости, слагаемое  $Z$  - есть геометрическая высота.

Уравнение Бернулли имеет три основных **смысла**: полной энергии, полного напора, геометрический смысл.

С учетом вязкости и деформации потока уравнение Бернулли для реальной жидкости принимает вид (2.35) :

$$z_1 + \frac{p_1}{\gamma} + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} = z_2 + \frac{p_2}{\gamma} + \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} + \Sigma h_{mp}. \quad (2.35)$$

В уравнении Бернулли для реальной жидкости  $hw$ - есть гидравлические потери, они имеют размерность длины. Выражение  $hw/L$ - есть гидравлический. Корректив кинетической энергии  $\alpha$  называется коэффициентом Кориолиса. Чем больше неравномерность местных скоростей в сечении потока (больше  $\epsilon$ ), тем больше корректив кинетической энергии  $\alpha$ . При ламинарном режиме неравномерность местных скоростей максимальная и расчетное значение  $\alpha=2$ . При турбулентном режиме

вследствие перемешивания частиц скорости в сечении выравниваются и  $\alpha=1,1 -1,2$ . Для практических расчетов при турбулентном режиме принимается  $\alpha=1$ . Наличие вязкости приводит к появлению в потоке жидкости при ее движении сил трения, которые направлены против движения. На их преодоление затрачивается энергия жидкости. Потерянная энергия, отнесенная к весу жидкости, называется потерями напора по длине и обозначается  $h_{дл}$ . Кроме того, поток жидкости при своем движении претерпевает деформацию, которая вызывается установкой трубопроводной арматуры (краны, вентили, муфты, шайбы и др.), а также поворотами потока, внезапным расширением или сужением.

Таким образом, **уравнение Бернулли** представляет собой закон сохранения энергии для движущейся жидкости: суммарная энергия жидкости в начальном сечении (потенциальная плюс кинетическая) равна суммарной энергии жидкости в конечном сечении плюс потери энергии.

Другими словами: начальная энергия всегда равна сумме энергии, что еще осталась, и энергии, что по пути потерялась.

Уравнение Бернулли в любой форме справедливо для тех сечений потока, где струйки не искривляются и не возникают силы инерции.

Уравнение Бернулли при **изотермическом течении газа** имеет такой же вид, как и для несжимаемой жидкости (плотности газа в сечениях разные!). Для газа, обладающего внутренней энергией уравнение будет иметь в левой и правой части еще одно слагаемое.

Уравнение продуктивности нефтяной скважины - показывает зависимость между дебитом и депрессией давления для данной скважины (2.36):

$$Q = \eta(P_{пл} - P_{заб})^n \quad (2.36)$$

где  $Q$ -дебит скважины;  $\eta$  -коэффициент продуктивности скважины;  $P_{пл}$ -пластовое динамическое давление;  $P_{заб}$ -забойное давление;  $n$ -показатель закона фильтрации.

Дебит газа  $q_g$  в скважине при установившейся фильтрации прямо пропорционален разности квадратов значений давлений  $P_{пл}^2 - P_{заб}^2$ :

$$q_g = \frac{2 * \pi * k_{пр} * h * T_{ст} * (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}{P_{ат} * \mu_g * z * \ln\left(\frac{Rk}{rc}\right) * T_{пл}}, \quad (2.37)$$

где  $k_{пр}$  – коэффициент проницаемости, м<sup>2</sup>;

$h$  – эффективная толщина, м;

$T_{ст}$  - 273 К;

$T_{пл}$  - (273 –  $t_{пл}$ );

$P_{ат}$  - 10<sup>5</sup> Па;

$\mu_g$  - вязкость пластового газа, мПаc;

$Z$  - коэффициент сжимаемости газа, доли ед;



$R_k / r_c$  - соотношение между расстоянием до контура питания и радиусом скважины.

В уравнении притока газа дробь в его правой части не является коэффициентом продуктивности, так как в связи с нелинейностью фильтрации газа дебит его пропорционален не депрессии, а некоторой нелинейной функции давления. Этот коэффициент пропорциональности в формуле (2.38) может быть определен с помощью индикаторной линии, построенной в координатах  $q_r$  и  $(P_{\text{пл.тек.}}^2 - P_{\text{заб.}}^2) / q_r$ .

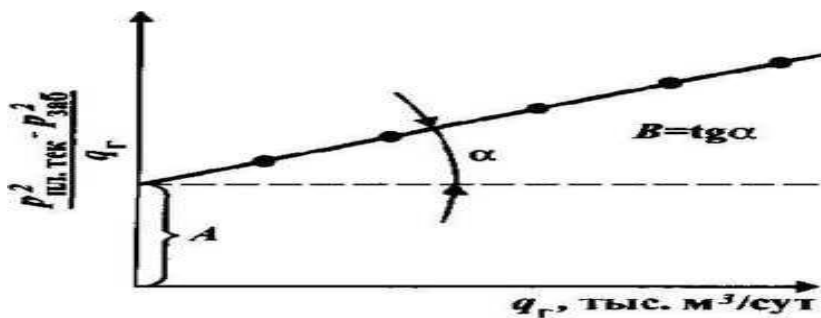
Уравнение индикаторной линии имеет вид (2.38):

$$\frac{P_{\text{пл.тек.}}^2 - P_{\text{заб.}}^2}{q_r} = A + B \cdot q_r, \quad (2.38)$$

где  $A$  и  $B$  — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров пласта в призабойной зоне ( $A$ ) и от конструкции скважины ( $B$ ). Коэффициент  $A$  численно равен значению  $(p_{\text{пл.тек.}}^2 - p_{\text{заб.}}^2) / q_r$  в точке пересечения индикаторной линии с осью ординат.

Дробь в правой части уравнения (2.39) соответствует  $A$ , т.е.

$$A = \frac{P_{\text{ат}} \cdot \mu_g \cdot z \cdot \ln\left(\frac{Rk}{r_{\text{пр}}}\right) \cdot T_{\text{пл}}}{2 \cdot \pi \cdot k_{\text{пр}} \cdot h \cdot T_{\text{ст}}}, \quad (2.39)$$



$q_r$  - дебит скважины по газу;  $P_{\text{тек-текущее}}$  - пластовое давление;  $P_{\text{заб-забойное}}$  - давление

Рисунок 2.5- Индикаторная диаграмма газовой скважины

Выражения (2.39) используют для оценки по данным исследования скважин (по методу установившихся отборов) основной фильтрационной характеристики пласта - коэффициента проницаемости. Для этого коэффициент продуктивности  $K'$  (для нефтяной скважины) или коэффициент фильтрационного сопротивления  $A$  (для газовой скважины) определяют по соответствующей индикаторной линии, другие необходимые параметры получают геофизическими и лабораторными методами. Указанные выражения используют также для определения комплексных характеристик пластов, учитывающих одновременно два-три

основных свойства продуктивных пластов, оказывающих влияние на разработку залежей. Далее комплексные характеристики фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов: гидропроводности, проводимости, пьезопроводности и других.

### 1 Коэффициент гидропроводности

$$E = k \cdot h / \mu$$

где  $k$  — проницаемость пласта в районе исследуемой скважины, мкм<sup>2</sup>;

$h$  — работающая толщина пласта, м;

$\mu$  — вязкость жидкости или газа, мПа·с.

Размерность коэффициента м<sup>5</sup>/(Н·с). Коэффициент  $E$  — наиболее емкая характеристика продуктивного пласта, определяющая его производительность в скважине. В системе СИ размерность составляет [мкм<sup>2</sup>·м/(мПа·с)].

Коэффициент гидропроводности по результатам обработки индикаторной линии для однофазной и двухфазной фильтрации однородной жидкости (исследование на стационарных условиях) определяется из соотношения:

$$k \cdot h / \mu = \ln(Rk / r_{с\text{пр}}) / 2\pi \quad \text{и} \quad k \cdot h / \mu = \ln(Rk / r_{с\text{пр}}) / 2\pi A \quad (2.40)$$

где  $Rk$  — радиус контура питания, м;

$r_{с\text{пр}}$  — приведенный радиус скважины, м.

### 2 Коэффициент проводимости

$$\alpha = k_{\text{пр}} / \mu.$$

Размерность коэффициента м<sup>4</sup>/(Н·с); он характеризует подвижность флюида в пластовых условиях в районе скважины.

### 3 Коэффициент пьезопроводности (2.41)

$$\chi = k_{\text{пр}} / [\mu(k_{\text{п}}\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{с}})] = \alpha / \beta.$$

где  $k_{\text{п}}$  — коэффициент пористости пласта;

$\beta_{\text{ж}}$  и  $\beta_{\text{с}}$  — коэффициенты сжимаемости пластовой жидкости и пористой среды;  $k_{\text{п}}\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{с}}$  — коэффициент упругоэластичности пласта  $\beta$ .

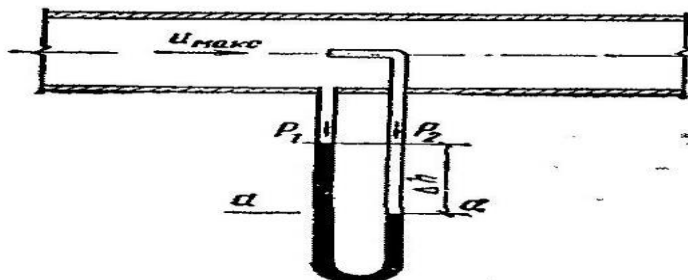
Размерность коэффициента пьезопроводности м<sup>2</sup>/с. Коэффициент характеризует скорость перераспределения давления в пласте (последнее происходит не мгновенно, а в течение некоторого времени вследствие упругости породы и содержащейся в ней жидкости).

#### 2.4.3 Задания по лабораторной работе

##### Задание 1

На оси водопроводной трубы установлена трубка Пито (рисунок 2.6) с дифференциальным ртутным манометром. Определить максимальную

скорость движения воды в трубе  $u_{\text{макс}}$ , если разность уровней ртути в манометре  $\Delta h=18$  мм. Исходные данные приведены в таблице 2.13



1 -  $\Delta h$  - показания разности уровней ртути; 2 -  $u_{\text{макс}}$  максимальная скорость движения воды в трубе; 3 -  $P_1 - P_2$  верхний уровень ртутного манометра; 4 - а - а нижний уровень плоскости ртутного манометра.

Рисунок 2.6- трубка Пито

**Решение:**

Трубка Пито измеряет скоростной напор  $H=U_{\text{макс}}^2/2g$ , (принять тарировочный коэффициент трубки равным единице). Для определения  $H$  запишем уравнение равновесия в ртутном манометре относительно плоскости а-а :

$P_1 + \Delta h * \rho_{\text{рт}} * g = P_2 + \Delta h * \rho * g$ , где  $P_2$  и  $P_1$  – давления в трубках ртутного манометра на уровне верхней отметки ртути,  $\rho_{\text{рт}}$   $\rho$  плотность ртути 13600 кг/м<sup>3</sup>, воды- 1000 кг/м<sup>3</sup>. Отсюда  $H = (P_2 - P_1) / (\rho * g) = \Delta h * (\rho_{\text{рт}} / \rho - 1) = 0,018 * (13600 / 1000 - 1) = 0,227$  м.

Максимальная скорость в трубе :

$$U_{\text{макс}} = (2 * g * H)^{0.5} = (2 * 9,81 * 0,227)^{0.5} = 2,1 \text{ м/с}$$

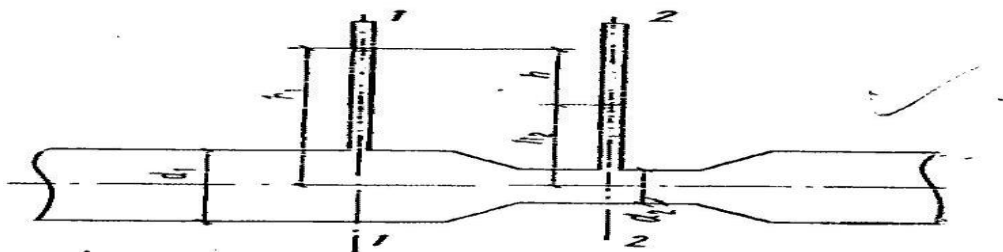
Ответ: 2,1 м/с

Таблица 2.13-Исходные данные вариантов

вар	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\Delta h$ мм	20	22	24	23	25	27	26	28	29	30
вар	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$\Delta h$ мм	19	21	23	32	33	34	35	36	37	40

### Задание 2

Определить расход воды  $Q$  в трубе диаметром  $d_1=250$  мм, имеющей плавное сужение до диаметра  $d_2=125$  мм, если показания пьезометров : до сужения  $h_1=50$  см, в сужении  $h_2=30$  см. Температура воды  $20$  °С, см. рисунок 2.7.



1 - 1-1, 2-2 сечения трубы; 2 -  $d_1$  диаметр трубы; 3 -  $d_2$  диаметр трубы с плавным сужением,  $h_1$  –показание пьезометра до сужения,  $h_2$  –показание пьезометра после сужения.

Рисунок 2.7-К решению задачи 2 по уравнению Бернулли

Решение :

Составим уравнение Бернулли для сечений 1-1 и 2-2, принимая за плоскость сравнения ось трубы :

$$z_1 + P_1/(\rho^*g) + \alpha_1 * v_1^2/2g = z_2 + P_2/(\rho^*g) + \alpha_2 * v_2^2/2g + h^{1-2}_{пот}$$

Учитывая, что  $z_1 = z_2 = 0$ , пренебрегая потерями напора в первом приближении, т.е.  $h^{1-2}_{пот} = 0$  и полагая, что  $\alpha_1 = \alpha_2 = 1$ , получим уравнение вида:

$$P_1/(\rho^*g) + v_1^2/2g = P_2/(\rho^*g) + v_2^2/2g \text{ или}$$

$$P_1/(\rho^*g) - P_2/(\rho^*g) = v_2^2/2g - v_1^2/2g$$

Из уравнения неразрывности течения имеем:

$\omega_1 v_1 = \omega_2 v_2$  , поскольку  $\omega_1 = \pi * d_1^2/4$   $\omega_2 = \pi * d_2^2/4$  находим из следующего равенства :  $(\pi * d_1^2/4) * v_1 = (\pi * d_2^2/4) * v_2$

$$v_2 = v_1 * d_1^2 / d_2^2$$

Далее обозначим  $P_1/(\rho^*g) - P_2/(\rho^*g) = h_1 - h_2 = h$

Тогда уравнение Бернулли запишем в виде :

$h = [v_1^2 * d_1^4 / d_2^4] / 2g - v_1^2/2g$  , вынесем за скобку  $v_1^2/2g$  , получим:

$$h = v_1^2/2g * (d_1^4/d_2^4 - 1) , \text{ откуда находим } v_1 = \sqrt{\frac{2gh}{\frac{d_1^4}{d_2^4} - 1}} , \text{ расход воды в}$$

$$\text{трубе } Q = \omega_1 * v_1 = (\pi * d_1^2/4) * \sqrt{\frac{2gh}{\frac{d_1^4}{d_2^4} - 1}} ,$$

В действительности расход воды будет меньше с учетом потерь напора, которыми мы пренебрегли. С учетом этих потерь формула определения расхода запишется в виде:

$$Q = \mu * (\pi * d_1^2/4) * \sqrt{\frac{2gh}{\frac{d_1^4}{d_2^4} - 1}} ,$$

где  $\mu$ -коэффициент, учитывающий уменьшение расхода вследствие потерь напора, в первом приближении примем  $\mu = 0,98$ .

Выполним расчет:

$$Q = \mu * (\pi * d_1^2/4) * \sqrt{\frac{2gh}{\frac{d_1^4}{d_2^4} - 1}} = 0,98 * (3,14 * 0,25^2/4) * \sqrt{\frac{2 * 9,81 * 0,2}{\frac{0,25^4}{0,125^4} - 1}} = 0,024 \text{ м}^3/\text{с}$$

Коэффициент  $\mu$  зависит от соотношения диаметров  $d_2/d_1$  и числа Рейнольдса :  $d_2/d_1 = 0,125/0,250 = 0,50$  и  $Re = v_2 * d_2 / \nu$

Скорость в сужении трубы:

$$v_2 = Q / \omega_2 = Q / (\pi * d_2^2 / 4) = 0,024 / (3,14 * 0,125^2 / 4) = 2 \text{ м/с}$$

Примем кинематическую вязкость равной  $\nu = 1,01 * 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$

С учетом полученных данных выполним расчет числа Рейнольдса:

$$Re = v_2 * d_2 / \nu = 2 * 0,125 / (1,01 * 10^{-6}) = 198000.$$

Ответ : Искомый расход составил  $0,024 \text{ м}^3/\text{с}$

Рассмотренное сужение трубы с плавным переходом от большого диаметра к малому и от малого диаметра к большому называется водомером Вентури.

**Выполнить расчет** расхода воды по образцу решенной задачи с расчетом расходов, скоростей, числа Рейнольдса и с учетом условий :

**Для вариантов 1-7** :  $d_1 = 350 \text{ мм}$   $d_2 = 130 \text{ мм}$ , показания пьезометров : до сужения  $h_1 = 80 \text{ см}$ , в сужении  $h_2 = 40 \text{ см}$ ,

**для вариантов 8-15** принять данные :  $d_1 = 300 \text{ мм}$   $d_2 = 140 \text{ мм}$ , показания пьезометров : до сужения  $h_1 = 70 \text{ см}$ , в сужении  $h_2 = 30 \text{ см}$  для **вариантов 16-**

**20**, следующие данные:  $d_1 = 250 \text{ мм}$   $d_2 = 140 \text{ мм}$ , показания пьезометров : до сужения  $h_1 = 70 \text{ см}$ , в сужении  $h_2 = 40 \text{ см}$

### Задание 3

Определить критическую скорость, отвечающую переходу от ламинарного режима к турбулентному в трубе диаметром  $d = 0,03 \text{ м}$  при движении воды и воздуха при температуре  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  и глицерина при температуре  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Определить критическую скорость для воздуха, глицерина, дизтоплива, нефти, керосина, ртути и этилового спирта для числа Рейнольдса, равного 2320 для всех вариантов, используя данные справочной таблицы 2.14.

### Решение :

Для труб круглого сечения число Рейнольдса вычисляется по формуле:

$$Re = v * d / \nu, \text{ отсюда найдем критическую скорость}$$

$$v_{\text{крит}} = Re_{\text{крит}} * \nu / d = 2000 * 0,9 * 10^{-6} / 0,03 = 0,06 \text{ м/с для воды, для справки кинематическую вязкость воды примем равной } 0,9 * 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с};$$

Для воздуха примем кинематическую вязкость  $16,15 * 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ , для глицерина  $\nu = 4,1 * 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ , таблица 2.14.

Таблица 2.14- Кинематическая вязкость некоторых жидкостей (при температуре  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ )

Жидкость	$\nu * 10^6, \text{ м}^2/\text{с}$	Жидкость	$\nu * 10^6, \text{ м}^2/\text{с}$
Анилин	4,3	Масло касторовое	1002
Бензин	0,83-0,93	Масло льняное	55
Вода пресная	1,01	Масло минеральное	313-1450
Глицерин безводный	4,1	Нефть	8,1-9,3
Дизельное топливо	5	Ртуть	0,11
Керосин	2-3	Спирт этиловый безводный	1,51
Красочные растворы	90-120	Хлористый натрий (26%-ный раствор)	1,53

#### Задание 4

Определить число Рейнольдса и режим движения воды в водопроводной трубе диаметром  $d=300$  мм, если протекающий по ней расход  $Q=0,136$  м<sup>3</sup>/с, температура воды  $10$  °С.

#### Решение :

Определим живое сечение потока:

$$\omega = \pi \cdot d^2 / 4 = 3,14 \cdot 0,3^2 / 4 = 0,071 \text{ м}^2$$

Средняя скорость воды по трубе :

$$v = Q / \omega = 0,136 / 0,071 = 1,92 \text{ м/с}$$

Далее определим число Рейнольдса по формуле :

$$Re = v \cdot d / \nu = 1,92 \cdot 0,3 / (1,306 \cdot 10^{-6}) = 441000. \quad \text{Для расчетов примем кинематическую вязкость воды равной } 1,306 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Делаем вывод о типе режима ламинарности или турбулентности, за критическое значение числа Рейнольдса принимаем  $Re_{крит}=2320$ .

Ответ:  $Re > Re_{крит}$ , т.е.  $441000 > 2320$ , движение будет турбулентным.

**Задание :** Выполнить решение задачи по образцу при разных расходах и разных диаметрах труб по вариантам, кинематическую вязкость воды принять равной  $1,306 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с для всех вариантов исходных данные взять из таблицы 2.15

Таблица 2.15-Варианты исходных данные для выполнения четвертого задания

вар	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Qм3/с	0,150	0,200	0,160	0,170	0,180	0,190	0,200	0,140	0,150	0,220
d.мм	250	300	260	270	280	300	310	200	300	350
вар	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Qм3/с	0,210	0,240	0,230	0,250	0,300	0,280	0,270	0,290	0,300	0,146
d.мм	300	325	330	400	420	400	370	380	450	250

#### Задание 5

По трубопроводу диаметром  $100$  мм транспортируется нефть. Определить критическую скорость, соответствующую переходу ламинарного движения в турбулентное движение, и возможный режим движения нефти.

Решение:

Критическое число Рейнольдса определяем по формуле:  $Re_{кр} = v_{кр} \cdot d / \nu = 2000$ , из формулы находим критическую скорость  $v_{кр} = Re_{кр} \cdot \nu / d = 2000 \cdot \nu / d$ .

Для нефти находим кинематическую вязкость, она равна  $8,1 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с. С учетом исходных данных получим:

$$v_{кр} = 2000 \cdot 8,1 \cdot 10^{-6} / 0,1 = 0,16 \text{ м/с}$$

Ответ:  $0,16$  м/с

В нефтепроводе редко возможна скорость движения меньше полученной скорости. Таким образом, движение нефти по трубе диаметром 100 мм может происходить преимущественно при турбулентном режиме.

**Установите**, какой преимущественный режим будет происходить, рассчитав критическую скорость, если труба будет диаметром 150 и 200 мм. Задание для всех вариантов.

### Задание 6

В газовой скважине при установившейся фильтрации вскрыт пласт толщиной 20 м, проницаемостью 0,022 мкм<sup>2</sup>, температура пласта 42 °С, вязкость пластового газа 0,05 мПас, коэффициент сверхсжимаемости газа 0,71, расстояние от скважины до контура питания 350 м, радиус скважины 0,1 м.

Для всех вариантов взять одинаковыми значения некоторых параметров: сжимаемость породы  $\beta_c = 3,4 \cdot 10^{-4}$  1/атм,  $\beta_g = 60,5 \cdot 10^{-4}$  1/атм,  $r_c = 0,1$  м,  $T_{ст} = 273$  К,  $P_{ат} = 10^5$  Па.

Определить: ФЕС пласта, дебит скважины и продуктивность и построить индикаторную линию по типу рисунка 2.5. Исходные данные для выполнения задания по своему варианту взять из таблицы 2.16. Проверить размерность, дебит газа рассчитать в тыс.м<sup>3</sup>/сут.

**Решение выполнить без образца решенного задания в последовательности:**

1 Дебит газа  $q_g$  в скважине при установившейся фильтрации прямо пропорционален разности квадратов значений давлений  $P_{пл}^2 - P_{заб}^2$ .

$$q_g = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{пр} \cdot h \cdot T_{ст} \cdot (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}{P_{ат} \cdot \mu_g \cdot z \cdot \ln\left(\frac{Rk}{r_c}\right) \cdot T_{пл}}, \quad (2.42)$$

где  $k_{пр}$  – коэффициент проницаемости;  $h$  – эффективная толщина;  $T_{ст} = 273$  К;  $T_{пл} = (273 - t_{пл})$ ;  $P_{ат} = 10^5$  Па;  $\mu_g$  – вязкость пластового газа;  $Z$  — коэффициент сверхсжимаемости газа;  $Rk/r_c$ .

2 Уравнение индикаторной линии имеет вид:

$$\frac{P_{пл.тек}^2 - P_{заб}^2}{q_g} = A + B \cdot q_g, \quad (2.43)$$

где  $A$  и  $B$  — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров пласта в призабойной зоне ( $A$ ) и от конструкции скважины ( $B$ ).

3 Коэффициент  $A$  численно равен значению  $(p_{пл.тек}^2 - p_{заб}^2)/q_g$

в точке пересечения индикаторной линии с осью ординат. Дробь в правой части соответствует  $1/A$ , т.е.

$$A = \frac{P_{ат} \cdot \mu_g \cdot z \cdot \ln\left(\frac{Rk}{r_{пр}}\right) \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi \cdot k_{пр} \cdot h \cdot T_{ст}}, \quad (2.44)$$

где  $P_{ат}$  – атмосферное давление;  $Z$  сжимаемость реального газа;  $T_{пл}, T_{ст}$  – температура пластовая и в стандартных условиях газа;  $R_k, r_{пр}$  – радиус контура питания и радиус скважины.

4 Коэффициент гидропроводности :

$$E = k_{пр} \cdot h / \mu, (2.45)$$

где  $k_{пр}$  - проницаемость пласта в районе исследуемой скважины;

- — работающая толщина пласта;
- $\mu$  — вязкость жидкости или газа,  $m^2/(H \cdot c)$ .

5 Коэффициент подвижности:

$$a = k_{пр} / \mu$$

Размерность коэффициента  $m^4/(H \cdot c)$ ; он характеризует подвижность флюида в пластовых условиях в районе скважины.

6 Коэффициент пьезопроводности – есть скорость распространения и перераспределения пластового давления. Коэффициент пьезопроводности пласта - характеризует скорость распространения давления в упругой пористой среде. Его величина определяется формулой (2.46):

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{жк} + \beta_n)}$$

где - коэффициент пьезопроводности в  $cm^2/c$ ;

$k$  - коэффициент проницаемости в Дарси;

$\mu$ - вязкость жидкости в пластовых условиях в сантипуазах;

$m$  - коэффициент пористости породы в долях единицы;

$\beta_{ж}$  - коэффициент сжимаемости жидкости в  $1/atm$ ;

$\beta_{п}$  - коэффициент сжимаемости породы,  $1/atm$ ;

$(m \cdot \beta_{ж} + \beta_{п})$ - коэффициент упругости пласта,  $1/atm$ .

Размерность коэффициента пьезопроводности в системе СИ  $m^2/c$ . Коэффициент характеризует скорость, позволяет подсчитать упругие запасы, перераспределение давления в пласте (последнее происходит не мгновенно, а в течение некоторого времени вследствие упругости породы и содержащейся в ней жидкости).

Таблица 2.16 -Исходные данные для выполнения шестого задания

Вариант	Температура $t^{\circ} C$	H м	$K_{пр}$ мкм <sup>2</sup>	$\mu$ мПа·с	Z Доли ед	m доли ед	R	$R_{пл}$ МПа	$R_{зб}$ МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	20	19	0,011	0,01	0,68	0,15	200	24	15
2	25	22	0,02	0,05	0,7	0,08	300	36	20
3	30	15	0,007	0,15	0,72	0,08	400	32	15
4	10	30	0,019	0,05	0,71	0,19	350	29	18
5	15	29	0,011	0,07	0,69	0,13	400	29	22
6	5	27	0,016	0,06	0,73	0,14	500	33	16
7	20	44	0,033	0,01	0,68	0,19	250	30	20



Продолжение таблицы 2.16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	35	35	0,022	0,05	0,7	0,1	320	35	17
9	10	39	0,039	0,02	0,72	0,15	420	24	12
10	10	55	0,051	0,02	0,71	0,22	380	18	8
11	20	18	0,047	0,01	0,69	0,21	200	19	10
12	25	56	0,044	0,05	0,73	0,2	300	29	18
13	30	47	0,041	0,15	0,70	0,18	400	29	22
14	10	39	0,009	0,05	0,68	0,09	350	33	16
15	15	95	0,017	0,07	0,7	0,11	400	31	20
16	12	66	0,015	0,06	0,72	0,11	400	29	18
17	25	73	0,019	0,01	0,71	0,12	250	29	22
18	35	38	0,026	0,05	0,69	0,13	350	33	16
19	10	49	0,021	0,02	0,73	0,14	420	30	20
20	10	68	0,028	0,02	0,75	0,15	380	35	25

#### 2.4.4 Контроль основных понятий по результатам опроса и тестирования

##### **1. Какой раздел гидромеханики изучает законы движения жидкости:**

1.1 гидродинамика; 1.2 гидростатика; 1.3 гидравлика ; 1.4 гидрогеология

##### **2. Какие основные величины характеризует движение :**

2.1 скорость течения, давление ; 2.2 форма потока жидкости, глубина

2.3 скорость потока, глубина; 2.4 скорость потока, ускорение

##### **3. Данной зависимости $v=f(x, y, z)$ соответствует :**

3.1 ламинарное течение 3.2 движение отсутствует 3.3 установившееся движение 3.4 турбулентное движение

##### **4. Неустановившееся движение – это такой вид движения, при котором :**

4.1  $v=f(x, y, z)$  4.2  $h=f(x, y, z, t)$  4.3  $p=f(x, y, z)$  4.4  $h=f(x, y, z)$

##### **5. Опорожнение резервуаров служит примером для :**

5.1 неустановившегося движения; 5.2 равномерного движения;

5.3 установившегося движения; 5.4 напорного движения

##### **6. Движение, при котором скорость, форма и площадь сечения потока постоянны по длине потока:**

6.1 неравномерное движение ; 6.2 равномерное движение 6.3 установившееся движение 6.4 турбулентное движение

##### **7. Напорным движением называют движение :**

7.1 со свободной поверхностью ; 7.2 без свободной поверхности ;

7.3 движение под действием силы тяжести ; 7.4 самотечное движение .

##### **8. След, оставленный частицей движущейся жидкости , пройденный через ряд точек пространства:**

8.1 кривая линия 8.2 траектория; 8.3 линия тока; 8.4 луч

##### **9. Кривая, проведенная через ряд точек в движущейся жидкости, в каждой точке которой скорости являются касательными к этой кривой, называется:**

9.1 трубкой тока; 9.2 линией тока; 9.3 кривой тока 9.4 траекторией

**10. Элементарный замкнутый контур, через точки которого проведены линии тока, это :**

10.1 тонкая непроницаемая стенка; 10.2 трубка тока; 10.3 струя  
10.4 смоченный периметр .

**11. Частички жидкости, движущиеся внутри трубки тока , образуют :**

11.1 луч жидкости 11.2 элементарную струйку жидкости ;  
11.3 линию тока ; 11.4 трубку тока

**12. Поток движущейся жидкости состоит из:**

12.1 лучей струек; 12.2 отдельных элементарных струек;  
12.3 линий тока; 12.4 траекторией тока

**13. Отношение площади живого сечения  $\omega$  к смоченному периметру  $\chi$ , называют:**

13.1 живым сечением 13.2 диаметром; 13.3 периметром; 13.4 гидравлическим радиусом

**14. Контур живого сечения , соприкасающегося с твердой поверхностью стенки, называется :**

14.1 гидравлический радиус; 14.2 смоченный периметр; 14.3 форма потока;  
14.4 гидравлический диаметр

**15. Фиктивная скорость, одинаковая по всему поперечному сечению, при которой расход остается прежним:**

15.1 полная скорость потока; 15.2 минимальная скорость потока  
15.3 средняя скорость потока; 15.4 максимальная скорость потока

**16. Весовой расход потока определяют :**

16.1  $Q = \gamma * Q$  16.2  $Q = S * V_{cp}$  16.3  $Q = \chi * V_{cp}$  16.4  $Q = \chi / t$

**17. Выражение  $Q_1 = Q_2 = Q_n = const$  , это :**

17.1 уравнение гидродинамики; 17.2 уравнение неразрывности (сплошности) потока; 17.3 закон Дарси; 17.4 закон Бернулли для элементарной струйки

**18. Согласно уравнению неразрывности :**

18.1 скорости движения равны ;  
18.2 средние скорости потока обратно пропорциональны площадям соответствующих живых сечений ;  
18.3 скорости движения прямо пропорциональны площадям;  
18.4 соотношение скоростей и элементарных соответствующих сечений постоянные.

**19. Уравнение Бернулли устанавливает связь между :**

19.1 скоростью движением и давлением;  
19.2 геометрическим положением частиц и давлением;  
19.3 скоростью, геометрическим напором частиц, давлением;  
19.4 скоростью и геометрическим положением частиц

**20. Трубка Пито, это прибор для вычисления :**

20.1 скорости ; 20.2 давления ; 20.3 напора ; 20.4 удельной потенциальной энергии.

**21. В уравнении Бернулли слагаемое  $(P/\gamma)$  обозначает:**

21.1 гидростатический напор; 21.2 удельную потенциальную энергию давления ; 21.3 удельную кинетическую энергию давления ; 21.4 удельную потенциальную энергию положения.

**22. В уравнении Бернулли для элементарной струйки идеальной жидкости слагаемое  $(V^2/2g)$  означает:**

22.1 удельная потенциальная энергия;  
22.2 удельная потенциальная энергия положения;  
22.3 удельная кинетическая энергия (скоростной напор);  
22.4 удельная потенциальная энергия давления.

**23. В уравнении Бернулли для элементарной струйки идеальной жидкости сумма слагаемых  $(z+P/\gamma)$  это:**

23.1 полная удельная потенциальная энергия;  
23.2 полная статическая энергия;  
23.3 удельная кинетическая энергия;  
23.4 динамический напор

**24. Уравнение полной удельной энергии для элементарной жидкости имеет вид:**

24.1  $z+P/\gamma+U^2/g=N=const$  24.2  $z+P/\gamma+U/2g=N=const$   
24.3  $z+P/\gamma+U^2/2g=N=const$  24.4  $z+P/\rho+U^2/g=N=const$

**25. В уравнении Бернулли для элементарной струйки идеальной жидкости слагаемое  $z$  это:**

25.1 потенциальная высота; 25.2 пьезометрическая высота;  
25.3 скоростная высота ; 25.4 геометрическая высота

**26. Кривая, соединяющая уровни жидкости в пьезометрах называется :**

26.1 пьезометрическая линия; 26.2 напорной линией;  
26.3 кривой линией; 26.4 механическая линия

**27. В уравнение Бернулли  $h_w$  называют :**

27.1 сумма статических энергий; 27.2 гидравлические напоры;  
27.3 разность кинетических энергий; 27.4 разность потенциальных энергий

**28. Данное выражение  $J= h_w /L$  вычисляет:**

28.1 скоростной напор ; 28.2 пьезометрический уклон;  
28.3 гидравлический уклон; 28.4 уменьшение механической энергии

**29. Гидравлические потери  $- h_w$  имеет размерность:**

29.1 длины; 29.2 скорости ; 29.3 ускорения; 29.4 силы

**30. Жидкость , в которой возникают силы трения при движении и обладающая вязкостью :**

30.1 идеальная жидкость; 30.2 реальная жидкость;  
30.3 вязкая жидкость; 30.4 бингамовская жидкость

**31. Экспериментальный закон, который рассматривает два режима движения жидкости (турбулентный и ламинарный) был получен:**

31.1 Бернулли 31.2 Дарси 31.3 Рейнольдсом 31.4 Шеши

**32. Ламинарный режим имеет место при движении жидкости :**

32.1 с малой вязкостью;  
32.2 большей вязкостью (смазочные масла, мазут, нефть);

32.3 воды в реках; 32.4 воды в трубопроводах

**33. При ламинарном режиме движения частицы жидкости движутся:**

33.1 хаотично, образуя слоистое движение;

33.2 извилисто, образуя самотечное движение;

33.3 лучеобразно, образуя слоистое движение;

33.4 не перемешиваясь, образуя упорядоченное слоистое движение.

**34. Турбулентным режимом называется такое движение жидкости, при котором частицы жидкости могут осуществлять одно из следующих перемещений:**

34.1 упорядоченное движение; 34.2 поперечные перемещения;

34.3 безвихревое движение; 34.4 установившееся движение

**35. Безразмерный коэффициент  $Re$ , характеризующий режим движения потока, определяется по следующей формуле :**

35.1  $Re = V \cdot v / d$     35.2  $Re = V \cdot d / v$     35.3  $Re = V \cdot \omega / v$  ( $V \cdot d / v$ )

35.4  $Re = m \cdot d / v$

**36. При  $Re > Re_{кр} = 4000$  режим движения :**

36.1 упорядоченный    36.2 хаотичный    36.3 турбулентный    36.4 ламинарный

**37. Для труб некруглой формы характерным линейным размером является:**

37.1 диаметр трубы; 37.2 смоченный периметр ; 37.3 гидравлический радиус;

37.4 эквивалентный радиус

**38. Нижнее критическое число Рейнольдса равно 2320, соответствует:**

38.1 безнапорному движению; 38.2 напорному движению;

38.3 установившемуся движению; 38.4 неравномерному движению

**39. Какому закону подчиняется ламинарное движение жидкости :**

39.1 закону внутреннего трения Ньютона; 39.2 закону Гука;

39.3 закону Бернулли;                    39.4 закону Дарси

**40. Число Рейнольдса для некруглых труб определяют по формуле :**

40.1  $Re = R \cdot V / (\chi \cdot v)$     40.2  $Re = R \cdot V / v$     40.3  $Re = S \cdot V / \chi \cdot \mu$

40.4  $Re = v / (\chi \cdot v)$

**К защите лабораторной работы ответить на вопросы:**

1. Основные параметры, характеризующие движение жидкостей и газов ?

2. В чем заключается геометрический смысл уравнения Бернулли?

3. В чем энергетический смысл уравнения Бернулли?

4. Какой параметр является количественной характеристикой типа движения потока флюида?

5. Что такое критическое значение числа Рейнольдса?

6. Какие виды гидравлических потерь вы знаете при движении флюида?

7. Как определить весовой и объемный расход потока?

8. Что такое живое сечение?

9. Какие виды движения флюида вы знаете?

10. Какие фильтрационно-емкостные параметры вы знаете?

11. Чем отличается параметр проводимости от параметра подвижности флюида?
12. Пояснить физический смысл коэффициента пьезопроводности пласта.
13. Как выглядит уравнение индикаторной линии газовой скважины?
14. О чего зависят коэффициенты **a** и **b** фильтрационного сопротивления в уравнении фильтрации газовой скважины, работающей на стационарном режиме фильтрации?

#### 2.4.5 Оформление результатов лабораторной работы

Оформить отчет по работе, поместив титульный лист на первой странице (приложение А). Титульный лист заполнить в соответствии с наименованием работы, фамилией автора и преподавателя. Пояснительный текст, если необходимо, выполнить в Word редакторе. Оформленная лабораторная работа с решенными задачами и ответами тестов отсылается по электронной почте на проверку, при положительной оценке распечатывается, защищается и сдается преподавателю.

### 2.5 Лабораторная работа №5

#### Рачет потерь в трубопроводной системе

##### 2.5.1 Цель работы

Познакомить с практическими особенностями учета гидравлических потерь при расчетах простых трубопроводов.

##### 2.5.2 Теоретические основы гидравлических расчетов потерь напора в трубопроводной системе

*Потери напора по длине трубы* - это потери напора, возникающие при движении жидкости вдоль стенок трубопровода, зависящие от диаметра ( $d$ ) и длины, скоростного напора и состояния внутренней поверхности трубы, коэффициента гидравлического сопротивления (коэффициента Дарси). Потери напора по длине называются также **линейными потерями**. Потери на трение по длине определяем по формуле Вейсбаха-Дарси (2.45),

$$h_{l+l_{\text{экв}}} = \lambda_{\text{тр}} * (H_1 + l_{\text{экв}}) * v^2 / d * 2 * g \quad (2.45),$$

где коэффициент Дарси для переходной зоны турбулентного движения;  
 $\lambda_{\text{тр}}$ - д.ед  
 $H_1$ - глубина добывающей скважины, м;  
 $L_{\text{экв}}$ - эквивалентная длина местных сопротивлений НКТ (12% от  $H_1$ );  
 $v$ - средняя скорость жидкости по трубе, м/с;

- d- внутренний диаметр НКТ, м;  
g- ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

**Местными сопротивлениями** называются различного рода устройства, при прохождении через которые происходит деформация потока, изменение направления движения жидкости или величины скорости, или того и другого. Зная коэффициент Дарси ( $\lambda_{тр}$ ) можно определить потери напора на трение в гидравлических сопротивлениях из соотношения (2.46):

$$\Sigma h_{п} = \Sigma h_{м} + h_{l+l_{эКВ}}, \text{ м (2.46),}$$

- где  $\Sigma h_{п}$  - общие потери напора в гидравлических сопротивлениях, м;  
 $\Sigma h_{м}$ - местные потери напора, включающие потери на фильтр, м;  
 $h_{l+l_{эКВ}}$  - потери на трение по длине, м  
Местные потери напора ( $\Sigma h_{м}$ ) определяем по формуле Вейсбаха (2.47),

$$h_{ф} = \xi_{м} * v^2 / 2g \text{ (2.47),}$$

- где  $\xi_{м}=0,5$ - коэффициент местных сопротивлений, доли ед.;  
v- скорость фильтрации, м/с;  
g- ускорение свободного падения, равно 9,81 м/с<sup>2</sup>.

**Местные сопротивления** вызывают устройства: краны, задвижки, отводы (колена), внезапное сужение, внезапное расширение, вход в трубу и прочие. Теоретически потери напора в местном сопротивлении рассчитываются по формулам, в которые входит  $\xi$  - **коэффициент местного сопротивления**, значения которого, как правило, устанавливаются экспериментально, для некоторых видов местных сопротивлений коэффициент  $\xi$  рассчитан теоретически. На его величину влияют геометрические размеры, конфигурация устройств местного сопротивления и режим течения жидкости.

Дополнительный член уравнения Бернулли  $hw$  соответствует потерям напора в гидравлических сопротивлениях, которые складываются из суммарных потерь напора в местных сопротивлениях и потерь напора по длине.

Экспериментальный закон, который рассматривает два режима движения жидкости ламинарный и турбулентный был получен Рейнольдсом. Ламинарный режим имеет место при движении жидкости большой вязкости: смазочные масла, мазут, нефть. При ламинарном движении частицы жидкости движутся не перемешиваясь, образуя упорядоченное слоистое движение. Ламинарное движение жидкости подчиняется закону внутреннего трения Ньютона. Эпюра скоростей для ламинарного движения имеет вид параболической формы. При турбулентном движении происходит поперечное перемещение частиц жидкости. Число Рейнольдса – безразмерный коэффициент, который характеризует режим движения потока жидкости и определяется из

соотношения:  $Re = v \cdot d / \nu$  (ню), зависит от скорости потока, живого сечения и кинематической вязкости жидкости. При значении числа Рейнольдса больше 2320 –режим турбулентный, значение коэффициента установлено экспериментально. Нижнее критическое число Рейнольдса 2320-соответствует напорному движению. Таким образом, критерий Рейнольдса является гидродинамической характеристикой потока, по которому устанавливается режим движения. Гидравлический радиус  $R$  –для труб некруглого диаметра есть линейный размер. Число Рейнольдса для труб некруглой формы определяется по формуле (2,48):

$$Re = R \cdot v / \nu, (2.48)$$

где  $R$  –гидравлический радиус;

$v$  –скорость фильтрации;

$\nu$ -кинематическая вязкость.

Запомнить, число Рейнольдса, величина безразмерная, зависит от гидравлического радиуса, скорости фильтрации и кинематической вязкости. Гидравлический уклон всегда положителен.

Шероховатость труб определяется способом их изготовления, материалов из которых трубы и отложения солей на внутренних стенках труб. Единицы измерения эквивалентной шероховатости в мм. На внутренней поверхности трубы имеются неровности, выступы, которые называются *шероховатостью* (виды: абсолютная, относительная шероховатости, относительная гладкость). Коэффициент гидравлического трения в области гладких труб зависит от числа Рейнольдса. В области докватрического сопротивления коэффициент гидравлического трения определяется по формуле Альштуля, в зоне турбулентного течения –по зависимости Блазиуса, для ламинарного течения-по формуле Пуазейля.

Для ламинарного движения жидкости ( $Re < 2320$ ) коэффициент Дарси определяется по формуле Пуазейля : (2.49)

$$\lambda_{тр} = 64 / Re (2.49),$$

Для определения  $\lambda_{тр}$  в зоне турбулентного гладкостенного течения используется зависимость **Блазиуса** в интервале значений числа Рейнольдса 2320-100000 для труб с гладкими стенками по формуле (2.50):

$$\lambda_{тр} = 0,3164 / \sqrt[4]{Re}, (2.50)$$

Для определения в переходной зоне докватрического течения для турбулентного движения жидкости при гидравлическом сопротивлении, удовлетворяющем граничным условиям числа Рейнольдса :

$$20 \cdot d / \Delta \varepsilon < Re < 500 \cdot d / \Delta.$$

Коэффициент  $\lambda_{тр}$  определяется по формуле **Альштуля** (2.51):

$$\lambda_{тр} = 0,11 * (\Delta\varepsilon/d + 68/Re)^{0,25} \quad (2.51),$$

где  $\Delta\varepsilon$  – коэффициент шероховатости, м;

$d$  – диаметр насосно-компрессорных труб, м.

В зоне квадратического сопротивления числа Рейнольдса, удовлетворяющего соотношению:  $Re > 500 * d / \Delta\varepsilon$  коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле (2.52) :

$$\lambda_{тр} = 0,11 * (\Delta\varepsilon/d)^{0,25} \quad (2.52).$$

По методике расчёта трубопроводные системы делятся на две группы простые и сложные. **Простые** системы состоят, как правило, из одной трубы, возможно соединение нескольких труб сравнительно небольшой длины (примерно до 100 м), в которых учитываются все виды гидравлических сопротивлений, но, главное, **с постоянным расходом**. **Сложные системы** состоят из труб разной длины и разных диаметров, соединённых по определённой гидравлической схеме, причём *расход жидкости* на каждом участке *различный* в соответствии с расходами потребителей. Эти системы, как правило, большой длины. Главными гидравлическими сопротивлениями являются **потери по длине**. Потери напора в местных сопротивлениях принимаются равными (5 - 10) % от потерь напора по длине.

### **Расчёт простых трубопроводных систем**

При расчёте простых трубопроводов в зависимости от поставленной задачи, известных и определяемых параметров выделяют **три типа расчётов**.

1 Определение *напора (H) или давления (p)* при известных: расходе жидкости (Q), геометрических размерах трубопровода (длине l, диаметре, местных сопротивлениях на трубопроводе.

2 Определение *расхода (Q)*, или пропускной способности трубопровода, при известных: действующем напоре или давлении (p) в системе; геометрических размерах и установленных местных сопротивлениях.

3 Определение *геометрических размеров* трубопроводов (l; d) <sup>9</sup> *характеристик местных сопротивлений* при известном расходе (Q), действующем напоре (h) или давлении (p). Наиболее трудоёмкой считается задача по определению диаметра (d) трубопровода, так как такой расчёт проводится методом подбора и пересчёта нескольких вариантов.

При расчетах простого трубопровода возможны *два случая: истечение жидкости в атмосферу и истечение подуровень*.

Расчёты простых трубопроводных систем основаны на использовании основного уравнения гидродинамики - уравнения Бернулли.



### 2.5.3 Задания по лабораторной работе

#### Задание 1

Расход воды при температуре 10 °С в горизонтальной трубе кольцевого сечения, состоящей из двух концентрических труб (при  $k_э=0,15$  мм),  $Q=0,0075$  м<sup>3</sup>/с. Внутренняя труба имеет наружный диаметр  $d=0,075$  м, а наружная труба имеет внутренний диаметр  $D=0,1$  м. Найти потери напора на трение на длине трубы  $L=300$  м.

**Решение:** Для того, чтобы найти потери на трение по длине трубы по формуле:  $h_l = \lambda \cdot \frac{l}{d_э} \cdot \frac{v^2}{2g}$ , необходимо найти коэффициент гидравлического трения, эквивалентный диаметр, среднюю скорость воды по трубе, площадь живого сечения, относительную шероховатость трубы и число Рейнольдса.

#### Порядок выполнения задания

1. Находим площадь живого сечения :  $\omega = \pi/4 \cdot (0,1^2 - 0,075^2) = 0,0034$  м<sup>2</sup>

2. Затем находим смоченный периметр живого сечения :

$$\chi = \pi \cdot (0,075 + 0,1) = 3,14 \cdot 0,175 = 0,55 \text{ м}$$

3. Эквивалентный диаметр :  $d_э = 4R = 4\omega/\chi = 4 \cdot 0,0034/0,55 = 2,48 \cdot 10^{-2}$  м.

4. Определяем далее относительную шероховатость :

$$\frac{k_э}{d_э} = 1,5 \cdot 10^{-4} / 2,48 \cdot 10^{-2} = 0,0059$$

5. Средняя скорость течения :  $v = Q/\omega = 0,0075/0,0034 = 2,2$  м/с

6. Число Рейнольдса при  $v = 1,31 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с (табл. данные для всех вариантов) :  
 $Re = v \cdot d_э / \nu = 2,2 \cdot 2,5 \cdot 10^{-2} / (1,31 \cdot 10^{-6}) = 42000$ .

7. Коэффициент гидравлического трения :

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{k_э}{d_э} + 68/Re \right)^{0,25} = 0,11 \cdot (0,0059 + 68/42000)^{0,25} = 0,0284$$

8. С учетом гидравлического сопротивления на трение находим потери по формуле :

$$h_l = \lambda \cdot \frac{l}{d_э} \cdot \frac{v^2}{2g} = 0,0284 \cdot \frac{300 \cdot 2,2^2}{2,48 \cdot 10^{-2} \cdot 2 \cdot 9,81} = 84 \text{ м}$$

Ответ: 84 м

Выполнить расчеты по образцу с учетом исходных данных вариантов (таблица 2.17).

Таблица 2.17- Исходные данные для выполнения задания

вариант	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Qм3/с	0,008	0,007	0,0085	0,0088	0,0087	0,009	0,01	0,011	0,012	0,014
кЭММ	0,15	0,15	0,16	0,16	0,15	0,16	0,15	0,17	0,17	0,16
d,м	0,075	0,075	0,078	0,077	0,076	0,078	0,079	0,077	0,079	0,080
D,м	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Lм	250	260	280	300	290	270	280	300	240	300
вариант	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Qм3/с	0,012	0,013	0,009	0,01	0,011	0,009	0,007	0,0085	0,0088	0,01
кЭММ	0,18	0,16	0,17	0,15	0,17	0,16	0,15	0,17	0,16	0,16
d,м	0,079	0,080	0,078	0,079	0,079	0,075	0,075	0,078	0,077	0,077
D,м	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Lм	240	300	270	280	350	250	260	280	300	250

## Задание 2

Выполнить расчет потерь напора при движении жидкости по стволу скважины. Если известен суточный дебит скважины - 0,005093 м<sup>3</sup>/с, внутренний диаметр насосно-компрессорных труб -0,069 м, коэффициент динамической вязкости жидкости -0,0047 Пас, плотность нефти в стандартных условиях- 850 кг/м<sup>3</sup>, глубина скважины, коэффициент местных сопротивлений, ускорение свободного падения 9,81 м/с<sup>2</sup>, критическое число Рейнольдса 2320.

### Решение:

1.Определение числа Рейнольдса по формуле (2.53):

$$Re=v*\rho*d/\mu \quad (2.53),$$

где v- скорость движения жидкости по трубе, м/с;  
 ρ- плотность нефти в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  
 d- внутренний диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ), м;  
 μ- динамический коэффициент вязкости, Па\*с.

Для того чтобы определить число Рейнольдса, сначала необходимо определить скорость движения жидкости по трубе по формуле (2.54):

$$v=Q/\omega \quad (2.54),$$

где Q<sub>1</sub> суточный дебит, м<sup>3</sup>/с ;  
 ω площадь поперечного сечения НКТ, м<sup>2</sup>.

Скорость движения жидкости по трубе будет определена, если будет известна площадь поперечного сечения НКТ, которая может быть определена по формуле (2.52):

$$\omega = \pi * d_{\text{НКТ}}^2 / 4 \quad (2.52),$$

где  $\pi$ - число Пи -3,14159;

$d$ - внутренний диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ), м

Расчеты :

$$\omega = 3,14159 * 0,069^2 / 4 = 0,003739 \text{ м}^2$$

$$v = Q / \omega = 0,005093 / 0,003739 = 1,362026675 \text{ м/с}$$

$$Re = v * \rho * d / \mu = 1,3620267 * 850 * 0,069 / 0,0047 = 16996$$

2. Определение потерь на трение ( $\Sigma h_n$ ) и коэффициента Дарси ( $\lambda$ )

Для турбулентного движения жидкости по стволу скважины коэффициент потерь на трение будет значительно больше, чем при ламинарном движении. При этом коэффициент  $\lambda_{\text{тр}}$  будет зависеть от числа Рейнольдса в большей степени. Для турбулентного режима движения жидкости выделим **три зоны** различного сопротивления :

Для зоны турбулентного гладкостенного течения при определении  $\lambda_{\text{тр}}$  используется зависимость **Блазиуса** в интервале значений числа Рейнольдса 2320-100000 для труб с гладкими стенками по формуле (2.53):

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,3164 / \sqrt[4]{Re} = 0,3164 / \sqrt[4]{16996} = 0,02771085$$

Эта область зоны турбулентности находится в диапазоне чисел Рейнольдса :  $Re_{\text{кр}} < Re < 20 * d / \Delta$

**Зона переходная доквадратического течения для турбулентного движения жидкости** . Эта область зоны турбулентности находится при гидравлическом сопротивлении, удовлетворяющем граничным условиям числа Рейнольдса :

$$20 * d / \Delta \leq Re < 500 * d / \Delta.$$

Коэффициент  $\lambda_{\text{тр}}$  определяется по формуле **Альштуля** (2.53):

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 * (\Delta \varepsilon / d + 68 / Re)^{0,25} \quad (2.53),$$

где  $\Delta \varepsilon$ - коэффициент шероховатости, м

$d$ - диаметр насосно-компрессорных труб, м

В нашем случае при количестве скважин в батарее  $n = 1$  число Рейнольдса равно 16996, что удовлетворяет условию доквадратического течения :  $20 * d / \Delta \leq Re < 500 * d / \Delta$

Поэтому для нахождения коэффициента Дарси (гидравлического сопротивления) используется формула (12) Альштуля:

**Решение:**

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 * (\Delta \varepsilon / d + 68 / Re)^{0,25} = 0,11 * (0,00019 / 0,069 + 68 / 16996)^{0,25} = 0,0315$$

По коэффициенту Дарси ( $\lambda_{\text{тр}}$ ) можно определить потери напора на трение в гидравлических сопротивлениях из соотношения:

$$\Sigma h_{\text{п}} = \Sigma h_{\text{м}} + h_{\text{л+лэкв}}, \text{ м} \quad (2.54),$$

где  $\Sigma h_p$  - общие потери напора в гидравлических сопротивлениях, м;  
 $\Sigma h_m$  - местные потери напора, включающие потери на фильтр, м;  
 $h_{l+l_{эКВ}}$  - потери на трение по длине, м  
 Местные потери напора ( $\Sigma h_m$ ) определяем по формуле Вейсбаха (2.55),

$$h_{\phi} = \xi_m * v^2 / 2g = 0,5 * (1,362026675)^2 / (2 * 9,81) = 0,04728 \text{ м}$$

Потери на трение по длине определяем по формуле Вейсбаха-Дарси (2.16),

$$h_{l+l_{эКВ}} = 0,031534844 * (1532 + 183,84) * 1,362026675^2 / (0,069 * 2 * 9,81) = 74,15 \text{ м}$$

Теперь найдем общие потери напора просуммируем потери на трение по длине и местные потери, получим:

$$\Sigma h_p = 0,047276 + 74,15 = 74,19 \text{ м}$$

**Ответ :** общие потери составят 74,2 м

Выполнить расчеты общих потерь напора по стволу скважины с исходными данными по своему варианту с учетом представленного образца расчетов. Исходные данные для расчетов второго задания представления в таблице 2.18

Таблица 2.18 - Исходные данные для выполнения задания

вар	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Qм <sup>3</sup> /с	0,008	0,007	0,0085	0,0088	0,0087	0,009	0,01	0,011	0,012	0,014
кэмм	0,15	0,15	0,16	0,16	0,15	0,16	0,15	0,17	0,17	0,16
D НКТ, м	0,075	0,075	0,078	0,077	0,076	0,078	0,079	0,077	0,079	0,080
Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	850	834	812	844	856	835	881	867	852	844
Динамический коэффициент вязкости, Па*с	0,044	0,035	0,047	0,022	0,035	0,047	0,027	0,056	0,05	0,058
Коэффициент шероховатости Δэ	0,00019	0,0002	0,00019	0,0002	0,00019	0,0002	0,00019	0,0002	0,00019	0,0002
ξ <sub>м</sub> коэффициент местных сопротивлений	0,5	0,52	0,48	0,5	0,51	0,5	0,52	0,48	0,5	0,51
вар	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Qм <sup>3</sup> /с	0,012	0,013	0,009	0,01	0,011	0,009	0,007	0,0085	0,0088	0,01
кэмм	0,18	0,16	0,17	0,15	0,17	0,16	0,15	0,17	0,16	0,16
d, м	0,079	0,080	0,078	0,079	0,079	0,075	0,075	0,078	0,077	0,077
Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	852	833	812	841	855	835	881	867	852	840
Динамический коэффициент вязкости, Па*с	0,040	0,036	0,047	0,022	0,035	0,047	0,027	0,056	0,05	0,058
Коэффициент шероховатости Δэ	0,00019	0,0002	0,00019	0,0002	0,00019	0,0002	0,00019	0,0002	0,00019	0,0002
ξ <sub>м</sub> коэффициент местных сопротивлений	0,5	0,52	0,48	0,5	0,51	0,5	0,52	0,48	0,5	0,51

#### 2.5.4 Контроль основных понятий по результатам опроса и тестирования

**1. Актуальная мгновенная скорость турбулентного потока состоит из следующих составляющих :**

- 1.1 поперечной и наружной составляющих;
  - 1.2 продольной и поперечной составляющих;
  - 1.3 продольной, окружной составляющих и поперечных, меняющихся во времени;
  - 1.4 продольной и окружной составляющих, не меняющихся во времени
- 2. Укажите факторы, влияющие на шероховатость труб:**
- 2.1 способ изготовления и материал, отложение солей;
  - 2.2 материал труб;
  - 2.3 толщина ламинарного подслоя;
  - 2.4 толщина турбулентного подслоя
- 3. В области гидравлически гладких труб коэффициент гидравлического трения зависит от следующих факторов:**
- 3.1 абсолютной шероховатости; 3.2 относительной шероховатости;
  - 3.3 числа Рейнольдса; 3.4 нет правильного ответа
- 4. В области докватрического сопротивления коэффициент гидравлического трения вычисляется по формуле:**
- 4.1 Шифринсона 4.2 Альштуля; 4.3 Блазиуса; 4.4 Конакова
- 5. В сложных местных сопротивлениях происходят следующие явления:**
- 5.1 деформация потока (50 %); 5.2 разложение потока;
  - 5.3 разложение частиц; 5.4 интенсивное вихреобразование (50 %).
- 6. Единицы измерения эквивалентной шероховатости:**
- 6.1 мм; 6.2 метры; 6.3 см; 6.4 Нм
- 7. Эпюра скоростей для ламинарного режима потока имеет вид:**
- 7.1 конической формы; 7.2 гиперболической формы; 7.3 параболической формы; 7.4 прямолинейной формы
- 8. Коэффициент объемного сжатия в системе СИ измеряется:**
- 8.1  $\text{м}^2/\text{Н}$  (50 %); 8.2  $1/\text{Па}$  (50 %); 8.3  $\text{Н}/\text{м}^2$ ; 8.4  $\text{см}^2/\text{кгс}$
- 9. Каким может быть гидравлический уклон:**
- 9.1 положительным и отрицательным; 9.2 положительным;
  - 9.3 отрицательным; 9.4 всегда отрицательным
- 10. Потери напора по длине трубы постоянного диаметра определяются по формуле:**
- 10.1 Дарси 10.2 Вейсбаха 10.3 Дарси-Вейсбаха 10.4 Альштуля
- 11. От каких безразмерных величин может зависеть коэффициент гидравлического сопротивления:**
- 11.1 коэффициент гидравлического трения; 11.2 коэффициент Рейнольдса;
  - 11.3 коэффициент сопротивления гладких труб;
  - 11.4 коэффициент абсолютной эквивалентной шероховатости
- 12. Участки трубопровода с местными сопротивлениями:**
- 12.1 вентили, задвижки, тройники, колена; 12.2 гладкие трубы круглого сечения; 12.3 трубы квадратного сечения;
  - 12.4 вентили, трубы различного сечения
- 13. Зона деформации потока в районе местного сопротивления по сравнению с общими сопротивлениями длиной трубы:**

13.1 потери сопоставимы; 13.2 деформация потока местного сопротивления мала по сравнению с длиной трубы; 13.3 нет правильного ответа; 13.4 деформация потока в районе местного сопротивления больше, чем деформация по длине трубы

**14. От каких безразмерных величин может зависеть коэффициент гидравлического сопротивления:**

14.1 числа Рейнольдса (50 %); 14.2 коэффициента шероховатости; 14.3 относительной шероховатости стенок трубы (50 %) 14.4 от абсолютной эквивалентной шероховатости

**К защите лабораторной работы ответить на вопросы:**

1. Какими параметрами описывается шероховатость трубы и как она влияет на гидравлическое сопротивление?
2. Как определяется коэффициент гидравлического сопротивления, и от каких параметров он зависит?
3. По какой формуле определяются потери напора по длине трубы постоянного диаметра?
4. Какой параметр является количественной характеристикой типа движения потока флюида и зависит ли от него коэффициент гидравлического сопротивления?
5. Сколько зон деформации турбулентного потока учитывается при оценке потерь напора (местных и на трение) и каким образом определяется коэффициент Дарси для разных зон?
6. Какие виды гидравлических потерь вы знаете при движении флюида?
7. По какой формуле определяется коэффициент Дарси для докватричной области потока?
8. Что учитывает формула Дарси-Вейсбаха при движении турбулентного потока флюида?
9. Какие потери напора жидкости при движении по горизонтальной трубе доминируют при учете потерь?
10. Кокой параметр определяется по формуле Пуазейля?

#### 2.5.5 Оформление результатов лабораторной работы

Оформить отчет по работе, поместив титульный лист на первой странице (приложение А). Титульный лист заполнить в соответствии с наименованием работы, фамилией автора и преподавателя. Пояснительный текст, если необходимо, выполнить в Word редакторе. Оформленная лабораторная работа с решенными задачами и ответами тестов отправляется по электронной почте на проверку, при положительной оценке распечатывается, защищается и сдается преподавателю.

## 2.6 Лабораторная работа №6

### Стационарные исследования газовых скважин методом индикаторной диаграммы

#### 2.6.1 Цель работы

Научить студентов методам обработки индикаторных диаграмм для оценки продуктивности газовой скважины на стационарных режимах фильтрации.

#### 2.6.2 Теоретические основы стационарного метода исследования газовых скважин

Гидродинамические методы исследования скважин (ГДИ) применяются для *определения физических свойств и продуктивности пластов-коллекторов, выявляя характер связи дебитов скважин с давлением в пластах*. Установив фактическую зависимость дебитов от перепадов давлений в скважинах, можно решить уравнения притока относительно искомым параметров пласта и скважин. Применяют *три основных метода ГДИ* скважин и пластов:

- *метод установившихся отборов жидкости из скважин;*
- *изучение восстановления пластового давления;*
- *определение взаимодействия (интерференции) скважин.*

Все промысловые ГДИ методы исследования скважин можно разделить на три группы: методы исследования скважин при установившихся режимах работы, на неустановившихся режимах и методы исследования пластов по взаимодействию скважин (гидропрослушивание).

Параметры, определяемые в методе установившихся отборов газовой скважины (так называемого метода пробных откачек).

Исследование скважин при стационарных режимах фильтрации, часто называемое методом установившихся отборов, базируется на связи между установившимися забойными (устьевыми) давлениями и дебитом газа на различных режимах и позволяет определить следующее:

- 1) зависимость дебита газа от депрессии на пласт и давления на устье;
- 2) изменение забойного и устьевого давлений и температур от дебита скважин;
- 3) оптимальные рабочие дебиты газа и причины их ограничений;
- 4) уравнение притока газа к забою скважины;
- 5) коэффициенты фильтрационного сопротивления, применяемые для определения продуктивной характеристики скважины и призабойной

зоны пласта, расчета технологического режима и оценки эффективности методов интенсификации притока газа;

6) абсолютно свободный и свободный дебиты газа, используемые для оценки возможностей пласта и скважины;

7) условия разрушения призабойной зоны, скопления примесей на забое и их выноса из скважины; количество выносимых твердых частиц и жидкости (воды и конденсата) в зависимости от депрессии на пласт;

8) технологический режим работы скважин с учетом различных факторов;

9) изменение давления и температуры в стволе скважины в зависимости от дебита;

10) коэффициент гидравлического сопротивления труб;

11) эффективность таких ремонтно-профилактических работ, как интенсификация, крепление призабойной зоны, дополнительная перфорация, замена фонтанных труб и др.

Современные модификации метода исследования на стационарных режимах фильтрации при длительной стабилизации давления и дебита делятся на: изохронный и ускоренно-изохронный методы, экспресс-метод исследования скважин, метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов. Все они преследуют цель определения истинных значений коэффициентов фильтрационных сопротивлений. Преследует цель оценить влияние фильтрационно-емкостных параметров пласта, несовершенства скважины по характеру и степени вскрытия, а также геометрии притока, на фильтрационно-емкостные свойства.

В подземной гидравлике обосновывается описание процесса фильтрации флюида двучленной формулой (2.56):

$$P_k - P_c = a * Q + b * Q^2 \quad (2.56)$$

По существу, это есть аппроксимация индикаторной линии полиномом второй степени. При малых значениях  $Q$  второе слагаемое в мало. При увеличении  $Q$  оно увеличивается пропорционально квадрату  $Q$ . Уравнение притока флюида преобразуется в прямую линию делением всех членов на  $Q$ , получим уравнение типа 2.57:

$$(P_k - P_c) / Q = a + b * Q \quad (2.57)$$

### Способы обработки индикаторной кривой

Уравнение притока газа к забою скважины имеет аналогичный (2.57) вид (2.58)

$$\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = a Q \gamma + b Q \gamma^2, \quad (2.58)$$



где  $P_{пл}$  и  $P_{заб}$  — пластовое и забойное давления, МПа;

$a$  и  $b$  — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пористой среды и конструкции забоя скважины;

$Q_r$  — дебит газа в тыс. м<sup>3</sup>/сут (при атмосферном давлении и  $T_{ст}$ ).

Пластовое давление можно определить из двучленного уравнения притока, извлекая корень квадратный из правой части:

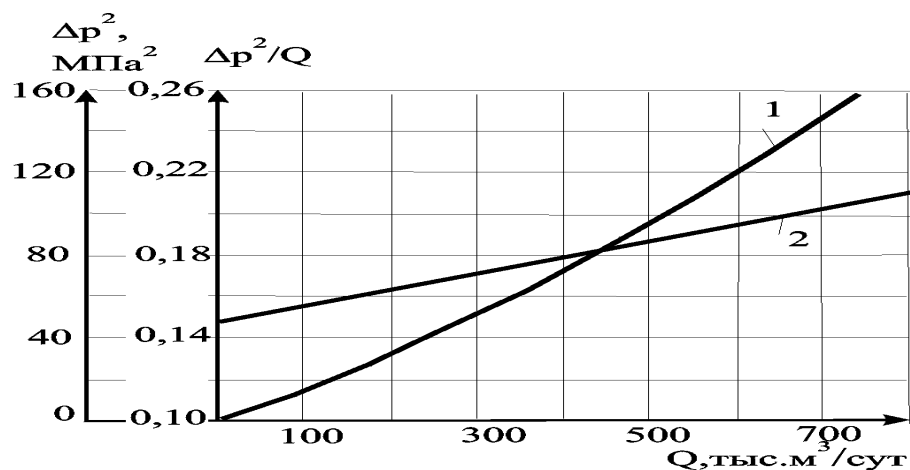
$$P_{пл}^2 = aQ_r + bQ_r^2 + P_{заб}^2 \quad (2.59)$$

Уравнение характеризует зависимость потерь давления в пласте от дебита газа, представляет собой уравнение параболы (рисунок 2.8, кривая 1), называемой индикаторной кривой (ИК).

Линеаризация уравнения притока и определение коэффициентов. Зависимость  $\Delta P^2$  от  $Q$  не линейная (рисунок 2.8, кривая 1), поэтому её линеаризуют путем деления на  $Q$ . Для каждого режима вычисляют  $\Delta P^2/Q$ , полученные значения наносят на график (рисунок 2.8, кривая 2).

Через нанесённые точки проводят прямую линию. Значения коэффициента  $a$  определяют по отрезку, отсекаемому этой прямой на оси ординат, а значение  $b$  — как тангенс угла наклона прямой к оси абсцисс. Коэффициенты  $a$  и  $b$  можно вычислить по методу наименьших квадратов.

Исследование газовых скважин, работающих фонтанным способом эксплуатации, методом стационарных исследований проводится с целью оценки продуктивности скважины и установления закона фильтрации газа.



1 —  $\Delta P^2 = p_{пл}^2 - p_z^2 - \rho$  (ид. газ); 2 —  $\Delta P^2 / Q - \rho$  (ид. газ)

Рисунок 2.8 — Индикаторные диаграммы газовой скважины

Дебит газа при установившемся режиме фильтрации можно рассчитать двумя способами: по показаниям расходомера методом сужения струи газа по дифференциальному манометру до критического течения и по диафрагменному измерителю критического течения (ДИКТа).

Расчет забойного давления (если есть показания затрубного манометра) выполняется по неподвижному столбу газа, при этом затрубье закрыто, газ поступает через НКТ (насосно-компрессорные трубы). Если данных затрубного манометра нет, то забойное давление рассчитывается по подвижному столбу газа, используя показания буферного манометра (на головке скважины).

Пластовое давление рассчитывается по среднему статическому давлению на устье скважины.

Индикаторная кривая (ИК) строится в координатах  $P_{пл}^2 - P_{заб}^2$  (размерность МПа<sup>2</sup>) от  $Q_g$  (размерность тыс. м<sup>3</sup>/сут). Уравнение притока имеет вид, (2.58).

Для определения коэффициента **a**, поделим левую и правую части уравнения (2.59) на  $Q_g$ , получим  $\Delta P^2 / Q_g = a + b Q_g$ , (2.60) где зависимость (2.60) будет представлять уравнение прямой линии в координатах  $\Delta P^2 / Q_g$  от  $Q_g$ . Отрезок пересечения прямой с координатной осью ОУ даст значение коэффициента **a**, а тангенс угла наклона прямой будет характеризовать коэффициент **b**.

Тем самым будет определено уравнение притока газа на стационарном режиме фильтрации.

Вид индикаторной диаграммы в случае плоскорадиального течения газа в недеформированном пласте по закону Дарси выглядит как на рисунке 2.9.



Рисунок 2.9 – Вид идеальной индикаторной диаграммы для идеального газового пласта

*Для любознательных.* Абсолютно-свободный дебит газа -это дебит, который давала бы совершенная скважина при давлении на забое равном 0,1 МПа. Абсолютно-свободный дебит характеризует продуктивные возможности пласта, можно оценить по формуле (2.61).

$$Q_{a.c.} = \frac{\sqrt{a^2 + 4b(p_{nl}^2 - 1)} - a}{2b} \quad (2.61),$$

где  $Q_{a.c.}$ - абсолютно-свободный дебит газа, тыс.м<sup>3</sup>/с;

**a** и **b** - коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пористой среды, конструкции забоя скважины и ее несовершенства;

$P_{пл}$  - пластовое давление, МПа.

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений **a** и **b** из уравнения притока газа при нелинейном двучленном законе фильтрации на стационарных режимах можно определить аналитическим путем, используя принятые формулы в подземной газовой динамике:

$$a = 118 * \mu * z * P_{ат} * T_{пл} / [\pi * k * h * T_{ст}] * \ln(R_k / R_c), \quad (2.62)$$

где  $\mu$ -динамическая вязкость флюида, мПас;

$P_{ат}=1,033$ кгс/см<sup>2</sup>- стандартное атмосферное давление;

$T_{пл}$ ,  $T_{ст}$ - пластовая и стандартная температуры ( $T_{ст}=293,15$ ), К;

$k$ - коэффициент проницаемости пласта, Д;

$h$ - толщина продуктивного пласта, м;

$R_k$ ,  $R_c$  – радиусы контура питания и скважины, м.

$$b = 13.92 * 10^{-10} * \rho_{ст} * P_{ат} * z * T_{пл} * (1/R_c - 1/R_k) / (2 * \pi^2 * l * h^2 * T_{ст}), \quad (2.63)$$

где  $\rho_{ст}$ - плотность газа при стандартных условиях ( $P_{ат}=1,033$ кгс/см<sup>2</sup>,  $T_{ст}=293,15$  К), кг/м<sup>3</sup>;

$l$ - коэффициент макрошероховатости породы, м (среднее значение для ОНГКМ можно принять  $0,235 * 10^{-11}$ м);

Все расчеты выполнять без учета коэффициента гидравлического сопротивления в НКТ.

В результате проведения ГДИ исследований определяются фильтрационные параметры пласта и скважины: коэффициент продуктивности, гидропроводность, проводимость, подвижность, комплексный параметр пьезопроводности и так далее.

Расчет дебита на стационарном режиме радиальной фильтрации газа описывается уравнением (2.64) :

$$Q = 2\pi kh * (P_{пл}^2 - P_{заб}^2) / \mu \ln(R_k / r_{с пр}), \quad (2.64)$$

где величина  $P_{пл}^2 - P_{заб}^2$  равна разности квадратов между пластовым и забойным давлениями, Па<sup>2</sup>;

$\pi=3,14$ ;

$k$  - проницаемость, мкм<sup>2</sup>;

$h$  - эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в скважине, м;

$\mu$  - вязкость пластовой нефти, мПас,

$r_{с пр}$ - приведенный радиус скважины, м;

$R_k$  - радиус контура питания, м (равен половине расстояния между скважинами для разрабатываемых залежей, для поисково-разведочной скважины определяется расчетным путем по формуле (2.65):

$$R_k = 1,5 - 1,8 * \sqrt{\chi t}, \quad (2.65),$$

где  $\chi$ - коэффициент пьезопроводности, м<sup>2</sup>/с;  
t- время работы скважины, с.

Коэффициент пьезопроводности определяется из соотношения (2.66),

$$\chi = k / \mu (m\beta_{ж} + \beta_{с}) \quad (2.66)$$

где m - эффективная пористость. доли ед;  
 $\beta_{ж}$ - сжимаемость флюида, 1/МПа;  
 $\beta_{с}$  - сжимаемость среды (породы), 1/МПа.

Вид индикаторной диаграммы в случае плоскорадиального течения несжимаемого флюида в недеформированном газовом пласте представлен на рисунке 2.9.

### 2.6.3 Задания по лабораторной работе

#### **Задание 1**

На стационарных режимах фильтрации газа при фонтанном способе эксплуатации в скважине 1 в интервале глубин 3508-3514 м получен приток на разных режимах: на 8 мм штуцере - газа 86,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут, 62 тыс.м<sup>3</sup>/сут - на 5 - мм, 36 тыс.м<sup>3</sup>/сут - на 3-мм штуцерах. Результаты испытания на стационарных режимах фильтрации по вариантам приведены в таблице 2.19 по вариантам. Оценить среднюю продуктивность газовой скважины, подобрать уравнение притока газа, определить графическим способом коэффициенты **а** и **в**. Построить индикаторную кривую (ИК). Оценить фильтрационно-емкостные параметры: проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность.

#### **Порядок работы:**

*Первый этап.*

Заполнить в расчетной таблице 2.19 графу [7], используя графы [3]. [4] и [6] своего варианта.

*Второй этап.*

Оценить среднюю продуктивность газовой скважины по всем штуцерам.

*Третий этап.*

Построить индикаторную линию в электронной таблице Excel на компьютере в координатах  $\Delta P^2$  от  $Q_g$ . Подобрать уравнение регрессии и оценить коэффициент корреляции.

*Четвертый этап.*

Построить индикаторную линию в координатах  $\Delta P^2 / Q_g$  от  $Q_g$ . По графику типа рисунка 2.8 кривая 2 определить коэффициенты фильтрации: **а** и **в**. Дать физическую смысловую характеристику этим коэффициентам.

*Пятый этап .*

Оценить фильтрационно-емкостные параметры призабойной зоны. Исходные данные для расчетов по вариантам представлены в таблице 2.19.

Таблица 2.19- Исходные данные для расчета продуктивности газовой скважины

Вариант	Штуцер, мм	Давление, МПа		Т, °С	Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Продуктивность *, тыс.м <sup>3</sup> /сутМПа <sup>2</sup>
		забойное	депрессия			
1	2	3	4	5	6	7
1	8	26,6	11,3	70	80,3	
	5	30,2	7,46		67	
	3	33,9	3,83	69	39	
2	8	26,6	11,3	70	80,3	
	5	30,2	7,46		67	
	3	33,9	3,83	69	39	
3	8	26,6	11,8	70	80,3	
	5	30,2	8,44		67	
	3	33,9	4,13	69	39	
4	8	26,6	11	70	86,2	
	5	30,2	7,66		69	
	3	33,9	3,92	69	41	
5	8	25,6	13,3	70	80,0	
	5	31,1	8,11		65	
	3	32,9	6,85	69	39,1	
6	8	25,6	13,3	70	81,1	
	5	31,2	7,86		68	
	3	34,9	4,1	69	37	
7	8	24,6	10,3	70	55,8	
	5	28,2	6,76		43	
	3	31,9	3,11	69	30,19	
8	8	26,6	11,3	70	85,2	
	5	30,2	7,76		69,1	
	3	33,9	4,03	69	39,4	
9	8	26,5	11,5	70	78,1	
	5	30,9	7,66		66,1	
	3	32,9	5,72	69	37,4	
10	8	26,6	11,7	70	88,3	
	5	30,2	8,11		71	
	3	33,9	4,61	69	42	
11	8	26,5	13,3	70	66	
	5	32,2	7,49		57	
	3	34,9	5,03	69	30	
12	8	26,6	11,3	70	80,3	
	5	30,2	7,46		67	
	3	33,9	3,83	69	39	
13	8	25,4	11,3	70	81,3	
	5	29,2	7,46		68	
	3	32,9	3,83	69	38	
14	3	28,1	10,94	70	31	
	5	31	8,25		56	

Продолжение таблицы 2.19

1	2	3	4	5	6	7
	8	29,4	7,81	69	85	
15	8	27,4	10,8	70	88,5	
	6	30,5	8,14		71	
	3	34,2	4,1	69	42	
16	8	27,5	10,2	72	86,0	
	5	30,2	7,46		62,2	
	3	33,9	3,83	71	36,1	
17	7	27	10	72	96,0	
	5	30,1	7,44	70	72,2	
	3	32,9	4,85	71	40,1	
18	8	26,6	12,3	70	81,1	
	5	31,2	7,86		68	
	3	34,1	4,99	69	37	
19	8	25,1	13,5	70	83,1	
	6	31,1	7,86	70	69	
	3	34,7	3,99	69	39	
20	8	27,6	12,3	70	181,1	
	5	32,2	7,86	69	167	
	3	35,9	3,99	69	123	
21	8	38	12,5	55	86,4	
	6	41	10,5	55	62	
	3	43	8	55	36	

Образец выполнения задания :

1. Заполним таблицу 2.20 для построения индикаторных линий по своему варианту

Таблица 2.20-Вспомогательная для построения индикаторных линий

21	штуцер, мм	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	t, град. °C	Q тыс.м <sup>3</sup>	Рпл <sup>2</sup> МПа <sup>2</sup>	Рзаб <sup>2</sup> , МПа <sup>2</sup>	Рпл <sup>2</sup> -Рзаб <sup>2</sup>	в	а
вар	0	0	0		0	0	0	0	0,000	0,0
	3	51	43	55	36	2601	1849	752	0,0478	20,9
	6	51,5	41	55	62	2652	1681	971	0,0638	15,7
	8	50,5	38	55	86,4	2550	1444	1106	0,0781	12,8

2. Оценим среднюю продуктивность газовой скважины по всем штуцерам как среднее арифметическое значение.

3. Построим индикаторную линию в электронной таблице Excel на компьютере в координатах  $\Delta P^2$  от  $Q_g$ , рисунок 2.9. Подберем уравнение регрессии и оценим коэффициент корреляции.

4. Построим индикаторную линию в координатах  $\Delta P^2 / Q_g$  от  $Q_g$ , рисунок 2.10. По графику типа рисунка 2.10 определим коэффициенты фильтрации **а** и **в**. Дать физическую смысловую характеристику этим коэффициентам и определить их по желанию по формулам 2.62 и 2.63. Сравнить значения, определенные аналитическим и графическими способами.



Рисунок 2.10- Индикаторная линия газовой скважины в координатах P<sub>пл</sub><sup>2</sup>-P<sub>заб</sub><sup>2</sup> от Q

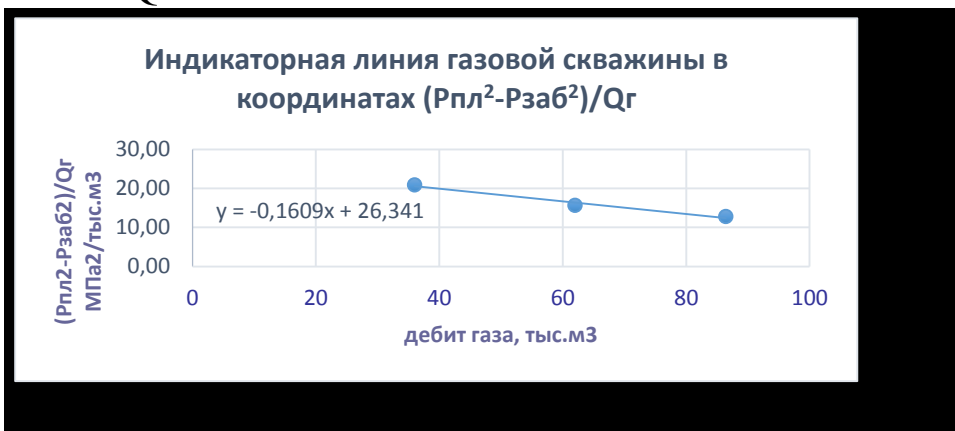


Рисунок 2.11-Индикаторная линия газовой скважины в координатах (ΔP<sup>2</sup>)/ Q от Q

Определенное уравнение притока  $(\Delta P^2)/Q = -0,1609Q + 26,341$ , определяет коэффициенты  $b = -0,1609$ ,  $a = 26,341$ .

5. Оценить фильтрационно-емкостные параметры призабойной зоны газовой скважины по формулам: 2.61, 2.64 - 2.66 самостоятельно.

### Задание 2

Рассчитать дебит газовой скважины, работающей долгое время 256 суток на стационарном режиме, используя формулу 2.67. Коэффициенты сжимаемости породы и флюида для всех вариантов взять равными:

$$\beta_{г} = 10^{-5} 1/\text{МПа}, \quad \beta_{п} = 3,8 \cdot 10^{-5} 1/\text{МПа}.$$

$$Q = 2\pi kh * (P_{пл}^2 - P_{заб}^2) / \mu \ln(R_k / r_{с пр}), \quad (2.67)$$

где величина  $P_{пл}^2 - P_{заб}^2$  равна разности квадратов между пластовым и забойным давлениями, Па<sup>2</sup>;

$$\pi = 3,14;$$

k - проницаемость, мкм<sup>2</sup>;

h - эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в скважине, м;

μ - вязкость пластовой нефти, мПас,

r<sub>с пр</sub> - приведенный радиус скважины, м;

$R_k$  - радиус контура питания, м (равен половине расстояния между скважинами для разрабатываемых залежей, для поисково-разведочной скважины определяется расчетным путем по формуле (2.65):

$$R_k = 1,5 - 1,8 * \sqrt{\chi t}, \quad (2.65),$$

где  $\chi$ - коэффициент пьезопроводности, м<sup>2</sup>/с;

t- время работы скважины, с.

Коэффициент пьезопроводности определяется из соотношения (2.66),

$$\chi = k / \mu (m \beta_j + \beta_c) \quad (2.66),$$

Исходные данные для расчетов дебита по вариантам приведены в таблице 2.21

Таблица 2.21- Исходные данные и результаты расчетов второго задания

Вариант	Штуцер, мм	Давление, МПа		k, мкм <sup>2</sup>	$\mu$ мПа·с	m доли ед.	Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут
		забойное	депрессия				
1	2	3	4	5	6	7	8
1	8	26,6	11,3	0,052	4,5	0,12	
	5	30,2	7,46				
	3	33,9	3,83				
2	8	26,6	11,3	0,018	2,7	0,18	
	5	30,2	7,46				
	3	33,9	3,83				
3	8	26,6	11,8	0,088	11,6	0,09	
	5	30,2	8,44				
	3	33,9	4,13				
4	8	26,6	11	0,005	1,8	0,11	
	5	30,2	7,66				
	3	33,9	3,92				
5	8	25,6	13,3	0,022	3,9	0,15	
	5	31,1	8,11				
	3	32,9	6,85				
6	8	25,6	13,3	0,105	7,9	0,19	
	5	31,2	7,86				
	3	34,9	4,1				
7	8	24,6	10,3	0,028	3,7	0,13	
	5	28,2	6,76				
	3	31,9	3,11				
8	8	26,6	11,3	0,08	10,6	0,09	
	5	30,2	7,76				
	3	33,9	4,03				
9	8	26,5	11,5	0,008	2,8	0,11	
	5	30,9	7,66				
	3	32,9	5,72				
10	8	26,6	11,7	0,022	2,9	0,15	
	5	30,2	8,11				
	3	33,9	4,61				



Продолжение таблицы 2.21

1	2	3	4	5	6	7	8
11	8	26,5	13,3	0,05	4,6	0,12	
	5	32,2	7,49				
	3	34,9	5,03				
12	8	26,6	11,3	0,088	2,9	0,18	
	5	30,2	7,46				
	3	33,9	3,83				
13	8	25,4	11,3	0,088	11,6	0,09	
	5	29,2	7,46				
	3	32,9	3,83				
14	3	28,1	10,94	0,005	1,8	0,11	
	5	31	8,25				
	8	29,4	7,81				
15	8	27,4	10,8	0,022	3,9	0,15	
	6	30,5	8,14				
	3	34,2	4,1				
16	8	27,5	10,2	0,105	7,9	0,19	
	5	30,2	7,46				
	3	33,9	3,83				
17	7	27	10	0,028	3,7	0,13	
	5	30,1	7,44				
	3	32,9	4,85				
18	8	26,6	12,3	0,058	3,4	0,13	
	5	31,2	7,86				
	3	34,1	4,99				
19	8	25,1	13,5	0,022	3,9	0,15	
	6	31,1	7,86				
	3	34,7	3,99				
20	8	27,6	12,3	0,105	7,9	0,19	
	5	32,2	7,86				
	3	35,9	3,99				

#### 2.6.4 Контроль основных понятий по результатам опроса и тестирования

##### 1. Каким законам подчиняются основные физические величины фильтрационных полей :

- 1.1 законам Ньютона; 1.4 законам астрономии;
- 1.2 законам сохранения массы, импульса и энергии;
- 1.3 законам математики.

##### 2. Что характеризует коэффициент сжимаемости газа $\alpha$ :

- 2.1 степень отклонения законов жидкости от законов газа ;
- 2.2 степень отклонения состояния малосжимаемой жидкости от законов идеального газа;
- 2.3 степень отклонения состояния реального газа от законов идеального газа;
- 2.4 степень отклонения состояния идеального газа от законов реального газа;

**3. Как изменится коэффициент вязкости газа при увеличении давления:**

- 3.1 увеличится; 3.2 останется неизменным;  
3.3 уменьшится; 3.4 будет определяться координатой.

**4. От чего будут зависеть характеристики течения флюида в плоскорадиальном одномерном потоке:**

- 4.1 от расстояния  $r$  для данной точки от оси скважины;  
4.2 от координаты; 4.3 от гидравлического радиуса;  
4.4 от смоченного периметра.

**5. От чего будут зависеть характеристики течения флюида в прямолинейном - параллельном одномерном потоке:**

- 5.1 от расстояния  $r$  для данной точки от оси скважины;  
5.2 от отсчитываемой координаты;  
5.3 от расстояния  $r$  для данной точки до центра полусферы;  
5.4 от растяжения жидкости.

**6. По какому закону будет изменяться давление в потоке газа для плоско-радиального течения жидкости:**

- 6.1 по линейному закону; 6.2 по параболическому закону;  
6.3 по квадратичному закону; 6.4 по заданному закону.

**7. Как будет изменяться градиент давления в потоке газа для прямолинейно-параллельного одномерного потока:**

- 7.1 увеличиваться; 7.2 уменьшаться;  
7.3 остается неизменным; 7.4 сначала увеличивается, потом уменьшается.

**8. Зависит ли объемная скорость от координаты в потоке газа для прямолинейного-параллельного потока:**

- 8.1 зависит; 8.2 не зависит; 8.3 определяется лучом;  
8.4 сначала увеличивается, потом уменьшается.

**9. Зависит ли объемный расход в потоке газа для прямолинейного-параллельного потока от координаты:**

- 9.1 не зависит; 9.2 зависит; 9.3 определяется лучом;  
9.4 сначала увеличивается, потом уменьшается.

**10. Как изменяется средневзвешенное давление в потоке жидкости и газа для прямолинейного-параллельного одномерного потока:**

- 10.1 в потоке газа будет меньше, чем для жидкости;  
10.2 для потока газа и жидкости будет одинаковым;  
10.3 в потоке газа будет больше, чем для жидкости;  
10.4 для потока газа и жидкости будет турбулентным.

**11. От чего зависит вид индикаторной линии:**

- 11.1 закона фильтрации; 11.2 геометрии потока фильтрации;  
11.3 от характеристик потока флюида;  
11.4 от характеристик коллектора.

**12. Что такое коэффициент продуктивности газовой скважины:**

- 12.1 отношение перепада давления к массовому дебиту;  
12.2 отношение перепада давления к объемному дебиту;  
12.3 отношение объемного дебита к перепаду давления;

12.4 отношение объемного дебита к разности квадратов перепада давления.

**13. Зависит ли дебит газа при плоскорадиальном потоке от радиуса контура питания и радиуса скважины:**

13.1 существует слабая зависимость; 13.2 не зависит;

13.3 определяется только перепадом давления;

13.4 определяется скоростью фильтрации потока.

**14. Как будет зависеть скорость фильтрации газа при радиально-сферическом потоке от координаты скважины:**

14.1 будет обратно пропорциональна координате;

14.2 будет обратно пропорциональна координате в квадрате;

14.3 будет прямо пропорциональна координате;

14.4 будет прямо пропорциональна координате в квадрате;

**15. Общее уравнение притока флюида:**

15.1  $Q=K*(P_k-P_c)^n$  15.2  $Q=K*(P_k-P_c)$  15.3  $Q=K*(P_k-P_c)^{0.5}$  15.4  $Q=K*(P_k-P_c)^2$

**16.  $\partial^2 P/\partial r^2 + 1/r * \partial p/\partial r = 0$**

16.1 есть уравнение нестационарной фильтрации и пьезопроводность;

16.2 есть уравнение стационарной пьезопроводности флюида;

16.3 есть уравнение пьезопроводности для стационарной фильтрации для радиального притока газа;

16.4 есть уравнение фильтрации несжимаемой жидкости и поля давления

**17. Какие модификации методов исследования на стационарных режимах фильтрации при длительной стабилизации давления и дебита вы знаете?**

17.1 метод кривой стабилизации давления, изохронный метод исследования;

17.2 методы изохронный, ускоренно-изохронный, монотонно-ступенчатого измерения дебита, экспресс-метод;

17.3 методы исследования КСД, КВД, ИК, КПД

17.4 методы дебитометрии, барометрии, термометрии

**18. Изохронный метод исследования скважин на стационарных режимах фильтрации это:**

18.1 При каждом режиме исследования скважина эксплуатируется одно и тоже время ;

18.2 При каждом режиме исследования время эксплуатации зависит от забойного давления;

18.3 При каждом режиме исследования пластовое давление и время эксплуатации одно и тоже;

18.4 На каждом режиме происходит неполная стабилизация с одинаковым временем и с полным восстановлением до статического давления после каждого режима.

**19. В чем заключается достоинство изохронного метода исследования скважин на стационарном режиме фильтрации?**

19.1 Более точно определяет забойное давление и дебит, чем метод установившихся отборов;

19.2 По сравнению с методом установившихся отборов исследование скважин метод позволяет за счет сокращения времени работы на режимах практически в два раза уменьшить общее время испытания;

19.3. По сравнению с методом установившихся отборов исследование скважин метод позволяет за счет сокращения времени работы на режимах практически в три раза уменьшить общее время испытания

19.4 по сравнению с методом установившихся отборов уменьшает общее время испытания

## **20. В чем заключается недостаток изохронного метода исследования скважин на стационарном режиме фильтрации?**

20.1 Наблюдается снижение эффективности применения метода из-за значительного времени восстановления давления между режимами и времени стабилизации давления и дебита;

20.2 Никакого нет преимущества по сравнению с методом установившихся отборов;

20.3 Несоизмеримы время восстановления давления до  $P$  ст и время стабилизации давления и дебита на режимах;

20.4 Наблюдается снижение эффективности применения метода из-за значительного времени восстановления давления между режимами.

## **21. Чем отличается ускоренно-изохронный метод от изохронного метода исследования скважин на стационарном режиме фильтрации?**

21.1 Исследование проводится, как и при изохронном методе, только при переходе на следующий режим скважину закрывают и не ждут восстановления давления;

21.2 Доводят исследование до условного давления, которое определяют по КВД;

21.3 Частный случай метода изохронного исследования на стационарном режиме;

21.4 Между режимами эксперимента не ждут полного восстановления давления, экономя на общем времени исследования;

## **22. Суть экспресс-метод модификации методов исследования на стационарных режимах фильтрации при длительной стабилизации давления и дебита.**

22.1 Скважина при смене режима долго не простаивает;

22.2 Если остановка скважин при смене режимов для восстановления давления до статического приводит к длительному их простоя;

22.3 Время работы и время простоя между режимами одно и тоже;

22.4 Если остановка скважин при смене режимов для восстановления давления до статического приводит к длительному их простоя и время работы и время смены режима 20-30 мин одно и тоже.

## **23. Метод монотонно-ступенчатого измерения дебита как модификация метода исследования на стационарных режимах фильтрации при длительной стабилизации давления и дебита.**

23.1 Метод исключает необходимость остановки скважины между режимами

23.2 Метод является модификацией экспресс-метода;

23.3 Перед исследованием скважина работает на одном режиме с полной стабилизацией давления и дебита. Дальнейший порядок исследования зависит от необходимости измерения статического давления;

23.4 Кратковременная остановка скважины между режимами допускается, пластового давления принимается равным давлению на забое в начальный момент времени.

**24 Какой закон используется при обработке результатов исследований газовых скважин на стационарном режиме фильтрации?**

24.1 При обработке результатов исследований скважин на стационарных режимах фильтрации используется двухчленный закон сопротивления описывающий характер притока газа;

24.2 При обработке результатов исследований скважин на стационарных режимах фильтрации используется линейный закон сопротивления описывающий характер притока газа;

24.3 При обработке результатов исследований скважин на стационарных режимах фильтрации используется полином второго и третьего порядка как закон сопротивления описывающий характер притока газа;

24.4 При обработке результатов исследований скважин на стационарных режимах фильтрации используется экспоненциальный закон сопротивления описывающий характер притока газа.

**25. Какой вид имеет уравнение притока газа при нелинейном двучленном законе фильтрации?**

25.1  $P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = aQ + bQ$ ; 25.2  $P_{пл} - P_{заб} = aQ + bQ^2$ ;

25.3  $P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = aQ + bQ^2$ ; 25.4  $P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = aQ^2 + bQ^2$

**26. От чего зависят коэффициенты а и в фильтрационного сопротивления в двучленной формуле притока газа к скважине?**

26.1 От несовершенства скважины по характеру и степени вскрытия скважины; 26.2 От ФЕС пласта и свойств газа; 26.3 От 26.1 и 26.2

26.4 а и в - коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от несовершенства скважины, геометрических характеристик зоны дренирования, параметров продуктивного пласта и свойств газа.

**27. Какие методы используются для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления?**

27.1 Аналитический, метод наименьших квадратов;

27.2 Графический, аналитический и метод наименьших квадратов;

27.3 эмпирический, графический;

27.4 физико-математические и графические методы

**28. Что характеризуют коэффициенты фильтрационного сопротивления?**

28.1 Физико-химические свойства газа и фильтрационно-емкостные свойства коллектора;

28.2 Физические свойства газа, фильтрационные свойства пористой среды (т.е. пласта) и геометрические параметры фильтрации;

28.3 ФЕС пласта и результаты испытания скважины

28.4 28.1 и 28.2

**29. Фильтрационные коэффициенты а и в можно определить по формулам:**

$$29.1 \quad A = \frac{\mu(P,T) \cdot Z(P,T) \cdot P_{пл} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot R \cdot h \cdot T_{ст}} \cdot \left( \ln \frac{Rk}{R_0} + c1 + c2 \right) \quad B = \frac{\rho_{ат} \cdot Z(P,T) \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{ст}} \cdot \left( \frac{1}{R_c} - \frac{1}{Rk} + c3 + c4 \right)$$

где,  $m(P, T)$ ,  $Z(P, T)$  - коэффициенты вязкости и сверх сжимаемости газа, зависящие от давления и температуры газа;  $k$  - проницаемость пласта;  $l$  - коэффициент макрошероховатости пласта;  $C_1, C_2, C_3, C_4$  - коэффициенты несовершенства по характеру и степени вскрытия;  $\rho$  - плотность газа;  $R_k, R_c$  - радиусы контура питания и скважины.

$$29.2 \quad a = \frac{\mu(P,T) \cdot Z(P,T) \cdot P_{пл} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot R \cdot h \cdot T_{ст}} \cdot \left( \ln \frac{Rk}{R_0} \right) \quad B = \frac{\rho_{ат} \cdot Z(P,T) \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{ст}} \cdot \left( \frac{1}{R_c} - \frac{1}{Rk} \right);$$

$$29.3 \quad a = \frac{\mu(P,T) \cdot Z(P,T) \cdot P_{пл} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot R \cdot h \cdot T_{ст}} \quad B = \frac{\rho_{ат} \cdot Z(P,T) \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{ст}} \cdot a;$$

$$29.4 \quad A = \frac{\mu(P,T) \cdot Z(P,T) \cdot P_{пл} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot R \cdot h \cdot T_{ст}} \cdot \left( \ln \frac{Rk}{R_0} + c1 \right) \quad B = \frac{\rho_{ат} \cdot Z(P,T) \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{ст}} \cdot \left( \frac{1}{R_c} - \frac{1}{Rk} + c3 \right)$$

### **К защите лабораторной работы ответить на вопросы:**

1. Чем отличается определение коэффициента продуктивности нефтяной и газовой скважин?
2. В чем физический смысл коэффициента гидропроводности?
3. Что такое коэффициент пьезопроводности, от чего он зависит?
4. Какие гидродинамические параметры определяются на стационарном режиме фильтрации для газа в упругой среде без учета гидравлического сопротивления?
5. О чем говорит форма индикаторной диаграммы (индикаторной кривой ИК)?
6. Какие производные характеристики от параметра гидропроводности Вы знаете?
7. Какой вид имеет уравнение притока газа к скважине, работающей фонтанным способом?
8. Можно ли по ИК определить фильтрационные параметры продуктивного пласта?
9. В чем геометрическая суть коэффициентов а и в уравнения притока газа?
10. Как выглядит уравнение для радиального притока стационарной пьезопроводности?

### **2.6. 5 Оформление результатов лабораторной работы**

Оформить отчет по лабораторной работе, поместив титульный лист на первой странице (приложение А). Титульный лист заполнить в соответствие с наименованием работы, фамилией автора и преподавателя. Порядок

оформления работы по образцу пункта 2.6.3. Пояснительный текст, если необходим, выполнить в Word редакторе. Оформленная лабораторная работа отсылается преподавателю на проверку по электронной почте, возможно представление на бумажном носителе. При получении положительной экспертизы работа защищается и сдается преподавателю.

## **2.7 Лабораторная работа №7**

### **Неустановившийся метод исследования газовых скважин**

#### **2.7.1 Цель работы**

Научить студентов методам обработки кривых восстановления пластового давления (КВД) для оценки фильтрационных характеристик пласта в газовой скважине на нестационарных режимах фильтрации.

#### **2.7.2 Теоретические основы неустановившегося метода исследования газовых скважин**

Гидродинамические методы исследования (ГДИ) основаны на решении обратных задач подземной гидромеханики. При этом используют уравнения сохранения массы и импульса в фильтрационном движении, связывающие гидродинамические параметры пласта с измеряемыми давлениями в процессе фильтрации газа в пласте, такими как расход, забойное и пластовое давление во времени.

Исследования газовых, газоконденсатных пластов и скважин ведется в процессе поисково-разведочного процесса при бурении, опытной и промышленной эксплуатации месторождений и подземных хранилищ.

Задача исследования ГДИ заключается в получении исходных данных для подсчета запасов газа, проектирования опытной эксплуатации, разработки, обустройства промысла, установления технологического, гидродинамического и термодинамического режима работы скважин и наземных сооружений, оценки эффективности работ по интенсификации и контролю разработки и эксплуатации путем установления продуктивной характеристики скважин и параметров пласта.

Классы ГДИ исследований в зависимости от времени делятся: на установившиеся и неустановившиеся. Газо-гидродинамические методы исследования скважин делятся на исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации. К первым относят снятие индикаторной кривой, отражающей зависимость между забойным давлением и дебитом при работе скважины на различных установившихся режимах. Ко вторым относится снятие кривой восстановления давления (КВД) после

остановки, снятие кривых стабилизации давления (КСД) и дебита при пуске скважины в работу на определённом режиме (с определённым диаметром шайбы, штуцера, диафрагмы).

*Виды исследований по назначению.* По своему назначению исследования газовых скважин делятся на первичные, текущие, комплексные и специальные исследования. Первичные исследования проводятся на всех разведочных и добывающих скважинах. Они позволяют: определить параметры пласта и его продуктивную характеристику; установить возможные дебиты скважины, а также связь между дебитом, забойным и устьевым давлениями и температурой; установить режим эксплуатации скважины с учетом наличия и выноса жидких и твердых частиц в потоке, начальное пластовое давление, степень и качество вскрытия пласта и др.

Текущие исследования проводятся в добывающих скважинах при процессе разработки месторождения. Основная цель этих исследований заключается в получении информации, необходимой для анализа и контроля разработки. Такие исследования проводятся также до и после проведения в скважинах интенсификации или ремонтно-профилактических работ.

Специальные исследования проводятся для определения отдельных параметров, обусловленных специфическими условиями данного месторождения. К специальным исследованиям относятся комплексные исследования газоконденсатных скважин, исследования поведения газовой контактной зоны (ГВК), изучения степени коррозии скважинного оборудования, определения степени истощения отдельных пластов в процессе разработки, изучения влияния влаги и разрушения пласта на производительность газовой скважины и др.

Комплексные исследования основаны на гидродинамических, геофизических, термодинамических и радиоактивных методах исследования с одновременной автоматизацией всех показаний и в том числе определений физико-химических характеристик газа, воды, агрессивных примесей и конденсата, при различных давлениях и температурах в промышленных условиях. Только при комплексном исследовании можно получить наиболее достоверные данные о пласте, в то время как каждый вид исследования в отдельности позволяет получить лишь отдельные характеристики.

Помимо основных параметров полезно измерять межколонные давления и их изменение в зависимости от процесса, проходящего в скважине. Такие исследования позволяют изучить межколонные перетоки газа, герметичность скважины и возможность перетока газа в вышележащие пласты. Весь процесс исследования скважин должен фиксироваться во времени.

*Виды исследований.* Исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации заключаются в снятии и обработке кривых: нарастания (восстановления) забойного давления после остановки скважины; 1) стабилизации давления и дебита (КСД) после пуска скважины;



- 2) перераспределения давления при постоянном дебите и дебита при постоянном забойном давлении;
- 3) перераспределение давления в реагирующих скважинах при пуске или остановке возмущающей скважины (прослушивание скважины);
- 4) изменение дебита и давления при эксплуатации скважины.

### **Последовательность проведения исследования по снятию КВД**

Скважину подключают к газопроводу или газ выпускают в атмосферу (если скважина перед этим была закрыта), регистрируя при этом изменение давления на головке, в затрубном пространстве и измерителе дебита. После достижения стабилизации скважину закрывают и снимают кривую изменения нарастания давления на головке и в затрубном пространстве в зависимости от времени.

Забойное давление определяют по давлению на устье расчетным путём, но предпочтительнее снимать кривые нарастания забойного давления с помощью дифференциальных, глубинных манометров. Снятие КВД на забое предпочтительно во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями и вскрывающих пласт с высокой температурой.

### **Факторы, влияющие на методику обработки КВД**

Методика обработки КВД существенным образом зависит от темпа нарастания давления после остановки скважины, наличия соседних скважин и расстояния между ними. Если исследуемая скважина удалена от соседних работающих на 3 – 4 км и продолжительность её работы незначительна, то данную скважину можно рассматривать в «бесконечном» пласте. В противном случае процесс восстановления давления надо рассматривать как процесс, происходящий в пласте конечных размеров. Рассмотрим методику обработки КВД в условиях «бесконечного пласта».

### **Методика обработки КВД в условиях «бесконечного» пласта**

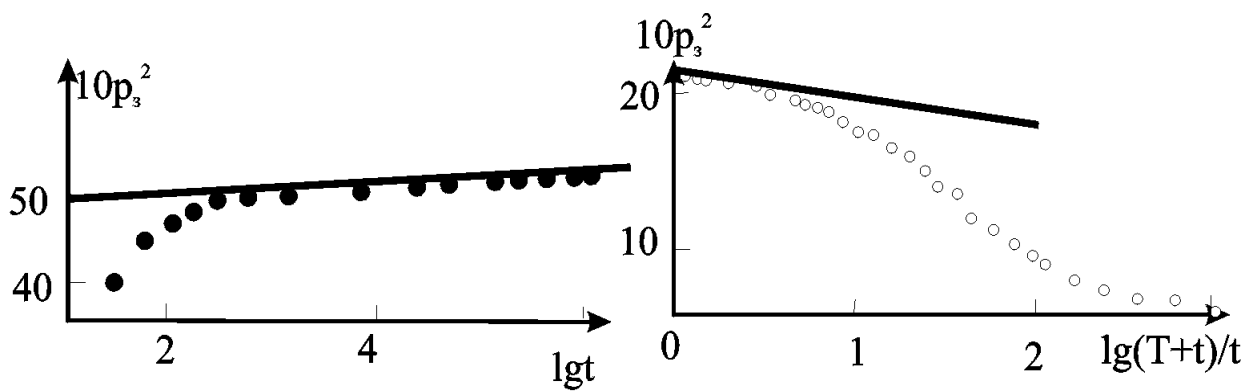
#### **1 Значительное время работы скважины (рисунок 2.12)**

Условия применения —  $T > 20t$ , где  $t$  - время, необходимое для восстановления давления,  $T$  - время работы скважины до снятия КВД.

Используемая зависимость для расчета текущего забойного давления типа (2.68):

$$P_3^2 = \alpha + \beta lgt, \quad (2.68)$$

где  $P_3$  – текущее забойное давление до остановки скважины,  $P_a$ ;  
 $t$  - время, необходимое для восстановления давления, с;  
 $\alpha, \beta$  - коэффициенты, определенные из соотношений (2.69) и (2.70):



Рз-давление на забое скважины, t  
 время восстановления давления  
 Рисунок 2.12 — КВД при  $T > 20t$

Рз-давление на забое скважины, t  
 время восстановления давления  
 Рисунок 2.13 — КВД при  $T < 20t$

$$\alpha = P_{30}^2 + \alpha_0 = P_{30}^2 + \beta \lg(2,25 * \chi / r_{c \text{ пр}}^2) + b * Q_0^2 \quad (2.69)$$

$$\beta = 0,023 * Q_0 * \mu_{\text{пл}} * T_{\text{пл}} * Z_{\text{пл}} * P_{\text{ат}} / (\pi * k * h * T_{\text{ст}}) \quad (2.70)$$

где,  $P_3$  и  $P_{30}$  - текущее и начальное абсолютные забойные давления (до остановки скважины), МПа;

$Q_0$  - дебит скважины до остановки, м<sup>3</sup>/с;

$t \rightarrow T_{\text{пл}}$  - время восстановления давления, с

$h$  - эффективная толщина пласта, м;

$\chi$  - коэффициент пьезопроводности, м<sup>2</sup>/с;

$m$  - пористость, доли единицы;

$P_{\text{пл}} \rightarrow P_{\text{аб}}$  - абсолютное пластовое давление, МПа;

$\mu_{\text{г}}$  - вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с;

$Z_{\text{г}}$  - коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовых значениях давления и температуры;

$b$  - коэффициент нелинейного сопротивления в двухчленной формуле стационарного притока к скважине (МПа/(тыс. м<sup>3</sup>/сут))<sup>2</sup>;

$T_{\text{ст}}, P_{\text{ат}}$  -  $T_{\text{ст}} = 293\text{K}$ ;  $P_{\text{ат}} = 0,1\text{МПа}$

$r_{c \text{ пр}}$  - приведённый радиус, определенный из (2.71), м;

$$r_{c \text{ пр}} = r_c * e^{-C} \quad (2.71)$$

где  $C$  - коэффициент скин-эффекта, определенный из соотношения (2.72);

$r_c$  - радиус скважины по долоту, м.

$$C = 2 * (k/k_1 - 1) * \lg(R_0/r_c) + k/k_1 * (C_1 + C_2) \quad (2.72)$$

где  $k_1, k$  - проницаемость призабойной и дальней зон пласта, мкм<sup>2</sup>;

$R_0$  - расстояние до контура питания пласта, м;

$r_c$  - радиус скважины по долоту, м;  
 $C_1$  и  $C_2$  - коэффициенты несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия

## Определение параметров пласта

Из касательной прямой линии (рисунок 2.12) находятся коэффициенты:  
 $a$  - равный отрезку, отсекаемого на оси ординат;

$\beta$  - тангенс угла наклона.

В координатах  $P_3^2$  от  $\lg t$  конечный участок КВД не линейный, рисунок 2.12.

По полученным значениям  $a$  и  $\beta$  определяют следующие параметры продуктивного пласта: проводимости, подвижности, проницаемости, коэффициента пьезопроводности, приведенный радиус и параметра скин-эффекта, характеризующего совершенство скважины и состояние призабойной а также дальней зоны пласта.

### 2 Незначительное время работы скважины (рисунок 2.13).

Условия применения эксперимента -  $T < 20t$ , т.е. время ( $T$ ) работы скважины перед её остановкой соизмеримо со временем восстановления давления ( $t$ ).

Используемая зависимость для этих условий в системе Хорнера (2.73).

$$P_3^2 = P_{пл}^2 - \beta \cdot \lg[(T+t)/t], \quad (2.73)$$

Для определения коэффициента  $\beta$  КВД строится в координатах  $P_3^2$  от  $\lg[(T+t)/t]$ .

При известном пластовом давлении прямолинейный участок проводится как касательная линия к КВД из точки с координатами равными  $P_3^2 = P_{пл}^2$  и  $\lg[(T+t)/t] = 0$ .

Неустановившийся режим работы скважины позволяет отслеживать поведение изменения давления в процессе эксплуатации, а также определить ФЕС параметров призабойной, средней и дальней зон продуктивного пласта. Оценка проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности, скин-факторов важна для построения фильтрационной модели залежи углеводородов (УВ), контроля состояния разработки и определения текущих дренируемых запасов.

### 2.7.3 Задание по лабораторной работе

#### Задание 1

**Исходные данные:** Фонтанная скважина после остановки исследована на приток путем снятия КВД на забое. Забойное давление больше давления насыщения. Дебит до остановки скважины - 80 тыс. м<sup>3</sup>/сут,  $P_{заб} = 2,7$  МПа,

эффективная газонасыщенная толщина – 18 м, объемный коэффициент - 1,1, относительная плотность газа по воздуху в атмосферных условиях - 1,111; вязкость газа - 0,5 мПас, коэффициент открытой пористости 0,2, коэффициент сжимаемости газа -  $9,42 \cdot 10^{-10}$  1/Па, коэффициент сжимаемости породы -  $3,6 \cdot 10^{-10}$  1/Па, радиус контура питания – 200 м, радиус скважины по долоту - 12,4 см.

**Требуется определить:** фильтрационно-емкостные свойства пласта, как коэффициенты проницаемости, пьезопроводности и гидропроводности пласта, приведенный радиус скважины, коэффициент продуктивности и коэффициент гидродинамического совершенства скважины. Условия применения эксперимента в двух вариантах: -  $T < 20t$  и  $T > 20t$ .

Исходные данные представлены в таблице 2.22. По данным таблицы 2.22 построить в электронной таблице кривую КВД по образцу рисунка 2.12, обработать кривую КВД в двух системах координат, в том числе методом Хорнера, построить ее по образцу рисунка 2.13. Сравнить эти два рисунка. Исходные данные по вариантам приведены в таблицах 2.22.-2.31.

Таблица 2.22 - Данные замеров давления во времени исследования (вар. 1-2)

№ точки	Время	lgt	$\Delta p$ МПа	№ точки	Время	lgt	$\Delta p$ МПа
	$t \cdot 10^3$ с				$t \cdot 10^3$ с		
1	0,03	1,477	0,002	10	18,5	4,267	2,24
2	0,06	1,776	0,035	11	30,3	4,477	2,32
3	0,30	2,477	0,17	12	70,0	4,845	2,46
4	0,90	2,954	0,57	13	98	4,998	2,55
5	1,70	3,23	1,15	14	120	5,079	2,56
6	1,25	3,398	1,40	15	150	5,176	2,60
7	4	3,602	1,75	16	185	5,27	2,63
8	7,7	3,886	2,02	17	234	5,369	2,68
9	10,1	<b>4,000</b>	<b>2,12</b>	18	265	<b>5,423</b>	<b>2,70</b>

Дебит до остановки скважины - 85 тыс. м<sup>3</sup>/сут,  $R_{заб}=2,9$  МПа,  $h=4$  м;  $v=1,12$ ; плотность газа  $0,75$  г/см<sup>3</sup>, вязкость -1 мПас, пористость -11 %, коэффициент сжимаемости газа -  $9,4 \cdot 10^{-12}$  1/Па, коэффициент сжимаемости породы -  $3,6 \cdot 10^{-10}$  1/Па, радиус контура питания – 500 м, радиус скважины по долоту - 12,4 см,  $T$  -1 сут.

Таблица 2.23 - Исходные данные для КВД газовой скважины (варианты 3-4)

№ точки	Время $t \cdot 10^3$ с	lgt	$\Delta p$ МПа	№ точки	Время $t \cdot 10^3$ с	lgt	$\Delta p$ МПа
1	0,03		0,002	9	10,1		<b>2,12</b>
2	0,06		0,035	10	18,5		2,24
3	0,30		0,17	11	30,3		2,32
4	0,90		0,57	12	70,0		2,46
5	1,70		1,15	13	98		2,55
6	1,25		1,40	14	120		2,56
7	4		1,75	15	150		2,60
8	7,7		2,02	16	185		2,63

Дебит до остановки скважины - 75 тыс. м<sup>3</sup>/сут,  $R_{заб}=2,6$  МПа,  $h=4$  м;  $v=1,12$ ; плотность газа  $0,75$  г/см<sup>3</sup>, вязкость -1 мПас, пористость -11 %, коэффициент сжимаемости газа -  $9,4 \cdot 10^{-12}$  1/Па, коэффициент сжимаемости породы -  $3,6 \cdot 10^{-10}$  1/Па, радиус контура питания – 500 м, радиус скважины по долоту - 12,4 см,  $T$  -1 сут.

Таблица 2.24 - Исходные данные для КВД газовой скважины (варианты 5,6)

№ точки	Время t *10 <sup>3</sup> с	lgt	Δр МПа	№ точки	Время t *10 <sup>3</sup> с	lgt	Δр МПа
1	0,03		0,002	10	18,4		2,25
2	0,05		0,03	11	30,2		2,32
3	0,32		0,18	12	70,5		2,47
4	0,95		0,59	13	96		2,58
5	1,80		1,16	14	125		2,56
6	1,5		1,42	15	145		2,62
7	3		1,76	16	185		2,63
8	7		2,12				
9	10		<b>2,22</b>				

Дебит до остановки скважины - 75 тыс.м<sup>3</sup>/сут, Рзаб=2,6 МПа, h=4 м; в-1,12; плотность газа 0,85 г/см<sup>3</sup>, вязкость газа- 0,83 мПас, пористость -14 %, коэффициент сжимаемости газа - 9,42 \*10<sup>-10</sup> 1/Па, коэффициент сжимаемости породы - 3,6\*10<sup>-10</sup> 1/Па, радиус контура питания – 400 м, радиус скважины по долоту - 12,4 см, Т -1 сут.

Таблица 2.25 - Исходные данные для построения КВД газовой скважины (варианты 7,8)

№ точки	Время t *10 <sup>3</sup> с	lgt	Δр МПа	№ точки	Время t *10 <sup>3</sup> с	lgt	Δр МПа
1	0,03		0,002	10	18,5		2,24
2	0,06		0,035	11	30,3		2,32
3	0,30		0,17	12	70,0		2,46
4	0,90		0,57	13	98		2,55
5	1,70		1,15	14	120		2,56
6	1,25		1,40	15	150		2,60
7	4		1,75	16	185		2,63
8	7,7		2,02	17	234		2,68
9	10,1		<b>2,12</b>	18	265		<b>2,70</b>

Дебит до остановки скважины - 85 тыс.м<sup>3</sup>/сут, Рзаб=2,6 МПа, h=4 м; в-1,12; плотность газа 0,678 г/см<sup>3</sup>, вязкость - 0,8 мПас, пористость -12 %, коэффициент сжимаемости газа - 9,4 \*10<sup>-10</sup> 1/Па, коэффициент сжимаемости породы - 3,6\*10<sup>-10</sup> 1/Па, радиус контура питания – 200 м, радиус скважины по долоту - 12,4 см, Т -1 сут.

Таблица 2.26 - Исходные данные для построения КВД газовой скважины (варианты 9,10)

№ точки	Время	lgt	Δр МПа	№ точки	Время	lgt	Δр МПа
1	0,03		0,002	10	18,4		2,24
2	0,05		0,035	11	30,2		2,32
3	0,32		0,17	12	70,5		2,46
4	0,95		0,57	13	96		2,55
5	1,80		1,15	14	125		2,56
6	1,5		1,40	15	145		2,60
7	3		1,75	16	185		2,63
8	7		2,02	17	235		2,68
9	10		<b>2,12</b>	18	270		<b>2,70</b>

Дебит до остановки скважины - 95 тыс.м<sup>3</sup>/сут, Рзаб=2,9 МПа, h=8 м; в-1,12; плотность газа 0,679 г/см<sup>3</sup>, вязкость -0,9 мПас, пористость -15 %, коэффициент сжимаемости газа - 9,3 \*10<sup>-10</sup> 1/Па, коэффициент сжимаемости породы - 3,6\*10<sup>-10</sup> 1/Па, радиус контура питания – 500 м, радиус скважины по долоту - 12,4 см, Т -1 сут.

Таблица 2.27 - Исходные данные для построения КВД газовой скважины (варианты 11,12)

№ точки	Время	lgt	Δр МПа	№ точки	Время	lgt	Δр МПа
1	0,035		0,002	10	18,5		2,24
2	0,055		0,035	11	30,5		2,32
3	0,35		0,17	12	70,5		2,46
4	0,95		0,57	13	96,5		2,55
5	1,85		1,15	14	125		2,56
6	1,5		1,45	15	145		2,60
7	3		1,75	16	185		2,63
8	7		2,05	17	245		2,69
9	10		<b>2,15</b>	18	275		<b>2,75</b>

Дебит до остановки скважины - 85 тыс.м<sup>3</sup>/сут, Pзаб=2,7 МПа, h=5 м; в-1,11; плотность газа 0,685 г/см<sup>3</sup>, вязкость -0,5 мПас, пористость -15 %, коэффициент сжимаемости газа - 8,9 \*10<sup>-10</sup> 1/Па, коэффициент сжимаемости породы - 3,6\*10<sup>-10</sup> 1/Па, радиус контура питания – 250 м, радиус скважины по долоту - 12,4 см, T -1 сут.

Таблица 2.28 - Исходные данные для построения КВД газовой скважины (варианты 13,14)

№ точки	Время	lgt	Δр МПа	№ точки	Время	lgt	Δр МПа
	t *10 <sup>3</sup> с				t *10 <sup>3</sup> с		
1	0,03		0,002	9	10		<b>2,22</b>
2	0,05		0,03	10	18,4		2,25
3	0,32		0,18	11	30,2		2,32
4	0,95		0,59	12	70,5		2,47
5	1,80		1,16	13	96		2,58
6	1,5		1,42	14	125		2,56
7	3		1,76	15	145		2,62
8	7		2,12	16	185		2,63

Дебит до остановки скважины - 85 тыс.м<sup>3</sup>/сут, Pзаб=2,6 МПа, h=5,4 м; в-1,18; плотность газа 0,585 г/см<sup>3</sup>, вязкость -0,5 мПас, пористость -12 %, коэффициент сжимаемости газа - 9,42 \*10<sup>-10</sup> 1/Па, коэффициент сжимаемости породы - 3,6\*10<sup>-10</sup> 1/Па, радиус контура питания – 300 м, радиус скважины по долоту - 12,4 см, T-1,3 сут.

Таблица 2.29 - Исходные данные для построения КВД газовой скважины (варианты 15,16)

№ точки	Время	lgt	Δр МПа	№ точки	Время	lgt	Δр МПа
1	0,029		0,002	10	17,4		2,24
2	0,051		0,033	11	31,2		2,32
3	0,33		0,18	12	69,5		2,46
4	0,94		0,58	13	94		2,55
5	1,82		1,16	14	122		2,56
6	1,51		1,41	15	141		2,60
7	3,2		1,76	16	182		2,65
8	7,5		2,0	17	233		2,68
9	10		<b>2,1</b>	18	272		<b>2,75</b>

Дебит до остановки скважины - 70 тыс.м<sup>3</sup>/сут, Pзаб=2,75 МПа, h=4 м; в-1,012; плотность газа 0,545 г/см<sup>3</sup>, вязкость -0,6 мПас, пористость -19 %, коэффициент сжимаемости газа - 9,42 \*10<sup>-10</sup> 1/Па, коэффициент сжимаемости породы - 3,6\*10<sup>-10</sup> 1/Па, радиус контура питания – 250 м, радиус скважины по долоту - 12,4 см, T-1 сут.

Таблица 2.30 - Исходные данные для построения КВД газовой скважины (варианты 17,18)

№ точки	Время t *10 <sup>3</sup> с	lgt	Δр МПа	№ точки	Время t *10 <sup>3</sup> с	lgt	Δр МПа
1	0,02		0,002	10	18,7		2,27
2	0,06		0,03	11	31,2		2,34
3	0,31		0,18	12	72,5		2,45
4	0,96		0,59	13	95		2,58
5	1,81		1,16	14	126		2,57
6	1,55		1,42	15	155		2,62
7	3,1		1,76	16	184		2,64
8	8		2,12				
9	11		<b>2,22</b>				

Дебит до остановки скважины - 75 тыс.м<sup>3</sup>/сут, Рзаб=2,7 МПа, h=5,4 м; в-1,17; плотность газа 0,586 г/см<sup>3</sup>, вязкость -1,5 мПас, пористость -17 %, коэффициент сжимаемости газа - 9,5 \*10<sup>-10</sup> 1/Па, коэффициент сжимаемости породы - 3,6\*10<sup>-10</sup> 1/Па, радиус контура питания – 250 м, радиус скважины по долоту - 12,4 см, Т-0,5 сут.

Таблица 2.31 - Исходные данные для построения КВД газовой скважины (варианты 19,20)

№ точки	Время t *10 <sup>3</sup> с	lgt	Δр МПа	№ точки	Время t *10 <sup>3</sup> с	lgt	Δр МПа
1	0,02		0,008	9	10		<b>2,21</b>
2	0,04		0,04	10	18,4		2,25
3	0,39		0,18	11	30,2		2,32
4	0,95		0,60	12	70,5		2,46
5	1,85		1,15	13	96		2,58
6	1,5		1,42	14	125		2,56
7	3,4		1,75	15	145		2,61
8	6		2,13	16	175		2,63

Дебит до остановки скважины - 95 тыс.м<sup>3</sup>/сут, Рзаб=2,5 МПа, h=4,4 м; в-1,108; плотность газа 0,484 г/см<sup>3</sup>, вязкость -0,8 мПас, пористость -14 %, коэффициент сжимаемости газа - 8,42 \*10<sup>-10</sup> 1/Па, коэффициент сжимаемости породы - 3,6\*10<sup>-10</sup> 1/Па, радиус контура питания – 200 м, радиус скважины по долоту - 12,4 см, Т-0,8 сут.

## Оформление результатов лабораторной работы

### *Первый этап*

Строим кривую КВД по типу рисунка 2.12 по данным таблицы своего варианта в полулогарифмических координатах. Строим КВД в координатах Хорнера по типу рисунка 2.13. Нанести на один рисунок два графика в полулогарифмических координатах Δр<sup>2</sup> от lgt и Δр<sup>2</sup> от lg[(t/(1+t))]. Сопоставим два графика, ответим на вопрос: чем отличается первый вид кривой от второй, в каких случаях применяется та или иная обработка?

### *Второй этап*

Найдем наклон I (прямолинейного участка этой кривой к оси абсцисс по двум крайним точка прямой: точкам 18 и 9, получим

$$I = \text{tga} = (\Delta p_{18} - \Delta p_9) / (lgt_{18} - lgt_9) = (2,7 - 2,12) * 10^6 / (5,423 - 4,0) = 4 * 10^5$$

### *Третий этап*

Измерим отрезок на оси ординат от нуля до точки пересечения этой оси с продолжением прямолинейного участка кривой восстановления давления  $a=0,5$  МПа.

#### **Четвертый этап**

Определим коэффициент проницаемости пласта в радиусе контура питания по формуле:

$$k=0,183 \cdot Q_{г} \cdot \mu_{г} \cdot b / (t_{га} \cdot h) \text{ при этом } Q_{г} = 80 \text{ тыс.м}^3 / 0,86 \cdot 86400 \text{ с} = 1,076 \cdot 10^{-3} \text{ тыс.м}^3 / \text{с}$$

$$k=0,183 \cdot 1,076 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1,1 / (4 \cdot 10^5 \cdot 8) = 0,0339 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

#### **Пятый этап**

Коэффициент пьезопроводности  $\chi = k / \mu_{г} \cdot (\mu_{г} \cdot \beta_{г} + \beta_{п}) = 0,0339 \cdot 10^{-12} / 0,5 \cdot 10^{-3} \cdot (0,2 \cdot 9,42 + 3,6) \cdot 10^{-10} = 0,124 \text{ м}^2 / \text{с}$

#### **Шестой этап**

Гидропроводность пласта

$$k \cdot h / \mu_{г} = 0,034 \cdot 10^{-12} \cdot 8 / 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,544 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3 / \text{Пас}$$

#### **Седьмой этап**

Приведенный радиус скважины

$$r_{пр} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot X}{10^{a/i}}} = \frac{\sqrt{2,25 \cdot 0,124}}{\sqrt{10^{5/4}}} = 0,124 \text{ м, скважина совершенная, если радиус по}$$

долоту равен приведенному радиусу.

#### **Восьмой этап**

Коэффициент продуктивности скважины определяется по формуле :

$$K_{прод} = 0,236 \cdot \rho \cdot (kh / \mu) / v (\lg R_k - \lg r_{пр}) = 0,236 \cdot 0,86 \cdot 0,544 \cdot 10^{-9} / 1,1 \cdot (\lg 200 - \lg 0,143) = 31,7 \cdot 10^{-12} \text{ тыс.м}^3 / \text{Пас} = 2,74 \text{ тыс.м}^3 / \text{сут} \cdot \text{МПа}$$

#### **Девятый этап**

Коэффициент гидродинамического совершенства скважины :

$$\phi = (\lg R_k - \lg r_c) / (\lg R_k - \lg r_{пр}) = (\lg 200 - \lg 0,124) / (\lg 200 - \lg 0,124) = 1$$

скважина гидродинамически совершенная.

**Ответ:**  $k=0,304 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$  ,  $\chi=0,123 \text{ м}^2 / \text{с}$  ,  $k \cdot h / \mu=0,54 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3 / \text{Пас}$  ,  $r_{пр}=0,124 \text{ м}$  ,  $K_{прод}=2,74 \text{ тыс.м}^3 / \text{сут} \cdot \text{МПа}$

## **Задание 2**

Цель задания: наработать навык обработки КВД для газоконденсатной вертикальной скважины. Разобрать решенное преподавателем задание.

Проверка диагностического графика КВД показала, что времени записи кривых было достаточно для определения параметров пласта. Обработка КВД была выполнена для различных граничных условий пласта и времени работы скважины перед остановкой. Обработка кривой КВД рассмотрена на примере скважины № 1 ОНГКМ при граничных условиях - «бесконечный пласт», время работы скважины (Т) до снятия КВД значительно больше времени, необходимого для восстановления давления (t) - (  $T \geq 20t$  ). Исходные данные для расчета параметров пласта по КВД представлены в таблице 2.32.



Таблица 2.32 – Исходные данные для расчета параметров пласта по КВД скважины №1 ОНГКМ

Показатели	Единицы измерения	Значения	Показатели	Единицы измерения	Значения
Время работы скважины до КВД	ч	2040	Относительная плотность газа при ст. условиях		0,69
Дебит скважины до остановки	тыс. м <sup>3</sup> /сут	90	Стандартная температура	К	293
Эффективная толщина пласта	м	41,2	Стандартное давление	кгс/см <sup>2</sup>	1,033
Пористость пласта	Доли ед.	0,123	Радиус скважины по долоту	м	0,107
Вязкость газа в пластовых условиях	мПас	0,02	Глубина измерения	м	1500
Продолжительность замера КВД	ч	91			

### Последовательность выполнения работы:

- 1.Проверяется неравенство  $T \geq 20t$   $2040 \geq 20 \cdot 91 = 1820$  часов
- 2.Обработка КВД, записанной на глубине 1550 метров, в координатах  $P_3^2(t) = f(\lg t)$  представлена в таблице 2.33 и на рисунке 2.14.

Таблица 2.33 – Обработка КВД, записанной на глубине 1550 м скв. № 1 ОНГКМ

Календарное время: дата, час, мин	Время после закрытия скв. t, с	Забойное давление Pзаб, кгс/см <sup>2</sup>	Pзаб <sup>2</sup> , (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>2</sup>	lgt
1	2	3	4	5
05.07.2004 12.00	0	46,28	2141,84	0
05.07.2004 12.00	30	46,71	2181,82	1,4771213
05.07.2004 12.01	60	47,00	2209,00	1,7781513
05.07.2004 12.01	90	47,20	2227,84	1,9542425
05.07.2004 12.02	120	47,35	2242,02	2,0791812
05.07.2004 12.02	150	47,46	2252,45	2,1760913
05.07.2004 12.03	180	47,54	2260,05	2,2552725
05.07.2004 12.03	210	47,61	2266,71	2,3222193
05.07.2004 12.04	240	47,67	2272,43	2,3802112
05.07.2004 12.04	270	47,72	2277,20	2,4313638
05.07.2004 12.05	300	47,76	2281,02	2,4771213
05.07.2004 12.05	330	47,80	2284,84	2,5185139
05.07.2004 12.06	360	47,83	2287,71	2,5563025
05.07.2004 12.06	390	47,87	2291,54	2,5910646
05.07.2004 12.07	420	47,90	2294,41	2,6232493
05.07.2004 12.07	450	47,91	2295,57	2,6532125
05.07.2004 12.08	480	47,95	2299,20	2,6812412
05.07.2004 12.08	510	47,96	2300,16	2,7075702
05.07.2004 12.09	540	47,98	2302,08	2,7323938
05.07.2004 12.09	550	47,98	2302,08	2,7403627
05.07.2004 12.09	570	48,00	2304,00	2,7558749
05.07.2004 12.14	850	48,11	2314,57	2,9294189
05.07.2004 12.19	1150	48,21	2324,20	3,0606978
05.07.2004 12.24	1450	48,25	2328,06	3,161368
05.07.2004 12.29	1750	48,30	2332,89	3,243038
05.07.2004 12.34	2050	48,33	2335,79	3,3117539
05.07.2004 12.39	2350	48,34	2336,76	3,3710679
05.07.2004 12.49	2323	48,36	2338,69	3,3660492
05.07.2004 12.59	2923	48,39	2341,59	3,4658288
05.07.2004 13.09	3523	48,42	2344,50	3,5469126

Продолжение таблицы 2.33

1	2	3	4	5
05.07.2004 13.19	4123	48,45	2347,40	3,6152123
05.07.2004 13.29	4723	48,48	2350,31	3,6742179
05.07.2004 13.39	5323	48,50	2352,25	3,7261565
05.07.2004 13.49	5923	48,50	2352,25	3,7725417
05.07.2004 13.59	6523	48,52	2354,19	3,8144474
05.07.2004 14.09	7123	48,53	2355,16	3,8526629
05.07.2004 14.19	7723	48,53	2355,16	3,887786
05.07.2004 14.29	8323	48,55	2357,10	3,9202799
05.07.2004 14.39	8923	48,55	2357,10	3,9505109
05.07.2004 14.49	9523	48,56	2358,07	3,9787738
05.07.2004 14.59	10123	48,56	2358,07	4,0053092
06.07.2004 9.09	75600	48,60	2361,96	4,8785218
08.07.2004 10.09	252000	48,60	2361,96	5,4014005
09.07.2004 7.09	327600	48,60	2361,96	5,5153439

С помощью графика определяется прямолинейный участок удаленной зоны пласта. Определяем  $tg$  угла наклона касательной прямолинейного участка для удаленной зоны пласта:  $\beta = 38,3$ .

3. Пластовое давление определяется путем экстраполяции прямолинейного участка зависимости  $P_3^2(t) = f(\lg t)$  до  $\lg t = \lg T$ . В этой точке разница между  $P_{пл}^2$  и  $P^2(T)$  составляет  $0,3\beta$ , т.е.  $P_{пл}^2 = P_3^2(T) + 0,3 \cdot \beta$ .

При  $\lg t = \lg T = \lg(2040 \cdot 60 \cdot 60) = \lg(7344000) = 6,866$

$P_3^2(T) = \alpha + \beta \cdot \lg T = 38,3 \cdot 6,866 + 2207,5 = 2470,468$  (кгс/см<sup>2</sup>)<sup>2</sup>;

$P_{пл}^2 = P_3^2(T) + 0,3 \cdot \beta = 2470,468 + 0,3 \cdot 38,3 = 2481,958$  (кгс/см<sup>2</sup>)<sup>2</sup>

$P_{пл} = \sqrt{P_{пл}^2} = \sqrt{2481,958} = 49,82$  кгс/см<sup>2</sup> – на глубине замера 1500 м.

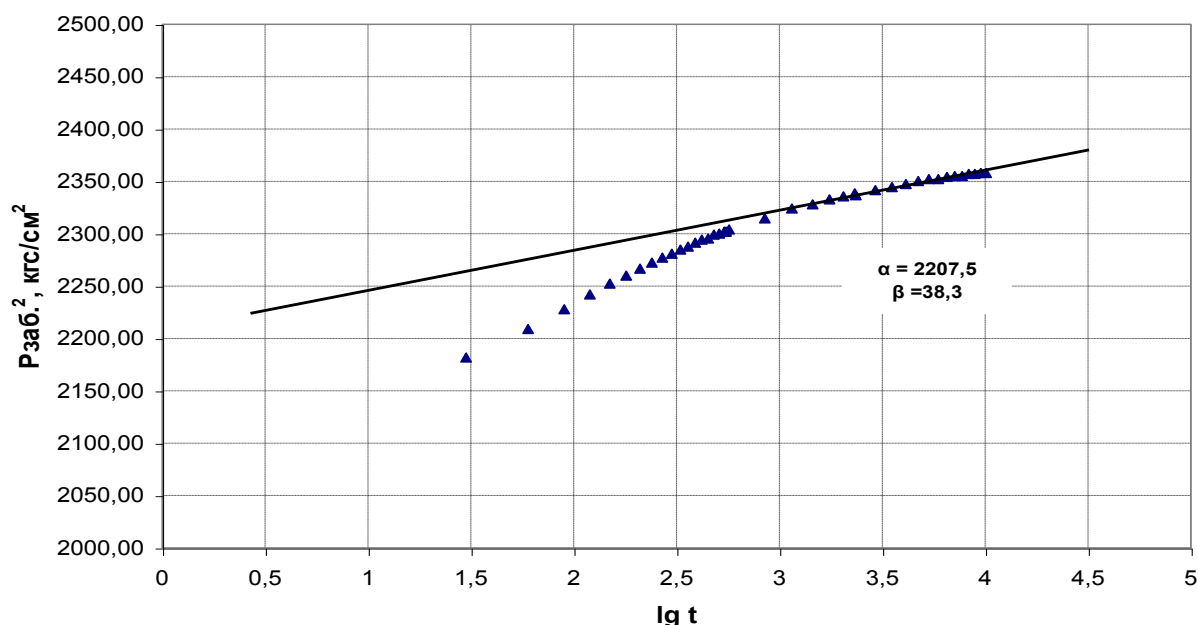


Рисунок 2.14 - Обработка кривой КВД скв. № 1 ОНГКМ

При пересчете пластового давления на абсолютную средневзвешенную отметку среднекаменноугольной залежи используем барометрическую

формулу, в которой за  $H$  принимаем  $\Delta H$  - расстояние от точки замера до а.о. - 1633 м:  $\Delta H = (1633 + \Delta p) - H = (1633 + 100) - 1500 = 233$  м.

$$P_{пл.а.о.} = P_{пл} \cdot e^{\frac{0,03415 \bar{p} \cdot \Delta H}{Z_{cp} \cdot T_{cp}}} = 49,82 \cdot e^{\frac{0,034150,69233}{0,8812941}} = 50,87 \text{ кгс/см}^2.$$

4. Приведенное давление ( $P_{np}$ ) и температура ( $T_{np}$ ) определяются по формулам:  $P_{np} = 49,82 / 47,04 = 1,059$ ;  $T_{np} = (21,1 + 273) / 212,57 = 1,384$ .

5. Критические параметры газа для условий ОНГКМ определяются по формулам:  $P_{кр} = (4,892 - 0,4048 \cdot 0,690) \cdot 10,197 = 47,04 \text{ кгс/см}^2$ ;

$$T_{кр} = 94,717 + 170,8 \cdot 0,690 = 212,57 \text{ К};$$

6. Коэффициент сверхсжимаемости  $Z$  определяется по формуле (2.74):

$$Z = (0,4 \cdot \lg(1,384) + 0,73)^{1,059} + 0,1 \cdot 1,059 = 0,881.$$

7. Гидропроводность пласта вычисляется из формулы:

$$E = k \cdot h / \mu = 43,8 \cdot Q_r \cdot T_{пл} \cdot P_{ст} \cdot Z / (\beta \cdot T_{ст}) \quad (2.75)$$

$$E = 43,8 \cdot 90 \cdot 294,1 \cdot 1,033 \cdot 0,881 / (38,3 \cdot 293) = 93,91 \text{ Д} \cdot \text{м} / \text{мПа} \cdot \text{с}$$

где  $T_{пл} = (21,1 + 273) = 294,1 \text{ К}$  – температура пласта.

8. Проницаемость пласта вычисляется, исходя из величин  $\mu$  и  $h$ :

$$k = E \cdot \mu / h = 93,91 \cdot 0,02 / 41,2 = 0,0456 \text{ Д}$$

9. Пьезопроводность пласта вычисляется по формуле (2.76):

$$\chi = E \cdot P_{пл} / (m \cdot h), \quad (2.76)$$

$$\chi = 93,91 \cdot 49,82 / (0,123 \cdot 41,2) = 923,27 \text{ см}^2 / \text{с} = 0,09233 \text{ м}^2 / \text{с}.$$

10. Проницаемость призабойной зоны рассчитывается по формуле (2.77),

$$k = 118 \cdot \mu \cdot z \cdot P_{ат} \cdot T_{пл} \cdot \ln(R_k / R_c) / (\pi \cdot a \cdot h \cdot T_{ст}), \quad (2.77)$$

где  $\mu$  - вязкость пластового газа, мПа·с;

$z$  - коэффициент сверхсжимаемости газа, доли ед.;

$P_{ат}$  - давление на устье скважины, МПа;

$T_{пл}, T_{ст}$  - температура пласта, стандартная, К;

$R_k, R_c$  - радиус контура питания, радиус скважины, м;

$h$  - эффективная толщина пласта, м

$a$  - коэффициент, определяемый по формуле (2.78)

в которой  $a$  определено по формуле (2.78):

$$a = \frac{P_{пл}^2 - P_z^2}{Q} = \frac{49,82^2 - 46,28^2}{90} = 3,7799 \text{ (кгс/см}^2 / \text{ (тыс. м}^3 / \text{сут))}; \quad (2.78)$$

$$k = \frac{118 \cdot \mu \cdot Z \cdot P_{am} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot a \cdot h \cdot T_{cm}} \cdot \ln \frac{R_c}{R_k} = \frac{118 \cdot 0,02 \cdot 0,881 \cdot 1,033 \cdot 294,1}{3,14 \cdot 3,7799 \cdot 41,2 \cdot 293} \cdot \ln \left( \frac{250}{0,107} \right) = 0,0365 \text{ Д.}$$

(2.79)

11. Скин-фактор оценивается по формуле (2.80):

$$S = \left( \frac{k}{k_1} - 1 \right) \cdot \ln \left( \frac{R_c}{R_k} \right) = \left( \frac{0,0456}{0,0365} - 1 \right) \cdot \ln \left( \frac{250}{0,107} \right) = 1,9 \quad (2.80)$$

Параметры пласта, рассчитанные по КВД, представлены в таблице 2.34

Таблица 2.34 – Параметры удаленной зоны пласта, рассчитанные по КВД скв. № 1 ОНГКМ

Показатели		Значения	
Глубина замера, м		1500	
Дебит	газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	90	
	конденсата, т/сут	0,5	
	воды, м <sup>3</sup> /сут	0	
Время	работы скважины до остановки, час	Длит.	
	замера КВД, ч	91	
Устьевые параметры	динамика	P, кгс/см <sup>2</sup>	32,9
		t, °C	18
	статика	P, кгс/см <sup>2</sup>	35,1
		t, °C	18
Глубинные параметры (на глубине замера)	динамика	P, кгс/см <sup>2</sup>	46,28
		t, °C	26
		Нж, м	-
	статика	ρ <sub>ж</sub> , кг/м <sup>3</sup>	-
		P, кгс/см <sup>2</sup>	48,6
		t, °C	26,5
		Нж, м	-
		ρ <sub>ж</sub> , кг/м <sup>3</sup>	-
Глубинные параметры на а.о. -1633	статика	P, кгс/см <sup>2</sup>	50,5
		t, °C	29
Фильтрационно- емкостные свойства пласта	проводимость, Д·м/мПа·с		93,91
	проницаемость, мД		45,6
	пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с		0,0923
	скин-фактор		1,9
	пластовое давление на глубине замера, кгс/см <sup>2</sup>		49,82
	пластовое давление на а.о. -1633 м, кгс/см <sup>2</sup>		50,89

### Задание 3

Обработка кривой восстановления давления рассмотрена на примере скважины № 5 Оренбургского НГКМ в случае: граничные условия - «бесконечный пласт», время работы скважины (Т) до снятия КВД меньше времени, необходимого для восстановления давления (t) - (Т < 20t). Исходные данные решенного варианта и варианта для расчета параметров пласта по КВД представлены в таблице 2.35.

Таблица 2.35 – Исходные данные для расчета параметров пласта по КВД Скв. № 5 Оренбургского НГКМ

Показатели	Единицы измерения	Значения решенного варианта	Значения для решения все варианты
Время работы скважины до КВД	ч	336	424
Дебит газа до остановки	тыс. м <sup>3</sup> /сут	70	80
Эффективная толщина пласта	м	48	50
Пористость пласта	д.е.	0,104	0,15
Вязкость газа в пластовых условиях	мПа·с	0,02	0,02
Относительная плотность газа при ст. условиях		0,69	0,689
Стандартная температура	К	293	293
Атмосферное давление	кгс/см <sup>2</sup>	1,033	1,033
Радиус контура питания	м	500	600
Радиус скважины по долоту	м	0,107	0,107
Глубина измерения	м	1552	1620
Глубина а.о. минус 1633 м	м	1761	1829
Продолжительность замера КВД	ч	72	80

1. Проверяется неравенство  $T < 20t$      $336 < 20 \cdot 72 = 1440$  ч.

2. Обработка кривой восстановления давления, снятой на глубине 1552 м в координатах  $P_3^2(t) = P_{nn}^2 - \beta \cdot \lg \frac{T+t}{t}$ , представлена в таблице 2.36 и на рисунке

2.15.

Таблица 2.36 – Обработка кривой КВД снятой на глубине 1552 м. скв. № 5 ОНГКМ

Календарное время: дата, час, мин	Время после закрытия скв., t с	Забойное давление, Pзab, кгс/см <sup>2</sup>	(Pзab) <sup>2</sup> , (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>2</sup>	Lg (T+t/t)
1	2	3	4	5
05.04.08 0:00	0	36,03	1298,16	
05.04.08 0:01	60	36,32	1319,14	3,60563
05.04.08 0:02	120	37,03	1371,22	3,30470
05.04.08 0:03	180	37,47	1404,00	3,12872
05.04.08 0:04	240	37,76	1425,82	3,00389
05.04.08 0:05	300	38,05	1447,80	2,90708
05.04.08 0:06	360	38,29	1466,12	2,82801
05.04.08 0:07	420	38,48	1480,71	2,76117
05.04.08 0:08	480	38,66	1494,60	2,70329
05.04.08 0:09	540	38,82	1506,99	2,65224
05.04.08 0:10	600	38,97	1518,66	2,60659
05.04.08 0:15	900	39,58	1566,576	2,56530
05.04.08 0:20	1200	40,04	1603,202	2,52762
05.04.08 0:25	1500	40,43	1634,585	2,49297
05.04.08 0:30	1800	40,75	1660,563	2,46089
05.04.08 1:00	3600	41,94	1758,964	2,43104

Продолжение таблицы 2.36

1	2	3	4	5
05.04.08 1:30	5400	42,67	1820,729	2,40311
05.04.08 2:00	7200	43,18	1864,512	2,37689
05.04.08 2:30	9000	43,58	1899,216	2,35218
05.04.08 3:30	12600	44,17	1950,989	2,32880
05.04.08 4:30	16200	44,66	1994,516	2,30663
05.04.08 5:30	19800	45,03	2027,701	2,28555
05.04.08 6:30	23400	45,34	2055,716	2,26545
05.04.08 7:30	27000	45,60	2079,36	2,24626
05.04.08 8:30	30600	45,86	2103,14	2,22788
05.04.08 9:30	34200	46,07	2122,445	2,21026
05.04.08 10:30	37800	46,27	2140,913	2,19333
05.04.08 11:30	41400	46,43	2155,745	2,17705
05.04.08 12:30	45000	46,62	2173,424	2,16136
05.04.08 13:30	48600	46,74	2184,628	2,14623
05.04.08 14:30	52200	46,88	2197,734	2,13161
05.04.08 15:30	55800	46,99	2208,06	2,11748
05.04.08 16:30	59400	47,11	2219,352	2,10380
05.04.08 17:30	63000	47,22	2229,728	2,09054
05.04.08 18:30	66600	47,33	2240,129	2,07768
05.04.08 19:30	70200	47,43	2249,605	2,06520
05.04.08 20:30	73800	47,52	2258,15	2,05307
05.04.08 21:30	77400	47,60	2265,76	2,04128
05.04.08 22:30	81000	47,69	2274,336	2,02980
05.04.08 23:30	84600	47,76	2281,018	2,01863
06.04.08 0:30	88200	47,82	2286,752	2,00774
06.04.08 1:30	91800	47,91	2295,368	1,99712
06.04.08 2:30	95400	47,99	2303,04	1,98676
06.04.08 3:30	99000	48,05	2308,803	1,97665
06.04.08 4:30	102600	48,08	2311,686	1,96677
06.04.08 5:30	106200	48,15	2318,423	1,95712
06.04.08 6:30	109800	48,21	2324,204	1,94768
06.04.08 7:30	113400	48,26	2329,028	1,93845
06.04.08 8:30	117000	48,29	2331,924	1,92941
06.04.08 9:30	120600	48,36	2338,69	1,92056
06.04.08 10:30	124200	48,41	2343,528	1,91190
06.04.08 11:30	127800	48,44	2346,434	1,90340
06.04.08 12:30	131400	48,50	2352,25	1,89508
06.04.08 13:30	135000	48,53	2355,161	1,88691
06.04.08 14:30	138600	48,58	2360,016	1,87889
06.04.08 15:30	142200	48,61	2362,932	1,87103
06.04.08 16:30	145800	48,68	2369,742	1,86332
06.04.08 17:30	149400	48,70	2371,69	1,85574
06.04.08 18:30	153000	48,74	2375,588	1,84829
06.04.08 19:30	156600	48,77	2378,513	1,84097
06.04.08 20:30	160200	48,80	2381,44	1,83378
06.04.08 21:30	163800	48,82	2383,392	1,82670
06.04.08 22:30	167400	48,86	2387,3	1,81975
06.04.08 23:30	171000	48,91	2392,188	1,81291
07.04.08 00:30	174600	48,93	2394,145	1,80617
07.04.08 01:30	178200	48,96	2397,082	1,79955
07.04.08 02:30	181800	48,98	2399,04	1,79302
07.04.08 03:30	185400	49,02	2402,96	1,78660

Продолжение таблицы 2.36

1	2	3	4	5
07.04.08 04:30	189000	49,07	2407,865	1,78027
07.04.08 05:30	192600	49,09	2409,828	1,77403
07.04.08 06:30	196200	49,10	2410,81	1,76789
07.04.08 07:30	199800	49,13	2413,757	1,76184
07.04.08 08:30	203400	49,15	2415,723	1,75587
07.04.08 09:30	207000	49,18	2418,672	1,74998
07.04.08 10:30	210600	49,21	2421,624	1,74418
07.04.08 11:30	214200	49,24	2424,578	1,73846
07.04.08 12:30	217800	49,24	2424,578	1,73281
07.04.08 13:30	221400	49,27	2427,533	1,72724
07.04.08 14:30	225000	49,29	2429,504	1,72174
07.04.08 15:30	228600	49,31	2431,476	1,71631
07.04.08 16:30	232200	49,35	2435,423	1,71096
07.04.08 17:30	235800	49,37	2437,397	1,70567
07.04.08 18:30	239400	49,39	2439,372	1,70044
07.04.08 19:30	243000	49,41	2441,348	1,69528
07.04.08 20:30	246600	49,44	2444,314	1,69019
07.04.08 21:30	250200	49,45	2445,303	1,68515
07.04.08 22:30	253800	49,45	2445,303	1,68018
07.04.08 23:30	257400	49,47	2447,281	1,67527
08.04.08 00:00	259200	49,50	2450,25	1,67041

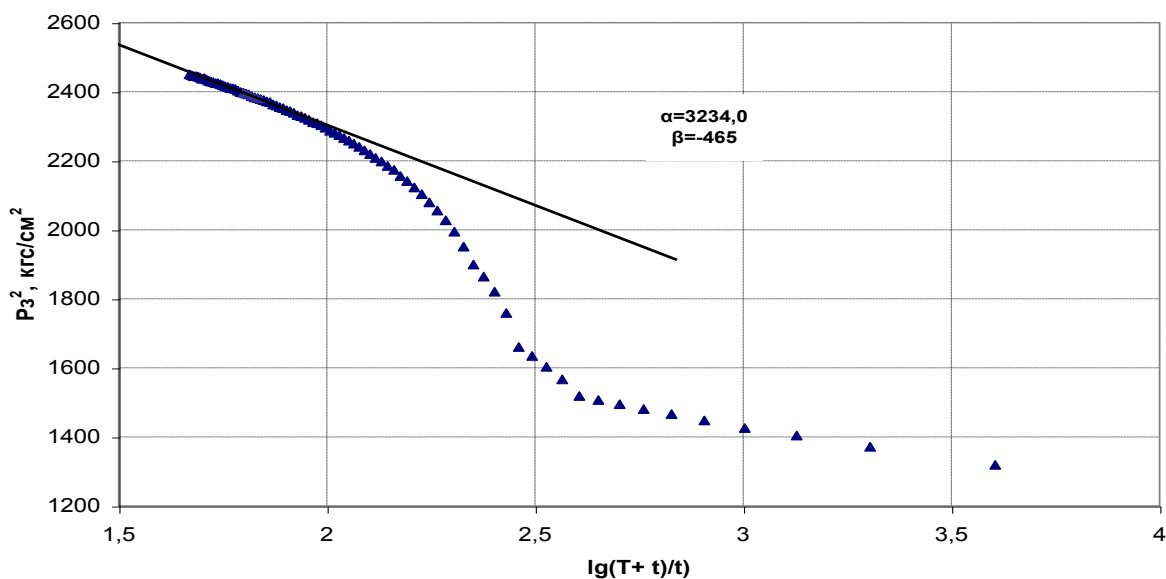


Рисунок 2.15 - Обработка квд скважины № 5 ОНГКМ

3. Пластовое давление определяется на глубине путем экстраполяции прямолинейного участка до  $\lg((T+t)/t) = 0$ , тогда значение  $P_z^2 = P_{пл}^2$ .

$$P_{пл}^2 = P_{заб}^2 = 3234 (\text{кгс/см}^2)^2; \quad P_{пл} = \sqrt{P_{заб}^2} = \sqrt{3234} = 56,87 \text{ кгс/см}^2.$$

4. Пластовое давление на а.о. минус 1633 м пересчитываем по барометрической формуле от давления на замеренной глубине

$$P_{пла.о.} = P_{пл} \cdot e^S,$$

$$\text{где } S = \frac{0,03415 \cdot \bar{\rho} \cdot (H_{a.o.} - H_{зам})}{Z \cdot T} = \frac{0,03415 \cdot 0,69 \cdot (1761 - 1552)}{0,881 \cdot 299} = 0,019$$

$$P_{пла.о.} = 56,87 \cdot e^{0,019} = 57,96 \text{ кгс/см}^2.$$

5. С помощью графика определяем прямолинейный участок удаленной зоны пласта. Определяем тангенс угла наклона прямолинейного участка для удаленной зоны пласта:  $\beta = 465$ . Коэффициент сверхсжимаемости  $Z=0,881$  (расчеты приведены в задании 1).

6. Гидропроводность пласта определяется по формуле:

$$kh/\mu = 43,8 \cdot 70 \cdot 1,033 \cdot 299 \cdot 0,881 / (465 \cdot 293) = 6,12 \text{ Д} \cdot \text{м}/(\text{МПа} \cdot \text{с});$$

где  $T_{пл} = (26 + 273) = 299 \text{ К}$  – температура пласта в К.

7. Проницаемость пласта вычисляется:

$$k = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{\mu}{h} = 6,12 / (48 / 0,02) = 0,00255 \text{ Д}$$

8 Пьезопроводность пласта определяется:

$$\chi = 6,12 \cdot 56,86 / (0,104 \cdot 48) = 69,71 \text{ см}^2/\text{с} = 0,00697 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Результаты расчетов по КВД представлены в таблице 2.37, сопоставить свои расчеты с расчетами преподавателя. За счет чего получились другие цифры?

Таблица 2.37 – Параметры удаленной зоны пласта, рассчитанные по КВД скважины № 5 Оренбургского НГКМ

Результаты исследований	Единицы измерения	Значения расчетного варианта	Значения рассчитанного варианта студентом
Пластовое давление на глубине замера	кгс/см <sup>2</sup>	56,86	
Пластовое давление на а.о. минус 1633 м	кгс/см <sup>2</sup>	57,96	
Гидропроводность	Д·м/(МПа·с)	6,12	
Проницаемость	Д	0,00255	
Пьезопроводность	м <sup>2</sup> /с	0,00697	

2.7.4 Контроль основных понятий по результатам опроса и тестирования

**1. Каким законом можно описать неустановившуюся фильтрацию газа :**  
1.1 Линейным законом Дарси; 1.2 Показательной функцией;



- 1.3 Экспоненциальной зависимостью; 1.4 полиномом 2,3 порядка.
- 2. От чего в большей степени зависит коэффициент проницаемости газового пласта:**
- 2.1 от дебита скважины до остановки ;  
 2.2 от фильтрационно-емкостных свойств пласта;  
 2.3 от времени восстановления давления;  
 2.4 от дебита до остановки, усадки и вязкости газа и формы КВД;
- 3. Как изменится коэффициент проницаемости газового пласта, если увеличить вскрытую продуктивную толщину пласта в два раза**
- 3.1 увеличится в два раза; 3.2 останется неизменным;  
 3.3 уменьшится; 3.4 увеличится незначительно.
- 4. Что влияет на форму кривой КВД в большей степени:**
- 4.1 фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта ;  
 4.2 время восстановления давления; 4.3 первое и второе  
 4.4 тангенс наклона угла касательной к КВД.
- 5. По какому закону будет изменяться давление в потоке газа для плоско-радиального течения жидкости:**
- 5.1 по линейному закону; 5.2 по параболическому закону;  
 5.3 по квадратичному закону; 5.4 по заданному закону.
- 6. Как будет изменяться градиент давления в потоке газа для прямолинейно-параллельного одномерного потока:**
- 6.1 увеличиваться; 6.2 уменьшаться;  
 6.3 остается неизменным; 6.4 сначала увеличивается, потом уменьшается.
- 7. Зависит ли время работы газовой скважины до остановки и время восстановления пластового давления:**
- 7.1 зависит; 7.2 не зависит; 7.3 имеет сложную зависимость;  
 7.4 сначала увеличивается , потом уменьшается.
- 8. Зависит ли время восстановления пластового давления газового пласта от объемный расхода газа до остановки скважины :**
- 8.1 не зависит; 8.2 зависит; 8.3 имеет экспоненциальную зависимость;  
 8.4 соизмеримо только с временем работы до остановки скважины.
- 9. От чего зависит вид кривой восстановления давления:**
- 9.1 закона фильтрации; 9.2 от координат построения КВД;  
 9.3 от характеристик ФЕС потока газа, времени восстановления давления ;  
 9.4 от характеристик коллектора.
- 10. Какие виды несовершенства газовой скважины вы знаете:**
- 10.1 несовершенство по конструкции скважины; 10.2 по степени вскрытия и характеру вскрытия продуктивного пласта ;  
 10.3 несовершенство, определенное по кривым В.П. Щурова;  
 10.4 по смятию эксплуатационной колонны.

### **Вопросы для самопроверки к защите**

1. В чем заключается физический смысл коэффициента пьезопроводности?

2. Назовите все гидродинамические параметры, которые определяются по КВД?
3. Приведенный радиус, что это такое? Какая скважина называется гидродинамически совершенной, а какая гидродинамически несовершенная ?
4. Как определяется коэффициент гидропроводности? Какие производные характеристики от этого коэффициента Вы знаете? Дать физический смысл их.
5. Можно ли по гидродинамическим параметрам, оцененным по КВД, определить состояние ближней, средней и дальней зоны продуктивного пласта?
6. Каким методом обрабатываются кривые КВД для разного периода исследования?
7. Что такое скин-фактор? Для чего его нужно определять?
8. Дать понятие совершенства и несовершенства скважины по характеру и степени вскрытия. На что влияет характер несовершенства скважины?

#### 2.7.5 Оформление результатов лабораторной работы

Оформить отчет по лабораторной работе, поместив титульный лист на первой странице (приложение А). Порядок оформления по образцу выполненных заданий. Пояснительный текст, если необходим, выполнить в Word редакторе. Оформленная лабораторная работа отсылается преподавателю на проверку по электронной почте или на бумажном носителе. При получении положительной экспертизы работа оформляется на бумажном носителе, защищается и сдается преподавателю.

### 2.8 Лабораторная работа №8

#### Режимы фильтрации и экспериментальный закон Рейнольдса

##### 2.8.1 Цель работы

Научиться описывать режим фильтрации флюида с помощью закона Рейнольдса

## 2.8.2 Некоторые аспекты теории режимов фильтрации

Линейный закон фильтрации Дарси является приближённым, при увеличении скорости фильтрации жидкости и соответствующем увеличении величин скоростного напора при выводе линейного закона фильтрации допущение может оказаться несправедливым, возникнут погрешности в расчётах. В этих случаях говорят, что линейный закон фильтрации имеет верхнюю границу своего применения, речь может идти о называемых нелинейных законах фильтрации. Помимо верхней границы применимости линейного закона фильтрации также существует и нижняя, обусловленная тем, что при аномально низких скоростях фильтрации на контакте между жидкостью и твёрдой средой возникают процессы электрохимического взаимодействия между этими средами, что порождает дополнительные сопротивления в потоке. Граница применимости линейного закона фильтрации может быть связана с понятием критической скорости фильтрации и критического значения числа Рейнольдса :

$$Re = \frac{wd}{\nu}, (2.81)$$

где  $d$  - некоторый характерный линейный размер пористой среды;  $\nu$  - кинематический коэффициент вязкости флюидов ( $\nu = \frac{\mu}{\rho}$ ).

**Ламинарный режим** - это спокойное, прямолинейное, параллельно струйное, послойное движение жидкости. **Турбулентный режим** - это неупорядоченное движение струек, с поперечными пульсациями скорости, колебаниями, завихрениями струек, а при больших скоростях с полным перемешиванием жидкости.

Экспериментальный закон, который рассматривает два режима движения жидкости ламинарный и турбулентный был получен **Рейнольдсом**.

Ламинарный режим имеет место при движении жидкости **большой вязкости**: смазочные масла, мазут, нефть. При ламинарном движении частицы жидкости движутся, не перемешиваясь, образуя упорядоченное слоистое движение. Ламинарное движение жидкости подчиняется закону внутреннего трения Ньютона. Эпюра скоростей для ламинарного движения имеет вид параболической формы.

При турбулентном режиме движения происходит поперечное перемещение частиц жидкости.

В потоках жидкостей или газов принято различать режимы движения. Движение, при котором линии тока прямолинейны и устойчивы и при котором не происходит пульсации местных скоростей, называется **ламинарным**. Потоки, в которых происходит перемешивание жидкости или газа, называются **турбулентными**. Опытными исследованиями,

проводившимися в конце XIX - начале XX веков, было установлено, что разделить ламинарные и турбулентные потоки можно, вычислив некоторую величину и сравнив ее с эталонной. Эта величина называется **числом Рейнольдса** и характеризует соотношение сил инерции и сил трения в потоке. **Число Рейнольдса** – безразмерный коэффициент, который характеризует режим движения потока жидкости и определяется из соотношения:  $Re=v*d/v(\text{ню})$ , зависит от скорости потока, живого сечения и кинематической вязкости жидкости. При значении числа Рейнольдса больше 2320 –режим турбулентный (для движения по трубам цилиндрической формы). Нижнее критическое число Рейнольдса 2320 - соответствует напорному движению установлено экспериментально. Критерий Рейнольдса является гидродинамической характеристикой потока, по которому устанавливается режим движения флюида. Рейнольдс в 1876 - 1883гг. экспериментально установил критерий перехода ламинарного течения в цилиндрических трубах в турбулентное. Предложил дифференциальные уравнения для осредненного движения жидкости, учитывающие дополнительные напряжения (турбулентные напряжения).

#### Определение числа Рейнольдса

1. Значение числа Рейнольдса (Re) при движении жидкости из обсаженной скважины через перфорационные отверстия по трубе круглого диаметра для фиктивного грунта определяем по формуле В.Н. Щелкачева (2.82):

$$Re = \frac{10 * v * \rho * \sqrt{k}}{m^{2.3} * \mu}, \quad (2.82)$$

где v- скорость фильтрации, м/с  
 ρ- плотность нефти в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>  
 k- коэффициент динамической проницаемости, м<sup>2</sup>  
 m- коэффициент эффективной пористости, д.ед  
 μ- коэффициент динамической вязкости, Па\*с

Для определения числа Рейнольдса необходимо определить скорость фильтрации по формуле (2.83):

$$v = \frac{4 * Qб / \pi}{\pi * n0 * hэф.н.вск * d_0^2}, \quad (2.83)$$

где v- скорость фильтрации, м/с  
 Qб/π- суммарный суточный дебит, м/с  
 π- число Пи =3,141592  
 n0- частота прострелов на 1 метр вскрытой части пласта, отв/м  
 Нэф.н.вск- вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м  
 d0- диаметр прострелов в обсадной колонны, м  
 Критические значения числа Рейнольдса лежат в интервале  $1 < Re_{кр} < 12$

2. Определение числа Рейнольдса при движении нефти через НКТ по формуле (2.84):

$$Re=v*\rho*d/\mu \quad (2.84),$$

где  $v$ - скорость движения жидкости по трубе, м/с;  
 $\rho$ - плотность нефти в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  
 $d$ - внутренний диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ), м;  
 $\mu$ - динамический коэффициент вязкости, Па\*с.

Скорость движения жидкости по трубе будет определена, если будет известна площадь поперечного сечения НКМ, которая может быть определена по формуле (2.85):

$$\omega =\pi*d_{НКТ}^2/4 \quad (2.85),$$

где  $\pi$ - Число Пи -3,14159;  
 $d$ - Внутренний диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ), м

### 2.8.3 Задания по лабораторной работе

#### Задание 1

Выполнить расчет числа Рейнольдса по формуле В.Н.Щелкачева и по формуле (2.82), оценить фильтрацию жидкости при нарушении линейного закона Дарси с учетом данных своего варианта из таблицы .2.38.

Таблица 2.38- Исходные данные для расчетов числа Рейнольдса по первому заданию

Вар.	Дебит Qб/п	Частота прострелов на 1 метр вскрытой части пласта,	Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта,	Диаметр прострелов в обсадной колонны,	Плотность нефти в стандартных условиях,	Коэффициент динамической вязкости,	Коэффициент эффективной пористости,	Коэффициент динамической проницаемости,
	м3/с	Отв/м	м	м	кг/м <sup>3</sup>	Пас	д.ед	М <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1-16	0,005	30	38,2	0,008	850	0,048	0,12	8,6*10 <sup>-13</sup>
2-17	0,006	35	33,6	0,007	834	0,047	0,1	8,2*10 <sup>-13</sup>
3-18	0,007	40	22,7	0,008	844	0,044	0,15	8,6*10 <sup>-13</sup>
4-19	0,008	25	12,9	0,008	812	0,039	0,13	9,6*10 <sup>-13</sup>
5-20	0,005	20	24,8	0,007	822	0,012	0,09	8,6*10 <sup>-13</sup>
6-21	0,006	30	28,9	0,008	867	0,022	0,08	9,6*10 <sup>-13</sup>
7-22	0,007	40	22,6	0,008	888	0,048	0,13	12,6*10 <sup>-13</sup>
8-23	0,008	30	33,7	0,007	879	0,047	0,12	10,6*10 <sup>-13</sup>
9-24	0,01	35	30,6	0,008	876	0,044	0,1	8,6*10 <sup>-13</sup>
10-25	0,01	40	19,9	0,008	833	0,039	0,15	7,3*10 <sup>-13</sup>
11-26	0,009	25	17,8	0,007	855	0,012	0,13	8,9*10 <sup>-13</sup>

Продолжение таблицы 2.38

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12-27	0,009	20	11,3	0,008	825	0,022	0,09	$8,0 \cdot 10^{-13}$
13	0,008	30	15,4	0,008	799	0,054	0,08	$9,5 \cdot 10^{-13}$
14	0,009	40	18,9	0,007	812	0,052	0,13	$8,3 \cdot 10^{-13}$
15	0,01	35	28,5	0,008	844	0,038	0,18	$8,6 \cdot 10^{-13}$

**Решение :**

$$v=4 \cdot 0,005093 / (3,141592 \cdot 0,008^2 \cdot 40 \cdot 38,2) = 0,06631033 \text{ м/с}$$

Далее определяем число Рейнольдса по формуле В.Н.Щелкачева :

Для определения числа Re

$$1 \leq Re_{кр} \leq 12$$

$$Re = 10 \cdot v \cdot \sqrt{k} \cdot \rho / (m^{2.3} \cdot \mu)$$

и произведем вычисление:

$$Re = 10 \cdot 0,06631033 \cdot 850 \cdot (8,6 \cdot 10^{-13})^{0.5} / (0,156^{2.3} \cdot 0,0047) = 7,9792888$$

Делаем вывод

**Задание 2 Решить самостоятельно**

Определить дебит скважины (внутренний диаметр эксплуатационной колонны 132 мм) по формуле 1.1, если фильтрация нефти происходит по линейному закону. Определить также число Рейнольдса у стенки скважины по формуле 2.84. Известны толщина пласта h, кинематическая вязкость  $\nu$  и плотность нефти  $\rho$ , радиус контура питания Rk, забойное и пластовое давления, проницаемость k и пористость m горной породы. Исходные данные по вариантам приведены в таблице 2.39

Таблица 2.39 - Исходные данные для расчетов дебитов и числа Рейнольдса по второму заданию

№ вар	Дскв	h	$\nu \cdot 10^{-7}$	$\rho$	Rk	Rпл	Rз	K	m
	мм	м	м <sup>2</sup> /с	кг/м <sup>3</sup>	м	МПа	МПа	мкм <sup>2</sup>	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	132	5	40	750	200	18	7	0,12	15
2	132	6	50	740	220	17	6	0,13	14
3	132	7	60	730	240	16	5	0,15	18
4	132	10	50	700	300	18	8	0,25	19
5	132	11	60	725	210	17	7	0,10	11
6	132	15	40	730	260	19	6	0,16	14
7	132	17	30	700	300	16	8	0,05	10
8	132	8	35	720	290	17	7	0,09	11
9	132	9	45	730	240	19	8	0,1	10
10	132	10	65	750	250	18	9	0,12	12

Продолжение таблицы 2.39

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	132	12	50	740	350	16	10	0,13	13
12	132	6	40	790	400	18	11	0,15	18
13	132	9	50	780	380	19	12	0,25	20
14	132	10	60	810	370	20	10	0,10	10
15	132	11	50	800	250	19	9	0,16	15
16	132	17	40	790	280	18	8	0,15	15
17	132	18	30	730	310	17	7	0,14	15
18	132	15	40	740	250	16	9	0,13	17
19	132	9	60	750	270	15	8	0,15	16
20	132	8	50	720	200	18	8	0,12	14

#### 2.8.4 Контроль основных понятий по результатам опроса и тестирования

### **1.С каким значением связывают верхнюю границу применения закона Дарси:**

- 1.1 критическим значением числа Рейнольдса;
- 1.2 критическим значением параметра Дарси;
- 1.3 критическим значением числа Щелкачева;
- 1.4 критическим значением числа Бернулли.

### **2.При каких значениях числа Рейнольдса перестает быть справедлив закон Дарси :**

- 2.1  $Re > Re_{кр}$ ; 2.2  $Re < Re_{кр}$ ; 2.3  $Re = Re_{кр}$ ; 2.4 когда определение числа  $Re$  невозможно

### **3.Где может наблюдаться нелинейный закон фильтрации (при больших скоростях):**

- 3.1 при движении газа высокодебитных скважин;
- 3.2 при движении вязкой жидкости;
- 3.3 при движении реологических жидкостей;
- 3.4 при движении бингамовских жидкостей.

### **4. Что может образовывать флюид в пористой среде при малых скоростях потока:**

- 4.1 структурообразующие компоненты; 4.2 неньютоновские системы;
- 4.3 ньютоновские системы;
- 4.4 устойчивые коллоидные растворы (студнеобразные пленки);

### **5. Нижнее критическое число Рейнольдса равно 2320 , соответствует:**

- 5.1 безнапорному движению; 5.2 напорному движению;
- 5.3 установившемуся движению; 5.4 неравномерному движению

### **6. Какому закону подчиняется ламинарное движение жидкости :**

- 6.1 закону внутреннего трения Ньютона; 6.2 закону Гука;
- 6.3 закону Бернулли; 6.4 закону Дарси

### **7. Число Рейнольдса для некруглых труб определяют по формуле :**

- 7.1  $Re = R \cdot V / (\chi \cdot v)$  7.2  $Re = R \cdot V / v$

7.3  $Re = S \cdot V / \chi \cdot \mu$     7.4  $Re = v / (\chi \cdot \nu)$

**8. Актуальная мгновенная скорость турбулентного потока состоит из следующих составляющих :**

- 8.1 поперечной и наружной составляющих;
- 8.2 продольной и поперечной составляющих;
- 8.3 продольной, окружной составляющих и поперечных, меняющихся во времени;
- 8.4 продольной и окружной составляющих, не меняющихся во времени

**9. Укажите факторы, влияющие на шероховатость труб:**

- 9.1 способ изготовления и материал, отложение солей;
- 9.2 материал труб; 9.3 толщина ламинарного подслоя;
- 9.4 толщина турбулентного подслоя

**10. В области гидравлически гладких труб коэффициент гидравлического трения зависит от следующих факторов:**

- 10.1 абсолютной шероховатости; 10.2 относительной шероховатости;
- 10.3 числа Рейнольдса; 10.4 нет правильного ответа

**11. В области доквадратического сопротивления коэффициент гидравлического трения вычисляется по формуле:**

- 11.1 Шифринсона 11.2 Альштуля; 11.3 Блазиуса; 11.4 Конакова

**12. В сложных местных сопротивлениях происходят следующие явления:**

- 12.1 деформация потока (50%); 12.2 разложение потока;
- 12.3 разложение частиц ; 12.4 интенсивное вихреобразование (50%).

**13. Единицы измерения эквивалентной шероховатости :**

- 13.1 мм ;      13.2 метры ;      13.3 см ;      13.4 Нм

**14. Эпюра скоростей для ламинарного режима потока имеет вид :**

- 14.1 конической формы; 14.2 гиперболической формы;
- 14.3 параболической формы; 14.4 прямолинейной формы

**15. Каким параметром может быть описан режим фильтрации :**

- 15.1 Числом Рейнольдса; 15.2 Коэффициентом Дарси;
- 15.3 Коэффициентом эквивалентной шероховатости;
- 15.4 Коэффициентом продуктивности.

### **Вопросы для самопроверки к защите**

1. Может ли быть в работающей нефтяной скважине поток нефти турбулентным и в каких случаях?

2. Какую форму имеет эпюра скоростей для ламинарного потока фильтрации?

3. Чем отличается эпюра скоростей для ламинарного и турбулентного потока фильтрации?

4. При каких условиях в газовой скважине будет поток ламинарным?

5. Какой закон является критерием оценки режима потока флюида?

6. Каким параметром можно описать режим фильтрации потока флюида?



7. Для каких условий число Рейнольдса определяется по формуле В.Н. Щелкачева?

8. Кто автор определения числа Рейнольдса по формуле :  $Re = v * \rho * d / \mu$  ?

### 2.8.5 Оформление результатов лабораторной работы

Оформить отчет по лабораторной работе №8, поместив титульный лист на первой странице (приложение А). Решить два задания, дать поясняющий текст к решению с формулами, письменно ответить на все 15 вопросов тестов и 8 вопросов контроля для самопроверки. Оформленная лабораторная работа отсылается преподавателю на проверку по электронной почте или на бумажном носителе. При получении положительной экспертизы работа оформляется на бумажном носителе, защищается и сдается преподавателю.

### 3 Учебно-методическое обеспечение дисциплины

#### 3.1 Основная литература

1. Бутенин, Н.В. Теоретическая механика: учебное пособие/ Н.В.Бутенин, Я.Л. Лунц, Д.Р. Меркин :М.-Издательство «Лань»,2009.-736с. ISBN 978-5-8114-0052-2

Режим доступа : [https://e.anbook.com/reader/book/34/\\*/](https://e.anbook.com/reader/book/34/*/)

2.Бухгольц, Н.Н. Основной курс теоретической механики: учебник Ч.1 Кинематика, статика, динамика материальной точки /Н.Н. Бухгольц –М: Издательство «Лань», 2009.-480с. . ISBN 978-5-0919-8-Режим доступа : [https://e.anbook.com/reader/book/32/\\*/](https://e.anbook.com/reader/book/32/*/)

3. Бухгольц, Н.Н. Основной курс теоретической механики: учебное пособие Ч.2 Динамика системы материальных точек /Н.Н. Бухгольц-М: Издательство «Лань»,2016.-336с. . ISBN 978-5-8114-0926-6. Режим доступа: [https://e.anbook.com/reader/book/32/\\*/](https://e.anbook.com/reader/book/32/*/)

4.Дырдина, Е.В. Введение в инженерную механику: статика и кинематика твердого тела: учебное пособие/И.И.Мосалева, Е.В.Дырдина. – Оренбург: ОГУ, 2016 .-158с.

#### 3.2 Дополнительная литература

1. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных/ Т.А. Деева, М.Р. Камартдинов, Т.Е. Кулагина, П.В. Мангазеев. – Томск: изд-во ЦППС ИД ТПУ, 2009. – 241 с.

2. Иктисанов, В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений/В А.Иктисанов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.

3. Ипатов, А.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов/ А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2005. – 780 с.

4. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология: учебник для вузов/В.Г. Каналин, С.Б. Вагин, М.А. Токарев, Г.А. Ланчаков, А.И. Пономарев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 372 с.

5. Кременецкий, М.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: учебное пособие/ М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов.- М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.

6. Технология и техника добычи нефти: учебник для вузов/ А.Х. Мирзаджанзаде, [и др.] под редакцией проф. А.Х. Мирзаджанзаде – М.: Недра, 1986. –382 с.
7. Петухов, А.В. Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа/А.В.Петухов. – Ухта: УГТУ, 2002. – 276 с.
8. Слюсарев, Н.И. Исследование нефтяных скважин и пластов: учеб. пособие/Н.И. Слюсарев, А.И. Усов. – СПб: СПГГИ (ТУ), 2002. – 67 с.
9. Справочник нефтяника/ Ю.В. Зейгман, Г.А. Шамаев. – Уфа: Тау, 2005. – 272 с.
10. Харин, А.Ю. Гидродинамические методы исследования нефтяных скважин: учебное пособие/ А.Ю. Харин, С.Б. Харина. – Уфа: изд-во УГНТУ, 2004. – 108 с.
11. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений/ Р.С. Хисамов, [и др.]. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1999. – 227 с.
12. Чарный, И. А. Подземная гидрогазодинамика: учеб. для вузов / И.А.Чарный. – М. : Ин-т компьютер. Исслед., 2006. – 436 с. – (Современные нефтегазовые технологии). – Прил.: с. 393-410 – ISBN 5-93972-591-0.
13. Кулагин, В.А. Гидрогазодинамика: учебное пособие / В.А. Кулагин, Е.П. Грищенко .-Красноярск:ИПК СФУ,2009.-278с.
14. Эрлагер мл., Р. Гидродинамические методы исследования скважин/ Р.Эрлагер мл. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 512 с.
15. Квеско, Б.Б. Подземная гидромеханика: учебное пособие/ Б.Б. Квеско, Е.Г. Карпова.-Томск:-Издательство «Томский политехнический университет»,2012.-168с. ISBN 978-5-4387-0087-6.
16. Аравин, В.И. Теория движения жидкостей и газов в недеформируемой пористой среде: учебное пособие/В.И.Аравин, С.Н.Нумеров.- М.: ГИТТЛ, 1953.-616с.
17. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа/ Г.И. Баренблатт, [и др.]. – М.: Недра, 1972. – 288 с.
18. Подземная гидромеханика: учебник для вузов/К.С.Басниев, [и др.]. –М.: Недра, 1993. –416с.
19. Булыгин, В.Я. Гидромеханика нефтяного пласта/В.Я.Булыгин. –М.: Недра, 1974. –232с.
20. Гиматудинов, Ш.К.Физика нефтяного и газового пласта: учебник/ Ш.К.Гиматудинов, А.И.Ширковский. - М.: Недра, 1982. -311с.
21. Подземная гидрогазодинамика: учеб.пособие. / В.В. Девликамов, [и др.].– Уфа: УНИ, 1987. –86с.
22. Евдокимова, В.А. Сборник задач по подземной гидравлике/В.А.Евдокимова, И.Н.Кочина. –М.: Недра,1979. –168с.
23. Желтов, Ю.П. Механика нефтегазоводоносного пласта/Ю.П.Желтов. - М.: Недра, 1975. -21с.

24. Коллинз, Ю.Р. Течение жидкостей через пористые материалы/Ю.Р.Коллинз. - М.: Мир, 1964. -351с.
25. Нефтегазовая гидромеханика: учеб. пособие для вузов /К. С. Басниев, [и др.] ; под ред. С. С. Григоряна.- 2-е изд., доп. – М. : Ижевск, 2005. – 544 с. – (Современные нефтегазовые технологии). – Библиогр.: с. 538-543. – ISBN 5-93972-405-1.
26. Лейбензон, Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде/Л.С. Лейбензон.- М.: Гостоптехиздат, 1947.-244с.
27. Маскет, М. Течение однородных жидкостей в пористой среде/М.Маскет. - М.-Ижевск:, 2004.-628с.
28. Механика насыщенных пористых сред / В.Н. Николаевский, [и др.]. - М.: Недра, 1970.-339с.
29. Мирзаджанзаде, А.Х. Вопросы гидродинамики вязко-пластичных и вязких жидкостей в нефтедобыче/А.Х.Мирзаджанзаде. – Баку: Азнефтеиздат, 1959.-409с.
30. Многомерная и многокомпонентная фильтрация: справ. пособие / С.Н. Закиров, [и др.] - М.: Недра, 1988. -335с.
31. Наказная, Л.Г. Фильтрация жидкости и газа в трещиноватых коллекторах/Л.Г.Наказная. - М.: Недра, 1972. -184с.
32. Николаевский, В.Н. Механика пористых и трещиноватых сред/ В.Н.Николаевский. – М.: Недра, 1984. –232с.
33. Пирвердян, А.М. Физика и нефтяная подземная гидравлика /А.М.Пирвердян.-М.: Недра,1982.-192с.
34. Подземная гидравлика: учебник для вузов / под ред К.С.Басниева, [и др.] –М.: Недра, 1986. –303с.
35. Журавлев, В.Ф. Основы теоретической механики /В.Ф.Журавлев. М.-Издательство «Физматлит»,2008.-304с.- ISBN 978-5-9221-0907-9.
36. Пыхачев, Г.Б., Подземная гидравлика/ Г.Б.Пыхачев, Р.Г.Исаев. –М.: Недра, 1973. –360с.
37. Голф-Рахт, Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т.Д.Голф-Рахт .-М. :Недра,1986.-608с.
38. Телков, А.П. Подземная гидрогазодинамика/А.П.Телков. – Уфа: Изд-во УНИ, 1974.-224с.
39. Чарный, И.А. Основы подземной гидравлики/И.А.Чарный. - М.:Гостоптехиздат, 1956. -260с.
40. Чарный, И.А. Подземная гидрогазодинамика/ И.А.Чарный. – М.:Гостоптехиздат, 1963. -396с.
41. Чекалюк, Э.Б. Основы пьезометрии нефти и газа/Э.Б.Чекалюк. – Киев: Государственное издательство технической литературы УССР, 1961. - 286с.
42. Шейдеггер, А.Э. Физика течения жидкостей через пористые среды /А.Э. Шейдеггер. - М.: Гостоптехиздат, 1960. -250с.
43. Щуров, В.И. Техника и технология добычи нефти: учебник для вузов/В.И. Щуров. – М.: Недра, 1983. – 510 с.

44. Часс, С. И. Гидромеханика в примерах и задачах: учебное пособие /С.И. Часс. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. 216 с.
45. Винников, В. А. Гидромеханика: учебник для вузов / В.А. Винников, Г.Г. Каркашадзе. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2003. - 302 с.
46. Азиз, Х. Математическое моделирование пластовых систем/Х.Азиз, Э.Сеттери. - М.: Недра,1982. -407с
47. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов/ Б.С. Чернов, [и др.]. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 320 с.
48. Зотов, Г.А Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Г.А. Зотов, З.С. Алиев.. - М.: Недра, 1980
49. Шагиев, Р.Г. Исследование скважин по кривой восстановления давления/Р.Г.Шагиев. – М.: Недра,1998. – 304 с.
- 50) Щелкачев, В. Н. Подземная гидравлика: учебное пособие для студентов нефтегазовых специальностей университетов / В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук. – Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. – 736 с.- -ISBN 5-93972-081-1
51. Сборник задач по гидравлике и газодинамике для нефтяных вузов: учебное пособие для вузов / под. ред.Розенберга. - М.: Недра, 1990. - 238с.- ISBN 5-247-01610-6.
52. Вилькер, Д. С. Лабораторный практикум по гидромеханике: учеб. пособие для гос. ун-тов / Д. С. Вилькер . - М. : Физматгиз, 1959. - 352 с.
53. Муфазалов, Р. Ш. Гидромеханика добычи нефти. Том 1.: учебное пособие /Р.Ш.Муфазалов. М.: - Московский государственный горный университет, 2008. -315с- ISBN 978-5-98672-106-4
54. Дмитриев, Н. М. Подземная гидромеханика: пособие для семинарских занятий. /Н.М.Дмитриев, В.В. Кадет: М. - Интерконтакт Наука, 2008,-174с.
55. Пятибрат, В.П. Основы подземной гидромеханики: учебное пособие /В.П. Пятибрат :Ухта:УГТУ,2012.-123с.- ISBN 978-5-88179-684-6

### 3.3 Интернет-ресурсы

- 1 Федеральный портал «Российское образование» -Режим доступа : <http://www.edu.ru> –
- 2 Федеральное хранилище «Единая коллекция цифровых образовательных ресурсов» -Режим доступа : <http://school-collection.edu.ru> -
- 3 «Энциклопедии и словари»-Режим доступа : <http://enc-dic.com>
- 4 Инфо-ТЭК Консалт-справочная информация по добыче, бурению, нефтепромысловому оборудованию всех компаний России-Режим доступа: <http://www.citek.ru>
- 5 Справочники по добыче нефти и газа в мире, странам, России, нефтегазовым компаниям-Режим доступа : <http://press.lukoil.ru>

6 Новые методы увеличения нефтеотдачи- Режим доступа : <http://www.kng.ru>  
7 Инструкции по запасам углеводородов, методические пособия к проектным документам на разработку и подсчету запасов, регламенты и правила на разработку-Режим доступа: <http://www.gkz.ru>

**Приложение А**  
(обязательное)

**Физические свойства жидкости, основное уравнение гидростатики,  
закон Паскаля**

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
«Оренбургский государственный университет»

Геолого-географический факультет  
Кафедра геологии

**ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1** (16пт, полужирный)  
По дисциплине «Подземная гидромеханика»

**Статистическое и динамическое состояние жидкости в  
пластах**(16полужир.)

*Тема: Основное уравнение гидростатики*

ОГУ 21.05.02. 26.17. 233 ПГ(с)ГНГ  
(233 – три последние цифры номера зачетной книжки)

Руководитель работы  
канд. геол.-мин. наук, доцент

\_\_\_\_\_ Л.Д. Савинкова  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Исполнитель  
Студент группы 14ПГ(с)ГНГ

\_\_\_\_\_ Д.И. Кузнецов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Оренбург, 2017

**Приложение Б**  
**(рекомендуемое)**  
**Определение коэффициента сжимаемости газа**

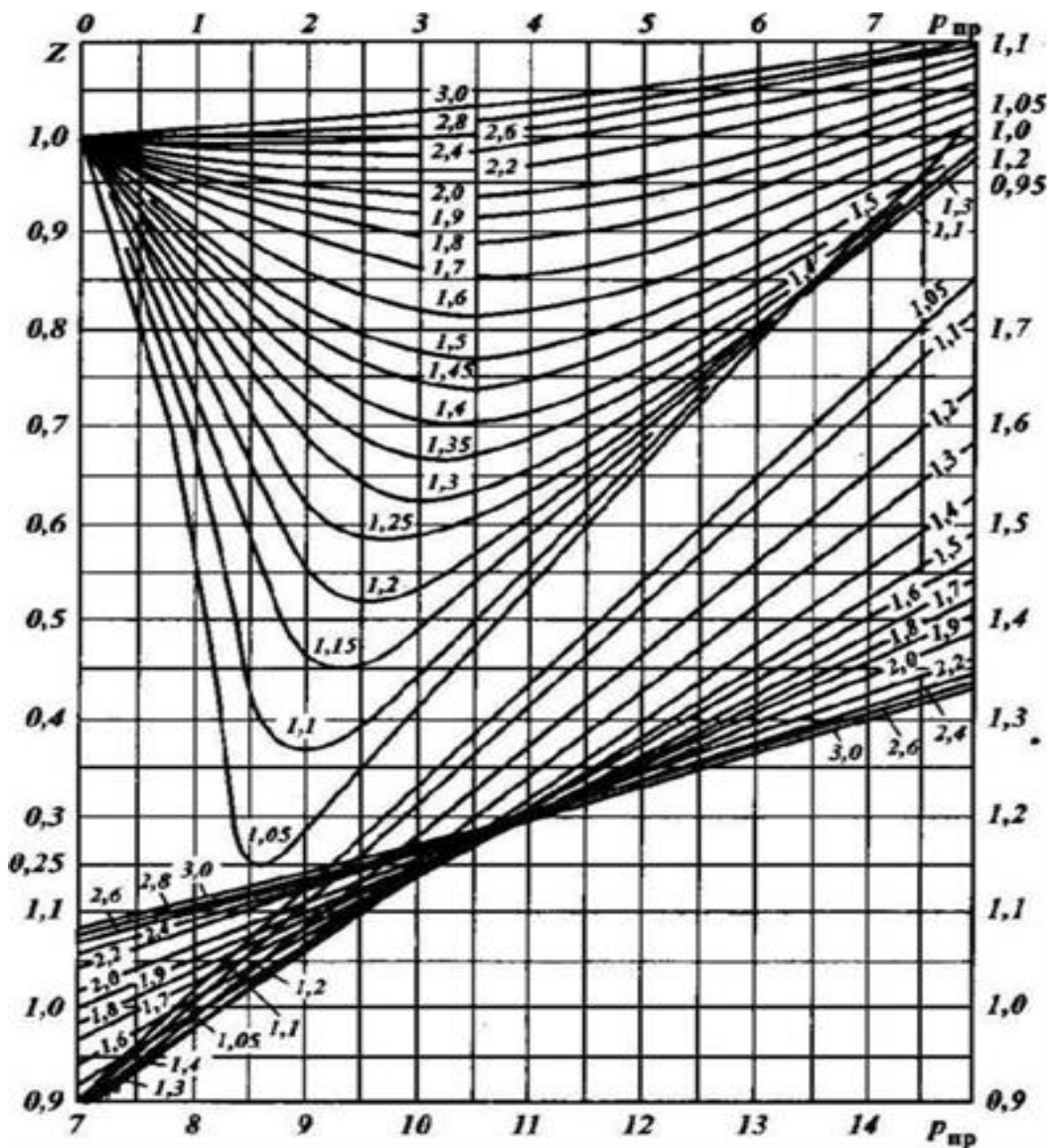


Рисунок Б.1 - Определение коэффициента сжимаемости реального газа по кривым Брауна



## Приложение В

(рекомендуемое)

### Образец теоретической части курсового проекта по теме «Естественные природные режимы продуктивных пластов»

	стр
Содержание	
<b>Введение</b>	
<b>I Теоретическая часть проекта</b>	
1 Естественные режимы работы нефтяных пластов	
1.1 Водонапорный режим	
1.2 Упруговодонапорный	
1.3 Режим растворенного газа	
1.4 Гравитационный режим	
1.5 Смешанный режим работы	
2 Естественные режимы работы газонефтяных пластов	
2.1 Естественный режим газовой для нефтяного пласта	
3 Естественные режимы работы газовых пластов	
3.1 Газонапорный режим продуктивных пластов	
3.2 Упругогазоводонапорный режим продуктивных пластов	
3.3 Смешанный режим работы нефтегазовых и газонефтяных пластов	
<b>II Практическая часть проекта</b>	
Заключение	
Список использованных источников	
Вариант **	

## Введение

**Аннотация:** В теоретической части курсового проекта рассмотрены некоторые особенности естественных режимов продуктивных пластов нефтяных и газовых месторождений. В практической части решены три задачи, имеющие применение в нефтегазовом деле и теории разработки.

**Ключевые слова:** естественный режим продуктивного пласта, дебит, нефтеотдача, стадия разработки, обводнение, геолого-физические характеристики и фильтрационно-емкостные свойства

**Структура работы.** В курсовой работе \*\*\*страниц, \*\*\*рисунков, \*\*\* таблиц. Курсовая работа состоит двух частей: практической и теоретической, в которой есть введение, 3 главы, заключение, списка использованных источников.

**Объектом исследования являются** нефтегазоносный пласт и его естественное поведение до начала и в процессе эксплуатации.

**Целью данной работы** является исследование естественных режимов работы нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых и газовых пластов. Задача изучить естественные режимы, исследовать теорию и проанализировать влияние промыслово-геологических и гидродинамических параметров на режим.

Этой проблемой занимались ряд ученых и исследователей. Первые серьезные научные работы по изучению режимов нефтеносных пластов проведены в Грозненском районе в 1922- 1927 гг. Особенно следует отметить работы В. П. Яковлева, Н. Т. Линдтропа и др. Большое значение для изучения режимов нефтеносных пластов имели ежегодные совещания геологов, проходившие под председательством И. М. Губкина. Значительную роль в развитии знаний о режимах нефтяных месторождений сыграл съезд ВНИТО нефтяников, состоявшийся в Баку в 1933 г. На этом съезде впервые было указано на возможность наличия в пределах нефтеносного пласта не одного режима, а нескольких. В 1936 г. И. Н. Стрижов высказал идею о наличии в нефтеносных пластах упруго-грузового режима. В 1948 г. В. Н. Щелкачев дал аналитические выражения упругого режима пластовых водонапорных систем.

**Природным режимом залежи** называют совокупность естественных сил (видов энергии), которые обеспечивают перемещение нефти или газа в пласте к забоям добывающих скважин.

В нефтяных залежах к основным силам, перемещающим нефть в пластах, относятся:

- 1) напор контурной воды под действием ее массы – водонапорный режим;
- 2) напор контурной воды в результате упругого расширения породы и воды - упруговодонапорный;
- 3) давление газа газовой шапки - газонапорный (режим газовой шапки);

4) упругость выделяющегося из нефти растворенного в ней газа - растворенного газа;

5) сила тяжести нефти - гравитационный.

В газовых и газоконденсатных залежах источниками энергии являются давление, под которым находится газ в пласте, и напор краевых пластовых вод. Соответственно различают газовый и упруговодогазонапорный режимы.

Природный режим залежи определяется главным образом геологическими факторами:

-характеристикой водонапорной системы, к которой принадлежит залежь, и расположением залежи в этой системе относительно области питания;

-геолого-физической характеристикой залежи, термобарическими условиями, фазовым состоянием УВ, условиями залегания и свойствами пород-коллекторов и другими факторами;

-степенью гидродинамической связи залежи с водонапорной системой.

На режим пласта существенное влияние могут оказывать условия эксплуатации залежей. При использовании для разработки залежи природных видов энергии от режима зависят интенсивность падения пластового давления и, следовательно, энергетический запас залежи на каждом этапе разработки, а также поведение подвижных границ залежи (ГНК, ГВК, ВНК) и соответствующие тенденции изменения ее объема по мере отбора запасов нефти и газа. Все это необходимо учитывать при выборе плотности сети и расположения скважин, установлении их дебита, выборе интервалов перфорации, а также при обосновании рационального комплекса и объема геолого-промысловых исследований для контроля за разработкой.

Природный режим при его использовании обуславливает эффективность разработки залежи — темпы годовой добычи нефти (газа), динамику других важных показателей разработки, возможную степень конечного извлечения запасов нефти (газа) из недр. Продолжительность эксплуатации скважин различными способами, выбор схемы промыслового обустройства месторождения и характеристика технологических установок по подготовке нефти и газа также во многом зависят от режима залежи. Знание природного режима позволяет решить один из центральных вопросов обоснования рациональной системы разработки нефтяных и газоконденсатных залежей: возможно ли применение системы с использованием природных энергетических ресурсов залежи или необходимо искусственное воздействие на залежь?

Режим залежи при ее эксплуатации хорошо характеризуется кривыми, отражающими в целом по залежи поведение пластового давления, динамику годовой добычи нефти (газа) и воды, промыслового газового фактора. Все эти кривые в совокупности с другими данными об изменении фонда скважин, среднего дебита на одну скважину и т.д. представляют собой график разработки залежи. Ниже рассмотрим режимы с преобладанием одного из видов природной энергии.

# 1 Естественные режимы работы нефтяных пластов

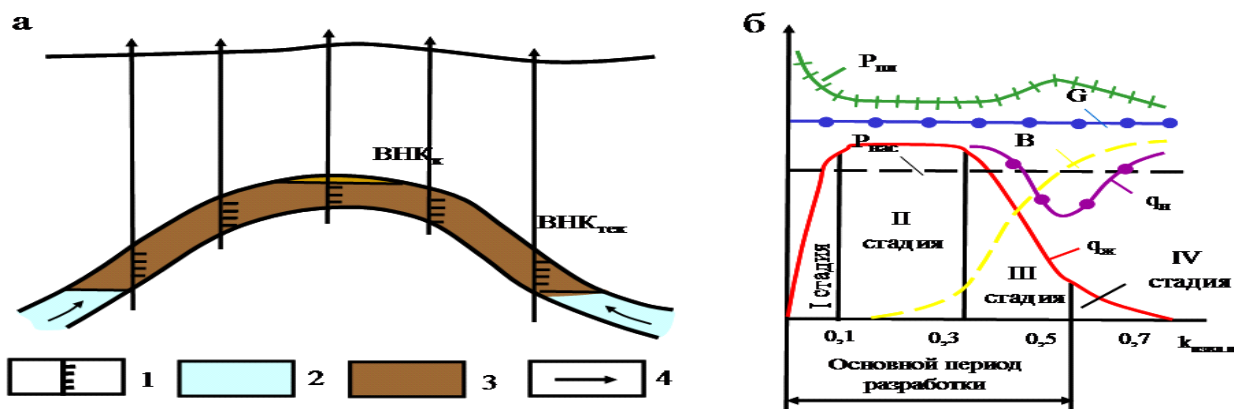
Естественными режимами работы нефтяных пластов являются водонапорный, упруговодонапорный, режим растворенного газа, гравитационный режим и смешанный режим.

## 1.1 Водонапорный режим

При водонапорном режиме основным видом энергии является напор краевой воды, которая внедряется в залежь и относительно быстро полностью компенсирует в объеме залежи отбираемое количество нефти и попутной воды. В процессе эксплуатации залежи в ее пределах происходит движение всей массы нефти. Объем залежи постепенно сокращается за счет подъема ВНК (рисунок 1.1а). При этом режиме с целью уменьшения отборов попутной воды из пласта в скважинах, пробуренных вблизи ВНК или в его пределах, нижнюю часть нефтенасыщенного пласта обычно не перфорируют.

Режим свойственен залежам, приуроченным к инфильтрационным водонапорным системам, при хорошей гидродинамической связи залежи с законтурной зоной пласта и с областью питания. Эти предпосылки обеспечиваются при следующих геологических условиях: больших размерах законтурной области; небольшой удаленности залежи от области питания; высокой проницаемости и относительно однородном строении пласта-коллектора как в пределах залежи, так и в водоносной области; отсутствии тектонических нарушений, затрудняющих движение воды в системе; низкой вязкости пластовой нефти; при небольших размерах залежи и соответственно умеренных отборах жидкости из продуктивного горизонта, благодаря чему они могут полностью компенсироваться внедряющейся в залежь водой.

Одна из важнейших предпосылок действия **водонапорного режима** — **значительная разница** между начальным пластовым давлением и давлением насыщения, обеспечивающая в сочетании с другими факторами превышение текущего пластового давления над давлением насыщения на протяжении всего периода разработки и сохранение газа в растворенном состоянии.



а - изменение объема залежи в процессе; б - динамика основных показателей разработки. 1-интервалы перфорации; 2-нефть; 3-вода; 4 -направление движения воды и нефти; положение ВНК: ВНК<sub>нач</sub>- начальное, ВНК<sub>к</sub> – конечное; давление: Р<sub>пл</sub> - пластовое, Р<sub>нас</sub> - насыщение; годовые отборы: q<sub>к</sub> - нефти, q<sub>ж</sub> - жидкость; В - обводненность продукции; G - промысловый газовый фактор; k<sub>извл.н</sub>-коэффициент извлечения нефти.

Рисунок 1.1 - Пример разработки нефтяной залежи при природном водонапорном режиме:

Водонапорный режим отличают следующие особенности динамики показателей разработки (рисунок 1.1):

- тесная связь поведения динамического пластового давления с величиной текущего отбора жидкости из пласта - относительно небольшое снижение его при увеличении отбора, неизменная величина при постоянном отборе, увеличение при уменьшении отбора, восстановление почти до начального пластового давления при полном прекращении отбора жидкости из залежи; область снижения давления обычно ограничивается площадью залежи;

- практически неизменные на протяжении всего периода разработки средние значения промыслового газового фактора;

- достигаемый высокий темп годовой добычи нефти в период высокой стабильной добычи нефти, называемый II стадией разработки, - до 8-10 % в год и более от начальных извлекаемых запасов (НИЗ); отбор за основной период разработки (за первые три стадии) около 85-90 % извлекаемых запасов нефти;

- извлечение вместе с нефтью в период падения добычи нефти попутной воды, в результате чего к концу разработки отношение накопленных отборов воды и нефти (водонефтяной фактор - ВНФ) может достигать 0,5-1.

При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти - до 0,6-0,7. Это обусловлено способностью воды, особенно пластовой минерализованной, хорошо отмывать нефть и вытеснять ее из пустот породы-коллектора, а также сочетанием исключительно благоприятных геолого-физических условий, в которых действует рассматриваемый режим. Водонапорным режимом характеризуются отдельные залежи в терригенных отложениях Грозненского

района, Самарской, Волгоградской и Саратовской областей и некоторых других районов. В Оренбургской области водонапорный режим работы долгое время наблюдался на Герасимовском месторождении (пласт А<sub>4</sub>), на Покровском (Б<sub>2</sub>) и ряде других.

## 1.2 Упруговодонапорный режим

Режим, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора краевой воды, но в отличие от водонапорного режима основным источником энергии при этом служит упругость пород-коллекторов и насыщающей их жидкости. При этом режиме отбор жидкости не полностью компенсируется внедряющейся в залежь водой. В результате снижение давления в пласте постепенно распространяется за пределы залежи и захватывает большую область водоносной части пласта. В этой области происходит соответствующее расширение породы и пластовой воды.

Коэффициенты упругости воды и породы незначительны, однако при больших размерах области сниженного давления, во много раз превышающих размеры залежи, упругие силы пласта служат источником значительной энергии. Объем нефти  $\Delta V_n$ , получаемой из залежи за счет упругих сил при снижении в ней пластового давления на  $\Delta$ , можно выразить формулой (1.1):

$$\Delta V_n = \Delta V'_n + \Delta V''_n = V_n \Delta p^* \beta_n^* + V_v \Delta p^* \beta_v^*, \quad (1.1)$$

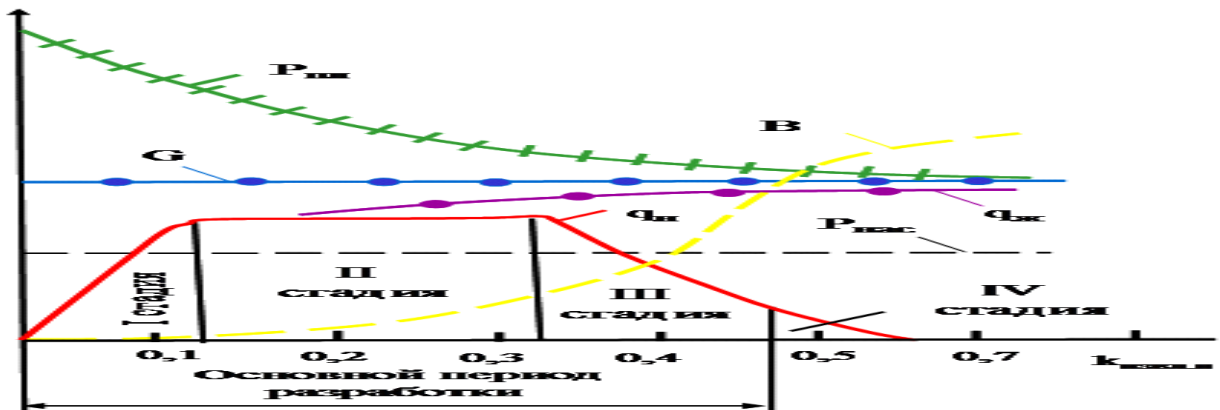
где  $\Delta V'_n$ ,  $\Delta V''_n$  - объемы нефти, полученные соответственно за счет упругих сил самой залежи и водоносной области пласта;

$V_n$ ,  $V_v$  - объемы нефтеносной и вовлеченной в процесс снижения пластового давления водоносной частей пласта;

$\beta_n^*$ ,  $\beta_v^*$  - коэффициенты объемной упругости пласта в нефтеносной и водоносной частях ( $\beta^* = k_n \beta_j^* + \beta_A$ , где  $k_n$  - средний коэффициент пористости;

$\beta_b$ ,  $\beta_A$  - коэффициенты объемной упругости жидкости и породы).

Доля нефти, добываемой за счет упругости нефтеносной области пласта, обычно невелика (10-20% как правило) в связи с небольшим объемом залежи относительно водоносной области. Упруговодонапорный режим может проявляться в различных геологических условиях. Им могут обладать залежи инфильтрационных водонапорных систем, имеющие слабую гидродинамическую связь (или не имеющие ее) с областью питания вследствие большой удаленности от нее, пониженной проницаемости и значительной неоднородности пласта, повышенной вязкости нефти, а также вследствие больших размеров залежи и соответственно значительных отборов жидкости, которые не могут полностью возмещаться внедряющейся в залежь пластовой водой (рисунок 1.2).



давление:  $P_{пл}$  - пластовое,  $P_{нас}$  - насыщение; годовые отборы:  $q_k$  - нефти,  $q_ж$  - жидкость;  $V$  - обводненность продукции;  $G$  - промысловый газовый фактор;  $k_{извл.н}$  - коэффициент извлечения нефти

Рисунок 1.2 - Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при упруговодонапорном режиме

Упруговодонапорный режим характерен для всех залежей, приуроченных к элизионным водонапорным системам. Проявлению упруговодонапорного режима способствует залегание пласта-коллектора на большой площади за пределами залежи. Так же, как и при водонапорном режиме, обязательным условием является превышение начального пластового давления над давлением насыщения. Перфорация нефтенасыщенной части пласта выполняется, как и при водонапорном режиме.

Процесс вытеснения нефти водой из пласта аналогичен водонапорному режиму (рисунок 1.2), однако вследствие менее благоприятных геолого-физических условий доля неизвлекаемых запасов по сравнению с водонапорным режимом несколько возрастает. Динамика показателей разработки при упруговодонапорном режиме (рисунок 1.2) имеет и сходства с динамикой водонапорного режима, и отличия от нее. (рисунок 1.3)

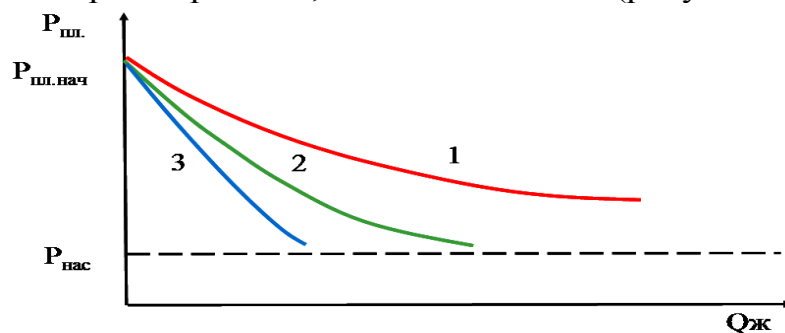


Рисунок 1.3- Зависимость динамического пластового давления  $P_{пл}$  от накопленной добычи жидкости  $Q_ж$  при упруговодонапорном режиме нефтяной залежи с начала ее разработки.

*Основное сходство* состоит в том, что на протяжении всего периода разработки промысловый газовый фактор остается постоянным вследствие превышения пластового давления над давлением насыщения.



*Отличия* заключаются в следующем: при упруговодонапорном режиме на протяжении всего периода разработки происходит снижение пластового давления; по мере расширения области снижения давления вокруг залежи темп падения давления постепенно замедляется, в результате отбор жидкости при падении давления на 1 МПа во времени постепенно возрастает. Интенсивность замедления падения давления при этом зависит от размеров законтурной области залежи. Кривая 1 на рисунке 1.3 соответствует случаю, когда упруговодонапорная система имеет большие размеры. Кривая 2 отражает случай с относительно небольшой законтурной областью, что характерно для продуктивных горизонтов, в которых или проницаемость резко снижается в законтурной области, или имеются дизъюнктивные нарушения на небольшом удалении от залежи.

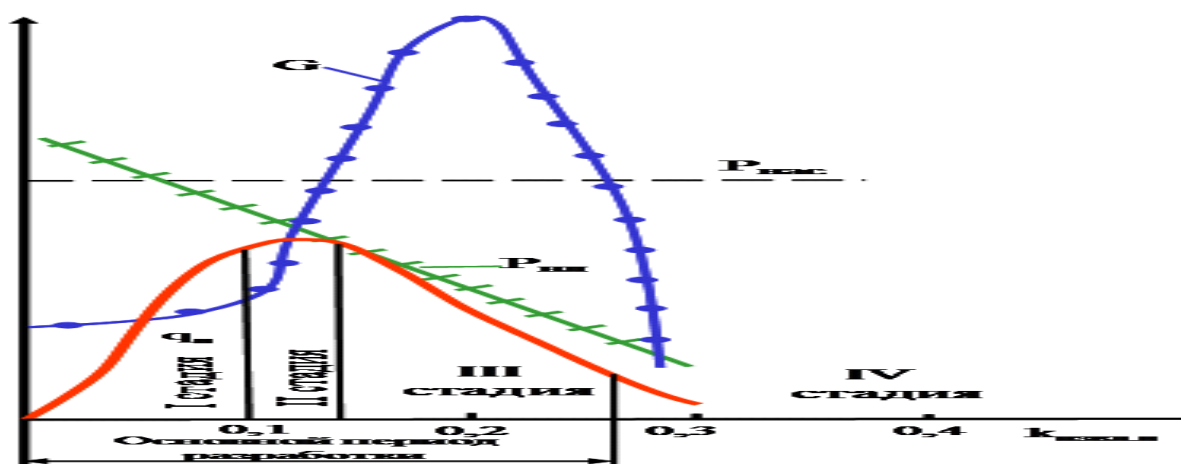
Зависимость, представленная прямой линией 3, указывает на то, что добыча жидкости осуществляется лишь за счет упругих сил собственно нефтеносной области (залежь литологического типа или запечатанная). Такой режим залежей в практике называют упругим.

При элизионном характере водонапорной системы, когда залежь обладает снижением пластового давления, упруговодонапорный режим, соответствует кривой 2. При высокой продуктивности залежей режим может обеспечивать значительные коэффициенты извлечения нефти и темпы разработки. Темп добычи нефти при упруговодонапорном режиме во II стадии разработки обычно не превышает 5-7 % в год от НИЗ (рисунок 1.3). К концу основного периода разработки обычно отбирается около 80 % извлекаемых запасов. Добыча нефти сопровождается более интенсивным обводнением продукции, чем при водонапорном режиме. Значение водонефтяного фактора к концу разработки может достигнуть **2-3**. Значения конечного коэффициента извлечения нефти обычно не превышают **0,5-0,55**. В связи со значительными различиями в активности режима диапазон значений относительных годовых и конечных показателей разработки при нем довольно широк. Природный упруговодонапорный режим, сохраняющийся до конца разработки, характерен для верхнемеловых залежей Грозненского района, Восточной Украины и других районов.

### **1.3 Режим растворенного газа**

Режим растворенного газа - режим нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ выделяется из раствора и пузырьки окклюдированного газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам. Режим в чистом виде проявляется при отсутствии влияния законтурной области, при близких или равных значениях начального пластового давления и давления насыщения, при повышенном газосодержании пластовой нефти, при отсутствии газовой шапки, рисунок 1.4.





Давление:  $P_{пл}$  - пластовое,  $P_{нас}$  - насыщение; годовые отборы:  $q_k$  - нефти,  $q_{ж}$  - жидкость;  $B$  - обводненность продукции;  $G$  - промысловый газовый фактор;  $k_{извл.н}$  - коэффициент извлечения нефти.

Рисунок 1.4- Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при режиме растворенного газа.

В процессе разработки происходит уменьшение нефтенасыщенности пласта, объем же залежи остается неизменным. В связи с этим в добывающих скважинах перфорируют всю нефтенасыщенную толщину пласта. Динамика годовых показателей разработки залежи при этом режиме имеет следующие особенности (рисунок 1.4). Пластовое давление интенсивно снижается на протяжении всего периода разработки, в результате чего разница между значениями давления насыщения и текущим пластовым давлением со временем нарастает. Промысловый газовый фактор некоторое время остается постоянным. Затем с увеличением количества выделяющегося газа фазовая проницаемость для него возрастает и значение промыслового газового фактора увеличивается до значений, в несколько раз превышающих пластовое газосодержание. Это обусловлено тем, что в скважины поступает газ, выделившийся из нефти, не только извлекаемой на поверхность, но и остающейся в пласте. Дегазация пластовой нефти может приводить к существенному повышению ее вязкости. Позже вследствие дегазации пластовой нефти происходит уменьшение и промыслового газового фактора - до нескольких кубометров на  $1 \text{ м}^3$ . В общей сложности за весь период разработки среднее значение промыслового газового фактора намного (в 4-5 раз и более) превышает начальное газосодержание пластовой нефти. Добыча нефти после достижения ее максимального уровня сразу же начинает снижаться, т.е. II стадия разработки продолжается обычно всего один-два года. Нефть добывают практически без воды. Для режима характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии, что вызывает необходимость размещения добывающих скважин более плотно, чем при режимах с вытеснением нефти водой. Конечный коэффициент извлечения нефти не превышает 0,2-0,3, а при небольшом газосодержании нефти имеет и меньшие значения - 0,1-0,15.

## 1.4 Режим гравитационный

Гравитационный режим - это режим, при котором нефть перемещается в пласте к скважинам под действием силы тяжести самой нефти. Этот вид энергии может действовать, когда другими ее видами залежь не обладает. Режим может быть природным, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа, т.е. после дегазации нефти и снижения пластового давления. Его проявлению способствует значительная высота залежи. Нефть в пласте стекает в пониженные части залежи. Дебит скважин в целом низок и возрастает с понижением гипсометрических отметок интервалов вскрытия пласта. Дебит присводовых скважин постепенно уменьшается в результате "осушения" пласта. По той же причине сокращается объем залежи. Динамика годовой добычи нефти при этом режиме показана на рисунке 1.5. Нефть отбирается очень низкими темпами - менее 2-1 % в год от начальных извлекаемых запасов.

Силы тяжести в пласте действуют очень медленно, но за их счет в течение длительного времени может быть достигнут высокий коэффициент извлечения нефти - с учетом коэффициента извлечения, полученного при предшествующем режиме растворенного газа, вплоть до **0,5**. Пластовое давление при рассматриваемом режиме обычно составляет десятые доли мегапаскалей, газосодержание пластовой нефти - единицы кубометров в  $1 \text{ м}^3$ .

Гравитационный режим в практике разработки месторождений использовался на Сахалине и в других районах до перехода к массовому внедрению искусственного воздействия на пласты. При прогрессивных системах разработки, когда она завершается при высоком пластовом давлении, гравитационный режим практически не проявляется, рисунок 1.5.

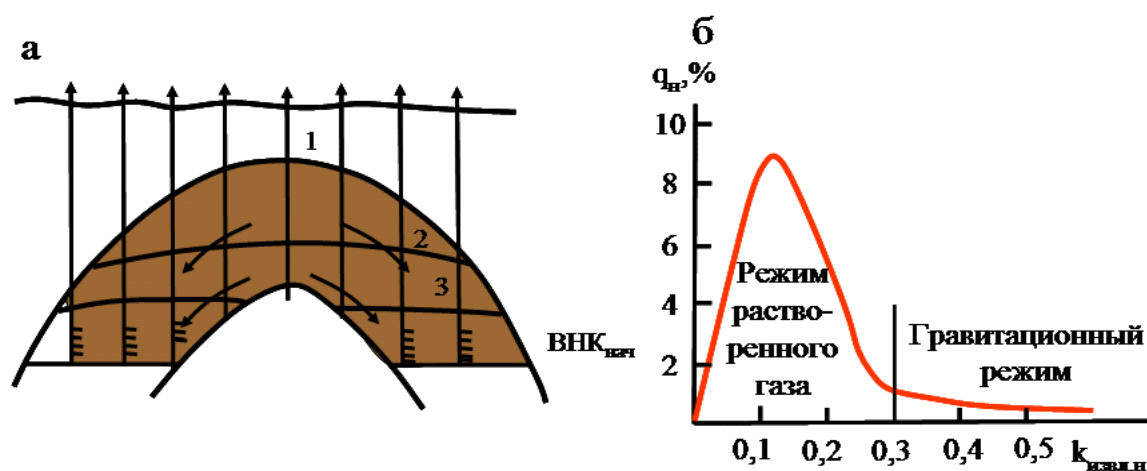


Рисунок 1.5 - Пример разработки нефтяной залежи при природном гравитационном режиме.

Рассматриваемый режим отмечался на целом ряде залежей Северного Кавказа, Сахалина и др.

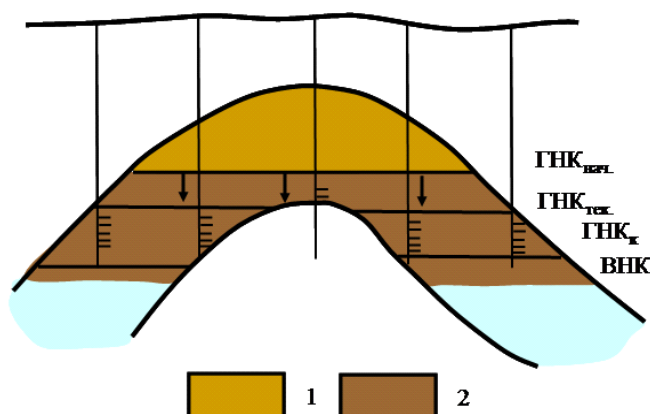
## 1.5 Смешанный режим работы нефтяного продуктивного пласта

Наиболее часто встречается на месторождениях в процессе разработки. На первой стадии разработки, когда залежь разбуривается проявлен бывает водонапорный режим, когда залежь выходит на максимальные темпы отбора и разбурена, скважины работают фонтанным способом эксплуатации проявлен водонапорный и упруговодонапорный режимы, на третьей стадии разработки при резком снижении пластового давления и при его приближении к давлению насыщения проявляется режим растворенного газа, когда пластовое давление близко к давлению насыщения. Требуются меры по стабилизации снижения темпов падения давления, снижения обводненности, оптимизации работы скважин, применения искусственного воздействия на пласт. Основные месторождения, обеспечивающие добычу нефти в России, находятся в третьей стадии разработки, выработаны на 60 -70 %, обводненность в основном соответствует выработке, искусственное поддержание пластового давления осуществляется закачкой воды в пласт и методами увеличения нефтеотдачи.

## 2 Естественные режимы работы газонефтяных пластов

### 2.1 Естественный режим газовый для нефтяного пласта

Газонапорный режим - это режим нефтяной части газонефтяной залежи, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключенного в газовой шапке. В результате снижения пластового давления в нефтяной части залежи происходит расширение газовой шапки и соответствующее перемещение вниз ГНК. Процесс расширения газовой шапки может несколько активизироваться в связи с поступлением в нее газа, выделяющегося из нефти: поскольку в нефтегазовых залежах давление насыщения часто близко к начальному пластовому, то вскоре после начала разработки пластовое давление оказывается ниже давления насыщения, в результате начинается выделение из нефти растворенного газа; при высокой вертикальной проницаемости пласта газ частично пополняет шапку. Режим в чистом виде может действовать в залежах, не имеющих гидродинамической связи с законтурной областью, или при весьма слабой активности краевых вод. Причинами разобщения залежи и законтурной области могут быть резкое снижение проницаемости в периферийной зоне залежи, наличие запечатывающего слоя вблизи ВНК, наличие тектонических нарушений, ограничивающих залежь, и др. Геологические условия, способствующие проявлению газонапорного режима: наличие большой газовой шапки, обладающей достаточным запасом энергии для вытеснения нефти; значительная высота нефтяной части залежи; высокая проницаемость пласта по вертикали; малая вязкость пластовой нефти (не более 2-3 мПа·с), рисунок 2.1



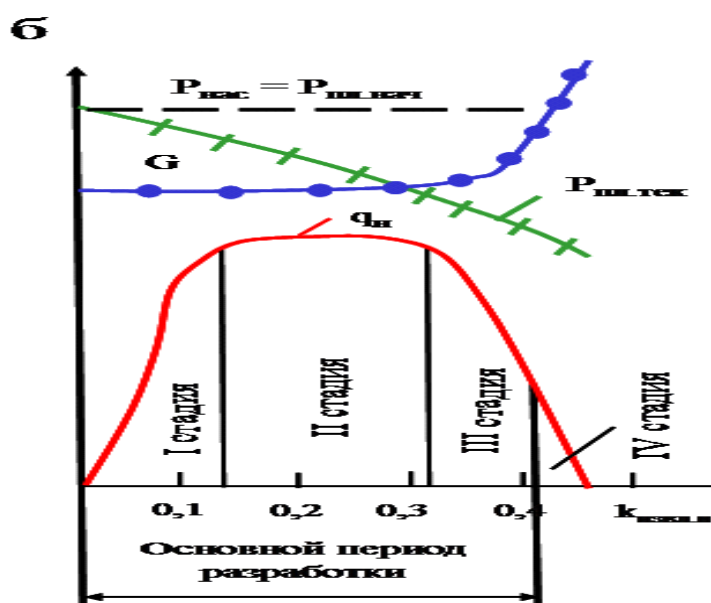
изменение объема залежи в процессе разработки; 1 – газ; 2 – запечатывающий слой на границе ВНК<sub>нач</sub>; положение ГНК: ГНК<sub>нач</sub>- начальное, ГНК<sub>тек</sub>- текущее, ГНК<sub>к</sub>- конечное.

Рисунок 2.1 -. Пример разработки нефтяной залежи при природном газонапорном режиме.

Объем нефтяной части залежи при ее разработке сокращается в связи с опусканием ГНК. Размер площади нефтеносности остается постоянным (рисунок 2.1).

С целью предотвращения преждевременных прорывов газа в нефтяные скважины в них перфорируют нижнюю часть нефтенасыщенной толщины, т.е. отступают от ГНК.

При разработке залежи в условиях газонапорного режима пластовое давление постоянно снижается (рисунок 2.2). Темпы его снижения зависят от соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи и от темпов отбора нефти из пласта.



-динамика основных показателей разработки. давление:  $R_{пл}$  - пластовое,  $R_{нас}$  - насыщение; годовые отборы:  $q_k$  - нефти,  $q_{ж}$  - жидкость;  $B$  - обводненность продукции;  $G$  - промысловый газовый фактор;  $k_{извл.н}$ -коэффициент извлечения нефти.

Рисунок 2.2- Пример разработки нефтяной залежи при газонапорном режиме

Темпы годовой добычи нефти в процентах от НИЗ во II стадии могут быть довольно высокими — примерно такими же, как и при водонапорном режиме. Однако следует учитывать, что в этом случае темпы рассчитывают, исходя из меньших извлекаемых запасов, поскольку коэффициент извлечения нефти при газонапорном режиме достигает **около 0,4**. Поэтому при равных геологических запасах и равных темпах разработки абсолютная величина годовой добычи при газонапорном режиме меньше, чем при водонапорном.

Сравнительно невысокое значение коэффициента извлечения нефти объясняется неустойчивостью фронта вытеснения (опережающим перемещением газа по наиболее проницаемым частям пласта), образованием конусов газа, а также пониженной эффективностью вытеснения нефти газом по сравнению с водой.

Средний промысловый газовый фактор по залежи в начальные стадии разработки может оставаться примерно постоянным. По мере опускания ГНК в скважины поступает газ из газовой шапки, происходит выделение газа из нефти и значение газового фактора начинает резко возрастать, что приводит к снижению уровня добычи нефти.

Добыча нефти осуществляется практически без попутной воды. В чистом виде газонапорный режим отмечался на некоторых залежах Краснодарского края и в других районах, в Оренбургской области залежей с чисто газовым режимом нет, но иногда в разное время он был проявлен на ОНГКМ (среднекаменноугольная залежь газа с нефтяной отточкой).

## **3 Естественные режимы работы газовых пластов**

### **3.1 Газонапорный режим продуктивных пластов**

При газовом режиме (режиме расширяющегося газа) приток газа к забоям скважин обеспечивается за счет потенциальной энергии давления, под которым находится газ в продуктивном пласте. Ее запас обычно оказывается достаточным для довольно полной выработки залежи (сжимаемость газа на три порядка более сжимаемости воды и породы). Режим формируется при отсутствии влияния законтурной области и может иметь место в условиях как инфильтрационной, так и элизионной водонапорной системы.

При газовом режиме в процессе разработки залежи объем залежи практически не меняется. Некоторое уменьшение пустотного пространства залежи может происходить вследствие деформации пород-коллекторов или выпадения конденсата в пласте в результате снижения пластового давления. Пластовое давление залежи  $R_{пл}$  в процессе ее разработки непрерывно снижается. Для газового режима характерен прямолинейный характер зависимости  $(R_{пл}/Z)-SQ$ , где  $Z$  - коэффициент сверхсжимаемости газа;  $SQ$  - накопленная с начала эксплуатации добыча газа. Таким образом, удельная добыча газа на 0,1 МПа снижения пластового давления при газовом режиме обычно постоянна на протяжении всего периода разработки. Следует отметить, что по газоконденсатным залежам зависимость пластового давления от добытого количества газа может отличаться от прямолинейной. Режим обеспечивает достаточно высокие темпы добычи газа - по крупным залежам в период максимальной добычи до 8-10%/от начальных запасов в год и более. Значительного поступления попутной воды в скважины обычно не происходит. Однако иногда, несмотря на неподвижность ГВК, в часть скважин поступает некоторое количество воды, что может быть связано с перемещением ее из водоносной части пласта по трещинам или по тонким высокопроницаемым прослоям, из водосодержащих линз, прослоев или каверн, имеющих в объеме самой залежи, и с другими причинами. Выявление источника и путей поступления воды в скважины в таких случаях требует проведения специальных геолого-промысловых исследований. Значения коэффициента извлечения газа при газовом режиме обычно высокие — 0,9-0,97. Газовый режим характерен для многих крупных газовых месторождений нашей страны, в том числе для основной среднекаменноугольной залежи газа, газовой залежи плочатых доломитов филипповского горизонта ОНГКМ и других.

### **3.2 Упруговодогазонапорный режим**

Упруговодогазонапорный режим - режим, при котором в процессе разработки залежи отмечается подъем ГВК, т.е. происходит внедрение в



залежь краевой воды. При этом режиме напор краевой воды всегда сочетается с действием упругих сил газа. Масштабы внедрения в залежь воды принято оценивать коэффициентом возмещения, который равен отношению объема воды, внедрившейся в залежь за определенный период времени, к объему газа в пластовых условиях, отобранному из залежи за этот же период. Так, при внедрении в залежь 0,2 млн. м<sup>3</sup> воды в результате отбора 1 млн. м<sup>3</sup> газа в пластовых условиях (при пластовом давлении 10 МПа на поверхности это составит около 100 млн. м<sup>3</sup> газа) коэффициент возмещения будет равен 0,2. Повышенные его значения указывают на большую роль водонапорной составляющей режима. При этом режиме при прочих равных условиях пластовое давление снижается медленнее, чем при газовом.

Интенсивность падения давления возрастает при невысокой активности законтурной области (при приуроченности залежи к элизионной водонапорной системе, при пониженной проницаемости коллекторов и др.), с увеличением темпов добычи газа и под влиянием других причин.

Действие упруговодогазонапорного режима сопровождается постепенным обводнением части скважин, в связи с чем они рано (в то время, когда залежь еще имеет высокое пластовое давление) выходят из эксплуатации. Возникает необходимость бурения вместо них дополнительных скважин.

Вследствие неоднородности продуктивных отложений и неравномерности отбора газа из прослоев с разной проницаемостью происходит опережающее продвижение воды вглубь залежи по наиболее проницаемым прослоям. Это приводит к появлению воды в продукции скважин, усложнению условий их эксплуатации и раннему отключению. В итоге коэффициенты извлечения газа часто бывают меньшими, чем при газовом режиме, диапазон их значений может быть весьма широким - от 0,5 до 0,95 в зависимости от степени неоднородности продуктивных пластов.

### **3.3 Смешанный режим работы нефтегазовых и газонефтяных пластов**

При рассмотренных природных режимах залежей с одним преобладающим видом энергии относительно небольшое действие оказывают и другие природные силы. Так, при режимах нефтяных залежей, характеризующихся значительным снижением пластового давления при разработке (режим растворенного газа, газонапорный), некоторую роль играют упругие силы породы и жидкости в пределах самой залежи: при газонапорном режиме заметное действие оказывает режим растворенного газа и т.д.

Вместе с тем в природе широко распространены режимы залежей, при которых нефть или газ извлекаются из пластов за счет "равноправного" действия двух или даже трех видов энергии. Такие природные режимы называют смешанными.



В газонефтяных залежах природный режим часто складывается из одновременного действия напора краевых вод и газовой шапки. Упруговодогазонапорный режим газовых залежей - по существу также смешанный режим с изменяющейся ролью напора вод и потенциальной энергии давления газа на разных этапах разработки. В начальный период разработки обычно действует лишь газовый режим, а действие напора вод проявляется после существенного снижения пластового давления.

В нефтяных залежах упруговодонапорный режим в чистом виде действует обычно лишь при отборе первых 5-10 % извлекаемых запасов нефти, после чего пластовое давление падает ниже давления насыщения, и основное значение приобретает режим растворенного газа (девонские залежи нефти Татарии и Башкирии, многие залежи Западной Сибири), некоторые залежи Оренбургской области.

### **Заключение по теоретической части проекта**

Природный режим работы залежи - совокупность естественных сил (видов энергии), которые обеспечивают перемещение нефти или газа в пласте к забоям добывающих скважин. В нефтяных залежах к основным силам, перемещающим нефть в пластах, относятся: напор контурной воды под действием ее массы – водонапорный режим; напор контурной воды в результате упругого расширения породы и воды - упруговодонапорный; давление газа газовой шапки - газонапорный (режим газовой шапки); упругость выделяющегося из нефти растворенного в ней газа - растворенного газа; сила тяжести нефти - гравитационный.

В газовых и газоконденсатных залежах источниками энергии являются давление, под которым находится газ в пласте, и напор краевых пластовых вод, различают газовый и упруговодогазонапорный режимы.

Природный режим залежи определяется главным образом геологическими факторами: характеристикой водонапорной системы, к которой принадлежит залежь, и расположением залежи в этой системе относительно области питания; геолого-физической характеристикой залежи, термобарическими условиями, фазовым состоянием УВ, условиями залегания и свойствами пород - коллекторов и другими факторами; степенью гидродинамической связи залежи с водонапорной системой.

### **Выводы по теоретической и практической частям курсового проекта**

В теоретической части проекта исследован вопрос об естественных режимах фильтрации для нефтяных, газонефтяных и газовых продуктивных пластов до начала и в процессе эксплуатации.

В практической части проекта выполнены три задания, решены задачи по расчету дебитов, забойных и на контуре питания давлений по основному уравнению гидростатики, выполнен расчет количества скважин в кольцевой батарее в зависимости от режима ламинарности или турбулентности потока жидкости в трубе с учетом минимальных потерь расхода.

## **Список использованных источников**

- 1.СТО 02069024.101-2015. Стандарт организации. Работы студенческие. Общие требования и правила оформления. – Оренбург: ОГУ, 2010.- 93 с.
2. Басниев, К. С. Нефтегазовая гидромеханика: учеб. пособие для вузов /К. С. Басниев, Н. М. Дмитриев, Г. Д. Розенберг; под ред. С. С. Григоряна.- 2-е изд., доп. – М. : Ижевск, 2005. – 544 с. – (Современные нефтегазовые технологии). – Библиогр.: с. 538-543. – ISBN 5-93972-405-1.
- 3.Савинкова, Л.Д. Основы подземной нефтегазогидродинамики: учебное пособие /Л.Д. Савинкова. -Оренбург:-ОГУ,2017.-172с.

Учебно-методическое пособие

Любовь Демьянова Савинкова

**ПОДЗЕМНАЯ ГИДРОМЕХАНИКА.  
ВЫПОЛНЕНИЕ КУРСОВОГО  
ПРОЕКТА И ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ**

ISBN 978-5-7410-1775-3



9 785741 017753