


**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
**Федеральное государственное образовательное учреждение**  
**высшего образования**  
**«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**  
**филиал ТИУ в г. Сургуте**

**УТВЕРЖДАЮ**  
Заместитель  
директора по УМР

  
А.А. Акчурина  
«31» августа 2022 г.

**РАБОЧАЯ ПРОГРАММА**

Наименование дисциплины:

**Основы разработки нефтегазоконденсатных месторождений**

направление подготовки:

**21.03.01 Нефтегазовое дело**

направленность:

**Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

форма обучения:

**очная/очно-заочная**

Рабочая программа разработана в соответствии с утвержденным учебным планом от 23.06.2022г. и требованиями ОПОП 21.03.01 Нефтегазовое дело, профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти к результатам освоения дисциплины «Основы разработки нефтегазоконденсатных месторождений».

Рабочая программа рассмотрена  
на заседании кафедры Нефтегазовое дело

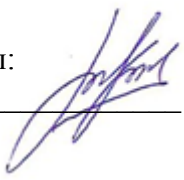
Протокол №   1   от «31»   08   2022 г.

Заведующий кафедрой  Р.Д. Татлыев

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий выпускающей кафедрой  Р.Д. Татлыев

«31»   08   2022 г.

Рабочую программу разработал:  
доцент кафедры НД, к.э.н. 

Янукян А.П.

## 1. Цели и задачи освоения дисциплины

Цель изучения дисциплины «Основы разработки нефтегазоконденсатных месторождений»: получение знаний и навыков по вопросам разработки нефтегазоконденсатных месторождений. Ознакомление студентов с основными технологическими процессами, происходящими в пласте и скважине при разработке месторождений, режимами и системами разработки, основными принципами, стадийностью и методологией проектирования их разработки методами повышения компонентоотдачи нефтегазоконденсатных месторождений. Изучение и овладение методиками технологических расчетов наиболее перспективных процессов и технических средств.

### **Задачи дисциплины:**

- рассмотрение условий залегания, вскрытия пластов, последовательности ввода в разработку залежей многопластовых месторождений;
- выделение эксплуатационных объектов в разрезе, разукрупнения объектов в процессе эксплуатации месторождения;
- определение и изменение режимов разработки нефтегазоконденсатных месторождений;
- овладение методикой расчета основных технологических показателей разработки (дебитов, давлений, накопленных отборов, закачки и др.) для основных режимов разработки месторождений;
- овладение знаниями об особенностях развития процесса разработки в зависимости от условий залегания и условий воздействия на залежь;
- ознакомление обучающихся с методами контроля за разработкой с применением методов геофизики, гидродинамики и промысловой геологии и анализа разработки месторождений;
- изучение комплекса мероприятий, которые используются в регулировании процессов разработки нефтегазоконденсатных месторождений

## 2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина относится к части учебного плана, формируемой участниками образовательных отношений.

Необходимыми условиями для освоения дисциплины являются:

### **знание:**

- основных показателей разработки месторождений углеводородов;
- основных свойств горных пород;
- основных приборов и оборудования применяемых в нефтегазовой промышленности;
- назначение и режимы работы технологического оборудования нефтегазового производства.

### **умение:**

- пользоваться методами проведения исследований в области добычи нефти и газа, промыслового контроля и регулирования извлечения углеводородов;
- интерпретировать результаты исследования скважин и пластов различными методами.

### **владение:**

- методиками расчета основных технологических показателей при разработке нефтегазоконденсатных месторождений;
- методами проведения исследований в области добычи нефти и газа, промыслового контроля и регулирования извлечения углеводородов

Содержание дисциплины «Основы разработки нефтегазоконденсатных месторождений» является логическим продолжением содержания дисциплин «Исследование скважин и пла-

стов», «Разработка нефтяных месторождений»

### 3. Результаты обучения по дисциплине

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:

Таблица 3.1

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)
<b>ПКС-6</b> Способность применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-6.1</b> Анализирует и классифицирует основные производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий и функций производственных подразделений	Знать (З1): методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования
		Уметь (У1): планировать необходимые исследования в конкретных геолого-технических условиях
		Владеть (В1): навыками проведения самостоятельных исследований
<b>ПКС-7</b> Способность выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-7.3</b> Использует специализированное программное обеспечение при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Знать (З2): методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования
		Уметь (У2): использовать основные положения метрологии, стандартизации и сертификации; применять полученную информацию по направлению исследований
		Владеть (В2): методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений

### 4. Объем дисциплины

Общий объем дисциплины составляет 3 зачетных единицы, 108 часов.

Таблица 4.1.

Форма обучения	Курс, семестр	Аудиторные занятия / контактная работа, час.				Самостоятельная работа, час.	Форма промежуточной аттестации
		Лекции	Практические занятия	Лабораторные занятия	контроль		
очная/очно-заочная	7/8	30/20	16/10	-	35/27	27/51	экзамен

## 5. Структура и содержание дисциплины

### 5.1. Структура дисциплины

**-очная (ОФО)/очно-заочная форма обучения (ОЗФО)**

Таблица 5.1.1

№ п/п	Структура дисциплины		Аудиторные занятия, час.			СРС, час.	Всего, час.	Код ИДК	Оценочные средства
	Номер раздела	Наименование раздела	Л.	Пр.	Лаб.				
1	1	Физико-химические свойства природных газов и конденсата	4/2	2/1	-	4/8	10/11	ПКС-6.1 ПКС-7.3	Тестирование, задачи
2	2	Газогидродинамические исследования и технологические режимы эксплуатации скважин	4/2	2/1	-	4/8	10/11	ПКС-6.1 ПКС-7.3	Тестирование
3	3	Оборудование и конструкция газовых скважин	4/4	2/2	-	4/8	10/14	ПКС-6.1 ПКС-7.3	Тестирование
4	4	Основы разработки газовых и газоконденсатных месторождений	6/4	2/2	-	4/9	12/15	ПКС-6.1 ПКС-7.3	Тестирование, задачи
5	5	Распределение температуры в скважине и гидратообразование	6/4	4/2	-	5/8	15/14	ПКС-6.1 ПКС-7.3	Тестирование
6	6	Компонентотдача нефтегазоконденсатных месторождений. Методы её увеличения и интенсификации	6/4	4/2	-	6/10	16/16	ПКС-6.1 ПКС-7.3	Тестирование, задачи
7	Экзамен				-		35/27		Билеты к экзамену
Итого:			30/20	16/10	-	27/51	108/108		

## 5.2. Содержание дисциплины.

### 5.2.1. Содержание разделов дисциплины (дидактические единицы).

#### **Раздел 1. Физико-химические свойства природных газов и конденсата**

Состав природных газов; фазовые состояния; классификация природных газов; изменение состава природного газа в процессе разработки; газовые законы; параметры газовых смесей; содержание тяжелых углеводородов в газе; критические и приведенные термодинамические параметры; уравнения состояния природных газов; расчетные методы определения коэффициента сверхсжимаемости; физико-химические и теплофизические свойства природных газов; дросселирование газа. коэффициент Джоуля-Томсона; опасные свойства природного газа; влажность природных газов; гидратообразование.

#### **Раздел 2. Газогидродинамические исследования и технологические режимы эксплуатации скважин**

Режимы эксплуатации газовых скважин; обоснование технологического режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин; основные принципы установления оптимального технологического режима эксплуатации скважин; изменение технологического режима эксплуатации скважин в процессе разработки; влияние несовершенства газовых скважин на технологический режим эксплуатации; влияние степени вскрытия на производительность газовых скважин; влияние характера вскрытия на производительность газовых скважин; влияние степени вскрытия полособразного пласта на продуктивность горизонтальной скважины; влияние упругих свойств и депрессии на разрушение коллекторов; процесс разрушения коллекторов и методы ограничения процесса разрушения коллекторов; влияние песчаной пробки или столба жидкости на производительность газовых скважин; влияние депрессии на образование песчаной пробки или столба жидкости на забое газовых скважин; связь пробкообразования и наличия жидкости в стволе скважины с диаметром и глубиной спуска фонтанных труб.

#### **Раздел 3. Оборудование и конструкция газовых скважин**

Особенности конструкций газовых скважин; виды обсадных колонн; оборудование устья газовой скважины; подземное оборудование ствола газовых скважин; оборудование забоя газовых скважин; определение внутреннего диаметра колонны НКТ; определение глубины спуска колонны НКТ в скважину.

#### **Раздел 4. Основы разработки газовых и газоконденсатных месторождений**

Залежи природного газа и их классификация; методы определения типа залежи по составу и фазовому состоянию; распределение давления в месторождениях и газовых скважинах; режимы газовых залежей; подсчет запасов газа, жидких углеводородов и сопутствующих компонентов; подсчет потенциальных (пластовых) запасов газа объемным методом; подсчет запасов газа по падению давления; гидростатический метод определения ГВК; метод Савченко; способы увеличения безводного дебита; одновременный приток газа и подошвенной воды к газовой скважине; одновременный приток газа и нефти к газовой скважине, вскрывшей газонефтяной пласт; технологический режим эксплуатации горизонтальных газовых скважин, вскрывшей пласты с подошвенной водой; основные периоды разработки газовых и газоконденсатных месторождений; особенности разработки и эксплуатации многопластовых газовых месторождений; особенности разработки и эксплуатации газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождений.

#### **Раздел 5. Распределение температуры в скважине и гидратообразование**

Изменение температуры по глубине горных пород и в простаивающей скважине; распределение температуры в стволе работающей скважины; образование гидратов в скважинах.

#### **Раздел 6. Компонентотдача нефтегазоконденсатных месторождений. Методы её увеличения и интенсификации**

Компонентотдача месторождений природных газов; методы увеличения компонентотдачи газоконденсатных месторождений; методы интенсификации добычи газа.

5.2.2. Содержание дисциплины/модуля по видам учебных занятий.

**Лекционные занятия**

Таблица 5.2.1

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема лекции
		ОФО/ ОЗФО	
1	1	4/2	Физико-химические свойства природных газов и конденсата
2	2	1/1	Технологические режимы эксплуатации газовых скважин
3	3	2/2	Оборудование и особенности конструкций газовых скважин
4	3	2/2	Определение внутреннего диаметра и глубины спуска колонны НКТ в газовую скважину
5	4	1/1	Газовые месторождения и физические основы добычи газа
6	2	1/1	Режимы работы газовых залежей и подсчет запасов
7	2	1/-	Установление оптимального технологического режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин
8	2	1/-	Влияние различных факторов на технологические режимы в эксплуатации газовых скважин
9	5	6/4	Распределение температуры в газовых месторождениях и скважинах. образование гидратов в скважинах
10	4	1/1	Методы определения расположения газодляного контакта
11	6	2/2	Методы увеличения предельного безводного дебита газовых скважин
12	4	2/1	Основные периоды разработки газовых и газоконденсатных месторождений
13	4	2/1	Особенности разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождений
14	6	4/2	Компонентотдача месторождений природных газов. методы её увеличения и интенсификации
Итого:		30/20	

**Практические занятия**

Таблица 5.2.2

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема практического занятия
		ОФО/ ОЗФО	
1	1	2/1	Определение основных свойств газа при заданных термобариче-

			ских условиях
2	2	0,5/0,5	Определение давления на забое по статическому устьевому давлению
3	2	0,5/0,5	Определение давления на забое работающей скважины (формула Адамова)
4	2	0,5/-	Газогидродинамические исследования скважин на стационарных режимах фильтрации
5	2	0,5/-	Газогидродинамические исследования скважин на нестационарных режимах фильтрации
6	3	2/2	Определение коэффициентов несовершенства газовой скважины
7	4	1/1	Определение запасов газа объёмным методом
8	4	0,5/0,5	Определение запасов газа и газонасыщенного порового объёма методом падения пластового давления
9	4	0,5/0,5	Определение показателей разработки газового месторождения
10	5	4/2	Расчет температуры газа на забое скважины
11	6	4/2	Расчет дебитов газа при увеличении диаметра скважины в интервале продуктивного пласта
Итого:		16/10	

### Лабораторные работы

Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

### Самостоятельная работа студента

Таблица 5.2.3

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема	Вид СРС
		ОФО/ ОЗФО		
1	1	4/8	Свойства природных газов	Подготовка к практическим занятиям
2	5	5/10	Методы борьбы с гидратообразованием	Подготовка к практическим занятиям
3	2	2/4	Режимы работы газовых скважин	Подготовка к практическим занятиям
4	2	1/2	Газогидродинамические исследования скважин на стационарных режимах фильтрации	Подготовка к практическим занятиям
5	2	1/2	Газогидродинамические исследования скважин на нестационарных режимах фильтрации	Подготовка к практическим занятиям
6	3	4/8	Конструкции забоев газовых скважин	Подготовка к практическим занятиям
7	4	2/4	Особенности разработки и эксплуатации газовых месторождений	Подготовка к практическим занятиям
8	4	1/3	Особенности разработки и эксплуатации газоконденсатных и газоконденсатнонефтя-	Подготовка к практическим занятиям



			ных месторождений	
9	4	1/2	Методы определение запасов газа, газоконденсата в залежи	Подготовка к практическим занятиям
10	6	6/8	Методы увеличения компонентоодачи газоконденсатных месторождений	Подготовка к практическим занятиям
Итого:		27/51		

5.2.3. Преподавание дисциплины/модуля ведется с применением следующих видов образовательных технологий:

- визуализация учебного материала в PowerPoint в диалоговом режиме (лекционные занятия);
- индивидуальная работа (практические занятия).

### 6. Тематика курсовых работ/проектов

Курсовые работы/проекты учебным планом не предусмотрены.

### 7. Контрольные работы

Контрольные работы учебным планом не предусмотрены

### 8. Оценка результатов освоения дисциплины/модуля

8.1. Критерии оценивания степени полноты и качества освоения компетенций в соответствии с планируемыми результатами обучения приведены в Приложении 1.

8.2. Рейтинговая система оценивания степени полноты и качества освоения компетенций обучающихся очно-заочной формы обучения представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1

№ п/п	Виды мероприятий в рамках текущего контроля	Количество баллов
1 текущая аттестация		
1	Тестирование	0-30
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
2 текущая аттестация		
1	Тестирование	0-30
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
3 текущая аттестация		
	Решение задач	0-40
ИТОГО за вторую текущую аттестацию		0-40
<b>ВСЕГО</b>		<b>100</b>

### 9. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины

9.1. Перечень рекомендуемой литературы представлен в Приложении 2.

9.2. Современные профессиональные базы данных и информационные справочные системы

Таблица 9.1

<b>Перечень договоров ЭБС ТИУ БИК</b>		
<b>Учебный год</b>	<b>Наименование документа с указанием реквизитов</b>	<b>Срок действия</b>
2020/2021	Электронный каталог/Электронная библиотека Тюменского индустриального университета <a href="http://webirbis.tsogu.ru/">http://webirbis.tsogu.ru/</a>	
	Договор №09-16/19 от 18.10.2019 взаимного оказания услуг двухстороннего доступа к ресурсам научно-технической библиотеки ФГАОУ ВО РГУ Нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина и ФГБОУ ВО «ТИУ» <a href="http://elib.gubkin.ru/">http://elib.gubkin.ru/</a>	С 18.10.2019 по 16.10.2021
	Договор № Б124/2019/09-20/2019 от 20.12.2019 на оказание услуг по предоставлению двустороннего доступа к ресурсам научно-технической библиотеки ФГБОУ ВО «УГНТУ» и ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» <a href="http://bibl.rusoil.net">http://bibl.rusoil.net</a>	С 20.12.2019 по 18.12.2021
	Договор № 09-19/2019 от 12.12.2019 на оказание услуг двустороннего доступа к ресурсам научно-технической библиотеки ФГБОУ ВО «УГТУ» и ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» <a href="http://lib.ugtu.net/books">http://lib.ugtu.net/books</a>	С 12.12.2019 по 10.12.2021
	Договор №5067 от 20.12.2019 на оказание услуг по предоставлению доступа к ресурсам базы данных «Научная электронная библиотека «eLibrary.ru»	С 01.01.2020 по 31.12.2020
	Гражданско-правовой договор № 6627-20 от 13.07.2020 с ООО «Политехресурс» <a href="http://www.studentlibrary.ru">http://www.studentlibrary.ru</a> по предоставлению доступа к базе данных Консультант студента «Электронная библиотека технического ВУЗа»	С 01.09.2020 по 31.08. 2021
	Гражданско-правовой №6628-20 от 10.08.2020 на предоставление доступа к электронно-библиотечной системе IPRbooks с ООО Компания «Ай Пи Ар Медиа» <a href="http://www.iprbookshop.ru/">http://www.iprbookshop.ru/</a>	С 01.09.2020 по 31.08. 2021
	Гражданско-правовой договор №6629-20 от 25.08.2020 на оказание услуг по предоставлению доступа к ЭБС с ООО «Издательство ЛАНЬ» <a href="http://e.lanbook.com">http://e.lanbook.com</a>	С 01.09.2020 по 31.08. 2021
	Гражданско-правовой договор № 6630-20 от 25.08.2020 с ООО «КноРус медиа» на оказание услуг по предоставлению доступа к электронно-библиотечной системе BOOK.ru <a href="https://www.book.ru">https://www.book.ru</a>	С 01.09.2020 по 31.08.2021
	Гражданско-правовой договор №6632-20 от 25.08.2020 с ООО «Электронное издательство ЮРАЙТ» на оказание услуг по предоставлению доступа к ЭБС <a href="http://www.biblio-online.ru">www.biblio-online.ru</a> , <a href="http://www.urait.ru">www.urait.ru</a>	С 01.09.2020 по 31.08. 2021
Договор №101НЭБ/6258/09/17/2019 о подключении к Национальной электронной библиотеке и предоставлении доступа к объектам Национальной электронной библиотеки	С 29.10.2019 по 28.10.2024	

9.3. Лицензионное и свободно распространяемое программное обеспечение, в т.ч. отечественного производства:

- Microsoft Windows (Договор №6714-20 от 31.08.2020 до 31.08.2021),
- Microsoft Office Professional Plus (Договор №6714-20 от 31.08.2020 до 31.08.2021),
- Adobe Acrobat Reader DC (Свободно-распространяемое ПО)

## **10. Материально-техническое обеспечение дисциплины**

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

Таблица 10.1

№ п/п	Перечень оборудования, необходимого для освоения дисциплины/модуля	Перечень технических средств обучения, необходимых для освоения дисциплины/модуля (демонстрационное оборудование)
1	Газоанализатор	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
2	Программный комплекс «Saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
3	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
4	газоволюметрический пикнометр «Поромер»;	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
5	Газоанализатор	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
6	Ареометр	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть

## 11. Методические указания

### 11.1. Методические указания к практическим занятиям.

На практических занятиях обучающиеся изучают методику и выполняют типовые расчеты. Для эффективной работы обучающиеся должны иметь инженерные калькуляторы и соответствующие канцелярские принадлежности. В процессе подготовки к практическим занятиям обучающиеся могут прибегать к консультациям преподавателя.

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

#### Практическое занятие № 1 – Определение основных свойств газа при заданных термобарических условиях

Необходимо определить плотность и динамическую вязкость газа определённого состава при заданных термобарических условиях. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 1.1. Основные параметры компонентов природного газа представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Исходные данные к задаче № 1

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Метан	87	76	84	90	74	75	85	91	87	79
Этан	4	10	7	3	9	3	3	3	5	6
Пропан	3	5	2	2	4	4	4	1	2	4
i-Бутан	2	3	1	1	5	4	4	1	1	3
n-Бутан	1	2	1	1	3	3	1	1	1	2
C5+	1	2	3	1	2	5	1	1	1	2
Азот	1	1	1	1	2	3	1	1	1	2
Диоксид углерода	1	1	1	1	1	3	1	1	2	2
Давление, МПа	25	7	31	3	34	2	26	4	30	1
Температура, К	333	300	350	286	330	327	352	296	349	280

Таблица 1.2 – Основные параметры компонентов природного газа

Компонент	Метан	Этан	Пропан	i-Бутан	n-Бутан	C5+	Азот	Диоксид углерода
Молекулярная масса	16,042	30,068	44,094	58,120	58,120	72,151	28,016	44,011
Критическая температура, К	190,55	305,43	369,82	408,13	425,16	469,65	126,26	304,2
Критическое давление, МПа	4,70	4,98	4,33	3,72	3,87	3,44	3,47	7,53
Критический коэффициент сверхсжимаемости	0,290	0,285	0,277	0,283	0,274	0,269	0,291	0,274

Для того чтобы решить данную задачу, необходимо:

1. Определить среднюю молекулярную массу газовой смеси ( $M_{см}$ ) по формуле:

$$M_{см} = \sum_{i=1}^N y_i \cdot M_i$$

(1.1)

где  $y_i$  – мольная доля  $i$ -ого компонента в смеси;

$M_i$  – молекулярная масса  $i$ -ого компонента.

2. Определить плотность газа при нормальных условиях ( $\rho_0$ ) ( $\rho_0 = 0,1$  МПа,  $T_0 = 273$  К) по следующей формуле:

$$\rho_0 = \frac{M_{см}}{22,41} \quad (1.2)$$

3. Определить коэффициент сверхсжимаемости газа  $z(p, T)$  при заданных термобарических условиях. Для этого сначала необходимо рассчитать критическое давление и температуру смеси по формулам 1.3, 1.4, а затем приведённые параметры по формулам 1.5, 1.6.

$$P_{кр} = \sum_{i=1}^n y_i \cdot P_{кр.i} \quad (1.3)$$

$$T_{кр} = \sum_{i=1}^n y_i \cdot T_{кр.i} \quad (1.4)$$

$$p_{пр} = \frac{p}{P_{кр}} \quad (1.5)$$

$$T_{пр} = \frac{T}{T_{кр}} \quad (1.6)$$

где  $P_{кр}$  – критическое давление смеси, МПа;  
 $T_{кр}$  – критическая температура смеси, К;  
 $P_{кр.i}$  – критическое давление  $i$ -ого компонента, МПа;  
 $T_{кр.i}$  – критическая температура  $i$ -ого компонента, К;  
 $p_{пр}$  – приведённое давление смеси, МПа;  
 $T_{пр}$  – приведённая температура смеси, К;  
 $p$  – заданное давление, МПа;  
 $T$  – заданная температура, К.

Далее, используя график зависимости коэффициента сверхсжимаемости газа от приведённых давления и температуры (рис. 1.1), определяем значение параметра  $z(p, T)$ .

4. Рассчитать плотность природного газа при заданных температуре и давлении по следующей формуле:

$$\rho(p, T) = \rho_0 \frac{p \cdot T_0 \cdot Z_0}{\rho_0 \cdot T \cdot z(p, T)} \quad (1.7)$$

Где:  
 $\rho(p, T)$  – плотность при заданных температуре ( $T$ ) и давлении ( $p$ ), кг/м<sup>3</sup>;  
 $Z_0$  – коэффициент сверхсжимаемости при нормальных условиях ( $Z_0 \approx 1$ ).

5. Определить коэффициент динамической вязкости природных газов при атмосферном давлении и заданной температуре по формуле:

$$\mu_0 = 0,0101 \cdot t^{1/8} - 1,07 \cdot 10^{-3} M_{см}^{1/2} \quad (1.8)$$

где

$\mu_0$  – вязкость газа при атмосферном давлении и температуре  $t$ , мПа · с;

$t$  – заданная температура, °С.

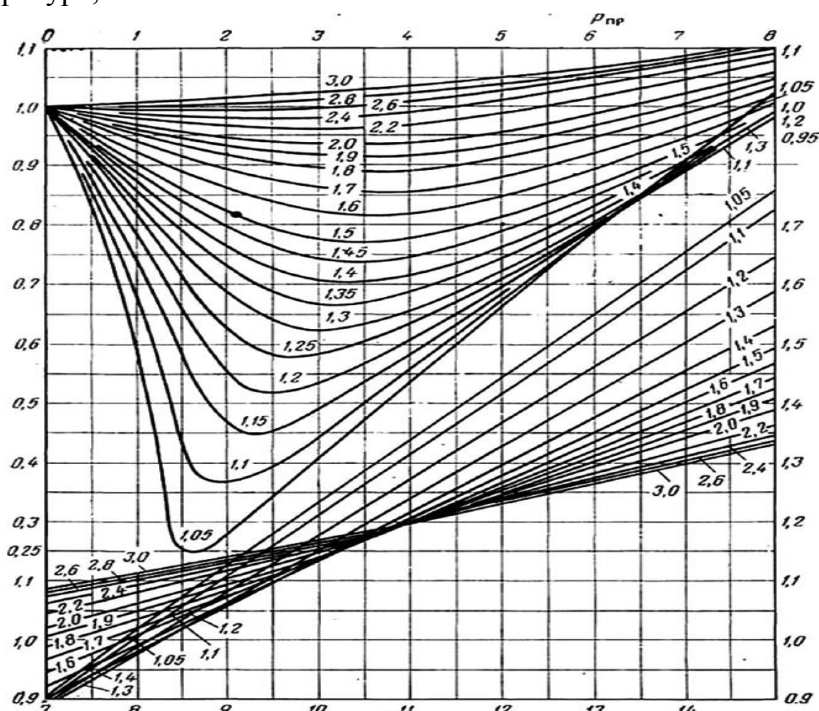


Рисунок 1.1 – Зависимость коэффициента сверхсжимаемости для природного газа от приведённого давления и температуры

6. Рассчитать приведённую плотность газовой смеси ( $\rho_{пр}$ ) и промежуточного параметра  $\varepsilon$  по формулам:

$$\rho_{пр} = \frac{P_{пр}}{T_{пр} \cdot Z_{пр}} \quad (1.9)$$

$$\varepsilon = \frac{T_{кр}^{1/6}}{M_{см}^{1/2} \cdot P_{кр}^{1/2}} \quad (1.10)$$

7. Определить коэффициент динамической вязкости ( $\mu$ ) при заданных термобарических условиях по следующим формулам:

При  $P < 5$  МПа

$$[(\mu - \mu_0) \cdot \varepsilon + 10^{-4}]^{0,25} = 0,10230 + 0,023364 \cdot \rho_{пр} + 0,058533 \cdot \rho_{пр}^2 - 0,040758 \cdot \rho_{пр}^3 + 0,0093324 \cdot \rho_{пр}^4 \quad (1.11)$$

При  $P > 5$  МПа

$$(\mu - \mu_0) \cdot \varepsilon = 10,8 \cdot 10^{-5} (e^{1,439 \cdot \rho_{пр}} - e^{-1,11 \cdot \rho_{пр}^{1,858}}) \quad (1.12)$$

## Практическое занятие № 2 – Определение давления на забое по статическому устьевому давлению

Необходимо определить давление на забое газовой скважины по известному статическому устьевому давлению. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные к задаче № 2

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Метан	87	76	84	90	74	75	85	91	87	79
Этан	4	10	7	3	9	3	3	3	5	6
Пропан	3	5	2	2	4	4	4	1	2	4
i-Бутан	2	3	1	1	5	4	4	1	1	3
n-Бутан	1	2	1	1	3	3	1	1	1	2
C5+	1	2	3	1	2	5	1	1	1	2
Азот	1	1	1	1	2	3	1	1	1	2
Диоксид углерода	1	1	1	1	1	3	1	1	2	2
<i>L</i> , м	2938	2756	2549	3163	2431	3277	2584	2699	2938	2808
<i>T<sub>пл</sub></i> , К	330	348	328	337	342	327	315	312	326	334
<i>T<sub>у</sub></i> , К	293	286	279	283	291	298	289	295	288	283
<i>p<sub>у</sub></i> , МПа	18,3	17,4	16,5	19,6	18,9	17,3	17,7	18,1	18,7	17,9

Для расчёта давления на забое газовой скважины по известному статическому устьевому давлению используют следующую методику расчёта:

1. По формулам 1.3, 1.4 определяют критические параметры смеси ( $P_{кр}$ ,  $T_{кр}$ )
2. По давлению на устье  $P_u$  находят приведённое устьевое давление  $P_{пр. у.}$

$$P_{пр. у.} = \frac{P_u}{P_{кр}} \quad (2.1)$$

3. Определяют среднюю приведённую температуру  $T_{пр.}$

$$T_{пр.} = \frac{T_{ср}}{T_{кр}} \quad (2.2)$$

4. Среднюю температуру  $T_{ср}$  можно рассчитать по одной из формул:

$$T_{ср} = \frac{T_{пл} + T_u}{2} \quad (2.3)$$

$$T_{\text{CP}} = \frac{T_{\text{пл}} - T_y}{\ln \frac{T_{\text{пл}}}{T_y}} \quad (2.4)$$

где  $T_{\text{пл}}$  – пластовая температура, К;  
 $T_y$  – устьевая температура, К.

5. Для полученных значений  $p_{\text{пр.у.}}$ ,  $T_{\text{пр}}$  определяют приведённые параметры (формулы 1.5 и 1.6) и по графику определяют коэффициент сверхсжимаемости  $z$  (рисунок 1.1).

6. Далее рассчитывают среднее ориентировочное давление  $p_{\text{ср.ор.}}$ .

$$P_{\text{ср.ор.}} = P_y \cdot \left( \frac{1 + e^s}{2} \right) \quad (2.5)$$

$$s = \frac{0,03415 \cdot \Delta \cdot L}{T_{\text{ср}} \cdot Z} \quad (2.6)$$

где  $p_y$  – статическое устьевое давление, МПа;  
 $\Delta$  – относительная плотность газа по воздуху;  
 $L$  – глубина скважины, м;  
 $T_{\text{ср}}$  – средняя температура, К;  
 $z$  – *средний* по стволу коэффициент сверхсжимаемости газа.

7. Относительную плотность газа по воздуху  $\Delta$  можно определить по формуле:

$$\Delta = \frac{\rho_0}{1,293} \quad (2.7)$$

Где  $\rho_0$  – плотность газа при нормальных условиях рассчитывается в соответствии с формулой 1.2.

8. Определяем ориентировочное приведённое среднее давление:

$$P_{\text{пр.ср.ор.}} = \frac{P_{\text{ср.ор.}}}{P_{\text{КФ}}} \quad (2.8)$$

9. По полученному значению  $p_{\text{пр.ср.ор.}}$  и  $T_{\text{ср}}$  определяют новое значение коэффициента сверхсжимаемости  $z$  (рассчитывают приведённые параметры по формулам 1.5–1.6 и по графику (рисунок 1.1) определяют коэффициент сверхсжимаемости  $z$ ).

10. Рассчитав новое значение коэффициента сверхсжимаемости  $z$ , рассчитывают давление на забое скважины  $p_z$ :

$$P_z = P_y \cdot e^s \quad (2.9)$$



$$S = \frac{0,03415 \cdot \Delta \cdot L}{T_{\text{CP}} \cdot Z} \quad (2.10)$$

11. Рассчитывают среднее давление  $p_{\text{cp}}$ :

$$P_{\text{CP}} = \frac{P_y + P_3}{2} \quad (2.11)$$

12. Для проверки и уточнения результатов расчёта сверяют полученное  $p_{\text{cp}}$  и  $P_{\text{cp.ор}}$ . Расчёт можно считать правильным в том случае, если расхождение этих величин не влияет на коэффициент сверхсжимаемости  $z$ . В противном случае принимают новое значение  $p_{\text{cp.ор}} = p_{\text{cp}}$  и проводят повторный расчёт

### Практическое занятие № 3 – Определение давления на забое работающей скважины (формула Адамова)

Необходимо определить давление на забое работающей газовой скважины по известному давлению на устье. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные к задаче № 3

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$L$ , м	2934	3189	2560	2976	2298	2951	3033	2894	2922	2810
$T_{\text{пл}}$ , К	342	327	315	312	326	334	305	322	316	334
$T_y$ , К	291	298	289	295	288	283	279	298	281	287
$p_y$ , МПа	18,3	17,4	16,5	19,6	18,9	17,3	17,7	18,1	18,7	17,9
$d_{\text{вн}}$ , см	63	75	48	55	62	74	49	54	61	70
$Q$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.	150	210	140	200	180	210	160	170	150	180
$\varepsilon$	0,005	0,004	0,003	0,002	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006
$\mu$ , мПа·с	0,011	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016	0,017	0,018	0,019	0,02
$\Delta$	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,75	0,7	0,65
$z$	0,8	0,82	0,84	0,86	0,88	0,9	0,88	0,86	0,84	0,82

Для выполнения задания необходимо:

1. Рассчитать число Рейнольдса по формуле:

$$R_{\varepsilon} = 1777 \cdot \frac{Q \cdot \Delta}{d_{\text{вн}} \cdot \mu} \quad (3.1)$$

где  $d_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр трубы, м;  
 $\mu$  – коэффициент динамической вязкости, Па·с;  
 $\Delta$  – относительная плотность газа по воздуху (рассчитывается по формуле 2.7);  
 $Q$  – дебит газа в стандартных условиях, м<sup>3</sup>/с.

2. Определить коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{1}{4 \cdot \left[ \lg \left( \frac{5,62}{R_{\varepsilon}^{0,9}} + \frac{\varepsilon}{7,41} \right) \right]^2} \quad (3.2)$$

где  $\varepsilon$  – относительная шероховатость трубы.

3. Рассчитать забойное давление по формуле Адамова

$$P_{\text{ЗАБ}} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2S} + \Theta \cdot Q^2} \quad (3.3)$$

$$\Theta = 1,377 \cdot \lambda \cdot \frac{T^2 \cdot Z^2 \cdot (e^{2S} - 1)}{d_{\text{вн}}^2} \quad (3.4)$$

где  $S$  – параметр, определяемый по формуле 2.10;

$T$  – средняя температура (определяется по формуле 2.3 или 2.4), К;

$Z$  – коэффициент сверхсжимаемости.

#### Практическое занятие № 4 – Газогидродинамические исследования скважин на стационарных режимах фильтрации

Необходимо построить индикаторную диаграмму, рассчитать фильтрационные коэффициенты  $a$  и  $b$ , гидропроводность, макрошероховатость и проницаемость пласта. Исходные данные для расчёта представлены в таблицах 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Исходные данные к задаче

1и 2 вариант		3и 4 вариант		5 и 6 вариант		7 и 8 вариант		9 и 10 вариант	
Q, тыс. м <sup>3</sup> /сут.	P <sub>мс</sub> , МПа	Q, тыс. м <sup>3</sup> /сут.	P <sub>мс</sub> , МПа	Q, тыс. м <sup>3</sup> /сут.	P <sub>мс</sub> , МПа	Q, тыс. м <sup>3</sup> /сут.	P <sub>мс</sub> , МПа	Q, тыс. м <sup>3</sup> /сут.	P <sub>мс</sub> , МПа
0	9,9	0	12,9	0	14,9	0	17,9	0	8,9
80	9,8	86	19,8	80	14,8	70	19,8	86	7,8
160	9,7	140	19,7	160	14,7	120	18,7	140	11,7
240	9,6	200	19,6	240	13,6	140	17,6	200	11,6
320	9,5	350	19,5	320	15,5	220	18,5	350	11,5

400	9	430	19,8	400	19	340	18,1	430	12
-----	---	-----	------	-----	----	-----	------	-----	----

Таблица 4.2 – Исходные данные к задаче

Вариант	R <sub>к</sub> , м	R <sub>с</sub> , м	μ, мПа·с	Z <sub>пл</sub>	T <sub>ст</sub> , К	P <sub>ат</sub> , МПа	T <sub>пл</sub> , К	h, м	P <sub>ст</sub> , кг/м <sup>3</sup>
1	1000	0,1	0,001	0,9	293	0,1	330		
2	800		0,002	0,91			348		
3	700		0,001	0,95			328		
4	900		0,004	0,93			337		
5	1000		0,002	0,97			342		
6	800		0,003	0,93			327		
7	900		0,001	0,91			315		
8	700		0,006	0,94			312		
9	1000		0,007	0,93			326		
10	800		0,004	0,92			324		

Для решения задачи необходимо:

1. Перевести манометрическое давление в абсолютное (прибавить к манометрическому давлению атмосферное) и рассчитать  $\frac{(P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}{Q}$  (за пластовое давление принять давление на скважине при  $Q=0$ );
2. По рассчитанным значениям отметить точки на графике в координатах  $\frac{(P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}{Q} - Q$  (рис. 4.1) и провести линию тренда до пересечения с осью.

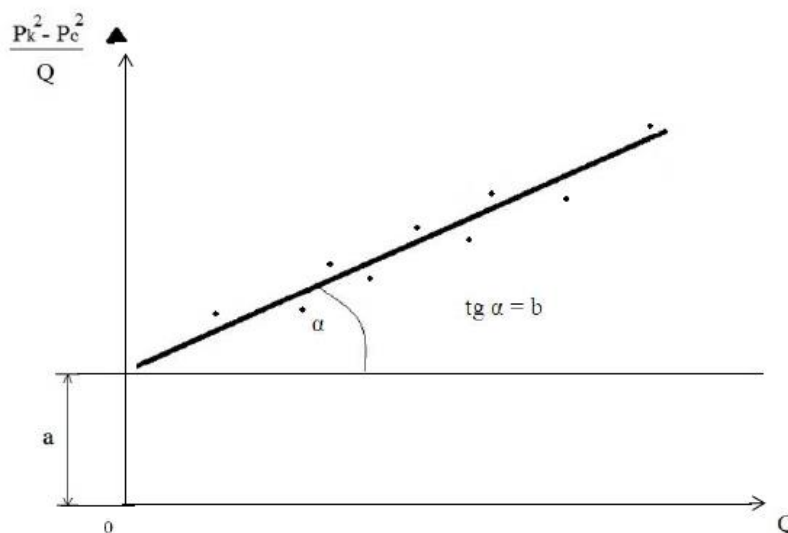


Рисунок 4.1. Пример построения индикаторной диаграммы

3. По индикаторной диаграмме определить коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $a$  и  $b$ .

4. Гидропроводность можно рассчитать по формуле

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{z_{пл} \cdot T_{пл} \cdot P_{ст} \cdot \ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}{\alpha \cdot \pi \cdot T_{ст}} \quad (4.1)$$

Где

$z_{пл}$  – коэффициент сверхсжимаемости в пластовых условиях;

$T_{пл}$  – пластовая температура, К;

$P_{ст}$  – стандартное давление, Па;

$R_k$  – радиус контура питания, м;

$R_c$  – радиус скважины, м;

$T_{ст}$  – стандартная температура, К.

5. Проницаемость пласта определяется по формуле

$$k = \frac{z_{пл} \cdot T_{пл} \cdot P_{ст} \cdot \ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right) \cdot \mu}{\alpha \cdot \pi \cdot T_{ст} \cdot h} \quad (4.2)$$

где

$\mu$  – динамическая вязкость, Па·с;

$h$  – толщина пласта, м.

6. Коэффициент макрошероховатости рассчитывается по следующей формуле:

$$l = \frac{\rho_{ст} \cdot z_{пл} \cdot T_{пл} \cdot P_{ст} \cdot \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k}\right)}{2 \cdot \pi^2 \cdot b \cdot h^2 T_{ст}} \quad (4.3)$$

где  $\rho_{ст}$  – плотность газа в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

### Практическое занятие № 5 – Газогидродинамические исследования скважин на нестационарных режимах фильтрации

Необходимо построить кривую восстановления давления, графически определить коэффициенты фильтрационных сопротивлений, рассчитать гидропроводность и пьезопроводность пласта. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные по вариантам

1и 2 вариант		3и 4 вариант		5 и 6 вариант		7 и 8 вариант		9 и 10 вариант	
P <sub>пл</sub> = 31 МПа		P <sub>пл</sub> = 32 МПа		P <sub>пл</sub> = 35 МПа		P <sub>пл</sub> = 31 МПа		P <sub>пл</sub> = 34 МПа	
Q <sub>0</sub> =900 тыс. м <sup>3</sup> /сут		Q <sub>0</sub> =1300 тыс. м <sup>3</sup> /сут		Q <sub>0</sub> =1800 тыс. м <sup>3</sup> /сут		Q <sub>0</sub> =720 тыс. м <sup>3</sup> /сут		Q <sub>0</sub> =1150 тыс. м <sup>3</sup> /сут	
B = 0,003 (сут./тыс.м <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>									
R <sub>c</sub> =0,1м									
t, сек	P <sub>заб</sub> , МПа	t, сек	P <sub>заб</sub> , МПа	t, сек	P <sub>заб</sub> , МПа	t, сек	P <sub>заб</sub> , МПа	t, сек	P <sub>заб</sub> , МПа
60	29,6	11	28,2	10	31,2	60	17,8	60	30
180	29,9	31	28,3	20	31,2	90	19,1	120	30,8
210	29,9	61	28,8	30	31,3	120	20	180	30,9

240	30,1	141	29,3	40	31,5	180	21,4	300	31,2
420	30,2	261	29,6	50	31,6	300	23,7	420	31,8
540	30,2	320	29,7	60	31,7	420	25,3	600	32,3
600	30,2	500	30	70	31,9	600	27	900	32,7
900	30,3	620	30,1	80	32,1	900	28,7	1200	33,2
1200	30,3	860	30,3	90	32,5	1200	29,2	1800	33,5
1500	30,4	1100	30,5	100	32,8	1500	29,4	2400	33,8

Для решения задачи необходимо:

1. Перевести манометрическое давление на забое скважины в абсолютное (прибавить к манометрическому давлению атмосферное) и рассчитать  $P_{заб}^2$  и  $\lg(t)$ .
2. По рассчитанным значениям отметить точки на графике в координатах  $P_{заб}^2$  и  $\lg(t)$ . (рис. 5.1) и провести линию тренда до пересечения с осью. Точки, которые не ложатся на прямую линию – не нужно учитывать при построении графика.
3. Определить по графику коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $a$  и  $b$ .
4. Рассчитать гидропроводность пласта по формуле

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{4,23 \cdot Q_0 \cdot Z \cdot T_{пл} \cdot P_{ст}}{b \cdot T_{ст}} \quad (5.1)$$

Где

- $Q_0$  – дебит скважины до остановки, м<sup>3</sup>/с;
- $z$  – коэффициент сверхсжимаемости;
- $T_{пл}$  – пластовая температура, К;
- $p_{ст}$  – стандартное давление, Па;
- $T_{ст}$  – стандартная температура, К.

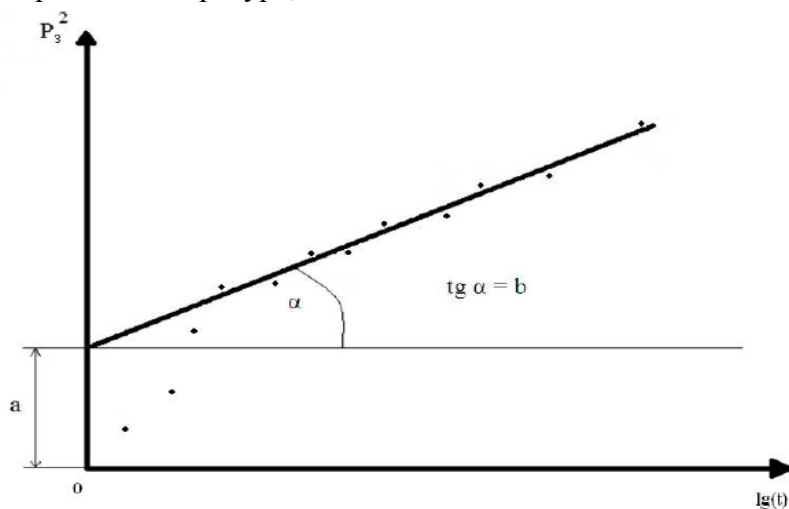


Рисунок 5.1 – Пример обработки кривой восстановления давления

5. Рассчитать коэффициент пьезопроводности по следующей формуле:

$$\chi = 0,445 \cdot R_c^2 \cdot \exp \left[ 2,3 \frac{\alpha - P_{z0}^2 - \beta \cdot Q_0^2}{b} \right] \quad (5.2)$$

Где

$R_c$  – радиус скважины, м;

$p_{z0}$  – начальное забойное давление, Па;

$\beta$  – коэффициент, полученный при исследованиях скважины на стационарных режимах,  $(с/м^3)^2$ .

### Практическое занятие № 6 – Определение коэффициентов несовершенства газовой скважины

Необходимо определить коэффициенты несовершенства скважины. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Исходные данные к задаче

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$h$ , м	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
$h_{вск}$ , м	7	10	13	8	10	17	21	18	20	20
$R_c$ , м	0,1									
$R_0$ , м	0,01	0,02	0,03	0,01	0,02	0,03	0,01	0,02	0,03	0,01
$n$	20	17	18	16	19	21	23	17	20	22

1. Для расчёта коэффициентов несовершенства скважины по степени вскрытия  $C_1$  и  $C_3$  воспользуемся формулами

$$C_1 = \frac{1}{h} \cdot \ln(h) + \frac{1-h}{h} \cdot \ln\left(\frac{\sigma}{R_c}\right) \quad (6.1)$$

$$C_1 = \frac{1}{h} \quad (6.2)$$

где

$h$  – относительное вскрытие пласта;

$R_c$  – относительный радиус скважины;

$\delta$  – пересчётный коэффициент.

2. Относительное вскрытие пласта определяется по формуле:

$$h = \frac{h_{\text{вск}}}{h} \quad (6.3)$$

Где

$h$  – толщина пласта, м;

$h_{\text{вск}}$  – вскрытая толщина пласта, м.

3. Относительный радиус скважины определяется по формуле:

$$R_{\text{от.}} = \frac{R_c}{h} \quad (6.4)$$

где  $R_c$  – радиус скважины, м.

4. Пересчётный коэффициент рассчитывается по формуле:

$$\sigma = 1,6(1 - h)^2 \quad (6.5)$$

5. Для расчёта коэффициентов несовершенства скважины по характеру вскрытия воспользуемся формулами:

$$C_2 = \frac{h}{n \cdot R_0} \quad (6.6)$$

$$C_4 = \frac{h^2}{3 \cdot n^2 \cdot R_0^3} \quad (6.7)$$

где  $R_0$  – радиус отверстий, м;

$n$  – число отверстий.

### Практическое занятие № 7 – Определение запасов газа объёмным методом

Необходимо определить запасы газа объёмным методом. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 7.1. Состав природного газа взять из задачи № 1 (таблица 1.1).

Таблица 7.1 – Исходные данные к задаче

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 участок										
$m_1$	0,1	0,1	0,12	0,1	0,11	0,1	0,11	0,11	0,12	0,11
$h_1$ , м	10	19	12	20	10	14	16	10	12	15
$F_1$ , м <sup>2</sup>	200	120	180	170	180	220	230	210	220	210
$T_1$ , К	340	320	330	320	315	310	340	320	316	315
$\alpha_1$	0,6	0,7	0,7	0,6	0,8	0,6	0,7	0,8	0,7	0,6
$P_1$ , МПа	20	21	19	17,7	19,8	18,3	19,7	25,4	20,3	18,7
2 участок										

$m_2$	0,11	0,08	0,09	0,09	0,1	0,12	0,09	0,09	0,08	0,08
$h_2, \text{ м}$	20	30	30	30	25	20	50	40	28	45
$F_2, \text{ м}^2$	250	300	450	500	640	360	680	900	470	560
$T_2, \text{ К}$	380	340	350	320	360	318	320	318	325	310
$\alpha_2$	0,7	0,9	0,6	0,5	0,9	0,8	0,7	0,65	0,8	0,7
$P_2, \text{ МПа}$	18	20	21	19	21	18	22	17	21	23

1. Для определения запасов объёмным методом воспользуемся следующей формулой:

$$Q_{\text{ЗАП}} = \frac{T_{\text{СТ}} \cdot P_{\text{СР}}}{P_{\text{СТ}} \cdot T_{\text{СР}} \cdot Z_{\text{СР}}} \cdot \alpha_{\text{СР}} \cdot m_{\text{СР}} \cdot h_{\text{СР}} \cdot F \quad (7.1)$$

где  $T_{\text{СТ}}$  – стандартная температура, равная 293 К;  
 $p_{\text{СР}}$  – средневзвешенное давление в пласте, МПа;  
 $p_{\text{СТ}}$  – стандартное давление, равное 0,1 МПа;  
 $T_{\text{СР}}$  – средневзвешенная температура в пласте, К;  
 $z_{\text{СР}}$  – средний коэффициент сверхсжимаемости при  $p_{\text{СР}}$  и  $T_{\text{СР}}$ ;  
 $\alpha_{\text{СР}}$  – средний коэффициент газонасыщенности;  
 $m_{\text{СР}}$  – средняя пористость пласта;  
 $h_{\text{СР}}$  – средневзвешенная толщина пласта, м;  
 $F$  – сумма площадей участков, м<sup>2</sup>.

2. Сумму площадей участков можно рассчитать по следующей формуле:

$$F = \sum_{i=1}^n F_i \quad (7.2)$$

где  $F_i$  – площадь  $i$ -го участка, м<sup>2</sup>.

3. Средневзвешенную толщину пласта можно рассчитать по следующей формуле:

$$h_{\text{СР}} = \frac{\sum F_i \cdot h_i}{\sum F_i} \quad (7.3)$$

где  $h_i$  – толщина  $i$ -го участка, м.

4. Среднюю пористость пласта можно рассчитать по следующей формуле:

$$m_{\text{СР}} = \frac{\sum F_i \cdot h_i \cdot m_i}{\sum F_i \cdot h_i} \quad (7.4)$$

где  $m_i$  – пористость  $i$ -го участка.

5. Средний коэффициент газонасыщенности определяют по следующей формуле:

$$m_{\text{СР}} = \frac{\sum F_i \cdot h_i \cdot \alpha_i}{\sum F_i \cdot h_i}$$



(7.5)

где  $\alpha_i$  – газонасыщенность  $i$ -го участка.

6. Средневзвешенное давление в пласте можно рассчитать по следующей формуле:

$$P_{\text{CF}} = \frac{\sum F_i \cdot h_i \cdot P_i}{\sum F_i \cdot h_i} \quad (7.6)$$

где  $p_i$  – давление  $i$ -го участка, Па.

7. Средневзвешенную температуру в пласте определяют по следующей формуле:

$$T_{\text{CF}} = \frac{\sum F_i \cdot h_i \cdot T_i}{\sum F_i \cdot h_i} \quad (7.7)$$

где  $T_i$  – температура  $i$ -го участка, К.

### Практическое занятие № 8 – Определение запасов газа и газонасыщенного порового объёма методом падения пластового давления

Необходимо определить запасы газа и газонасыщенный поровый объём методом падения пластового давления. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Исходные данные к задаче

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Начальное пластовое давление, МПа	30	31	32	33	34	35	29	30	31	32
Текущее пластовое давление, МПа										
1 год	28	28	29	32	30	31	26	28	30	30
2 год	25	25	26	29	27	28	24	26	27	27
3 год	22	21	22	26	23	25	21	24	24	25
4 год	18	19	21	23	19	21	18	21	21	23
5 год	16	17	18	21	17	18	16	17	19	21

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Количество добывающих скважин, шт.										
1 год	20	16	18	30	12	22	10	9	14	6
2 год	22	30	23	40	18	25	16	15	20	10
3 год	24	32	25	42	20	28	18	20	25	16
4 год	28	35	30	43	23	30	20	22	26	17

5 год	30	36	32	44	25	31	22	23	27	18
-------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Дебит средней скважины, тыс. м <sup>3</sup> /сут.										
1 год	180	120	180	200	170	160	170	200	160	180
2 год	170	110	160	190	160	160	150	190	150	170
3 год	160	105	145	179	150	152	145	180	140	164
4 год	154	100	135	170	143	149	140	167	130	157
5 год	149	93	114	118	136	129	132	154	118	146

Для определения запасов газа методом падения пластового давления необходимо:

1. Рассчитать годовой отбор газа на каждый год разработки по формуле

$$Q_{\text{год}} = q \cdot n \cdot 365 \quad (8.1)$$

где  $q$  – дебит средней скважины, тыс. м<sup>3</sup>/сут.;  
 $n$  – количество скважин.

2. Определить суммарное добытое количество газа  $Q_{\text{доб}}$  на каждый год разработки, прибавляя к полученному годовому отбору отбор с предыдущего года.

3. Построить график в координатах  $\frac{P}{Z} - Q_{\text{доб}}$  определить  $Q_{\text{зап}}$  (рис. 8.1).

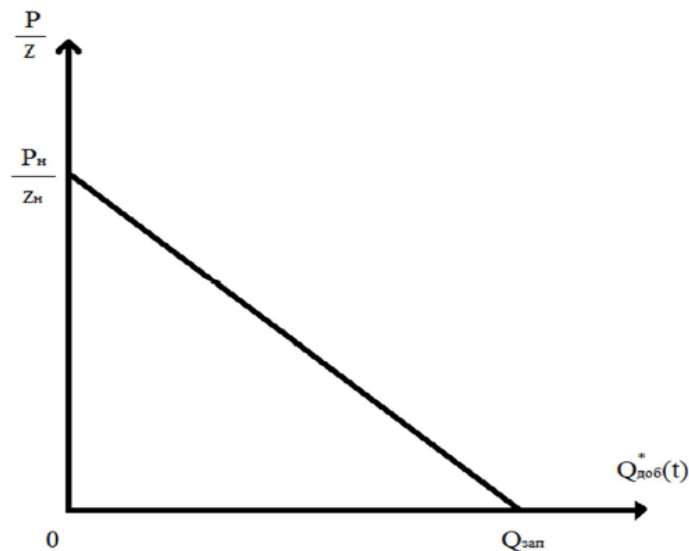


Рисунок 8.1 – График зависимости  $\frac{P}{Z} - Q_{\text{доб}}$

4. Определить газонасыщенный поровый объем по формуле

$$\Omega = \frac{P_{\text{ат}} \cdot Q_{\text{зап}}}{P_n} \quad (8.2)$$

где  $P_{\text{ат}}$  – атмосферное давление, МПа;

$P_H$  – начальное пластовое давление, МПа.

### Практическое занятие № 9 – Определение показателей разработки газового месторождения

Необходимо определить показатели разработки газовой залежи на режиме постоянного дебита и на режиме постоянной депрессии. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 9.1 и в таблице 9.2.

Таблица 9.1 – Исходные данные для расчёта показателей разработки газовой залежи на режиме постоянного дебита

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$p_H$ , МПа	32	34	30	31	34	32	33	35	30	29
$Q_{зан}$ , млрд м <sup>3</sup>	150	99	220	270	200	100	120	100	120	180
$Q_г$ , %	2,5	3	1,5	2	1,5	3	1,5	2	2,5	2
$q_{ср}$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.	100	120	80	140	160	200	110	120	150	170
$a \cdot 10^{-3}$ , (МПа <sup>2</sup> · сут./тыс. м <sup>3</sup> )	51	47	24	67	70	56	46	52	45	46
$b \cdot 10^{-2}$ , (МПа · сут./тыс. м <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>	0,05	0,04	0,06	0,08	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07	0,06

Таблица 9.2 – Исходные данные для расчёта показателей разработки газовой залежи на режиме постоянной депрессии

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$p_H$ , МПа	34	32	33	35	30	32	34	30	31	34
$Q_{зан}$ , млрд м <sup>3</sup>	200	100	120	100	120	180	150	100	220	180
$Q_г$ , %	2,5	3	1,5	2	1,5	3	1,5	2	2,5	2
$q_{ср}$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.	10	9	8	10	9	8	7	10	9	8
$a \cdot 10^{-3}$ , (МПа <sup>2</sup> · сут./тыс. м <sup>3</sup> )	44,6	40,6	20,7	57,8	60,4	48,3	39,7	44,9	38,8	40,6
$b \cdot 10^{-2}$ , (МПа · сут./тыс. м <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>	0,13	0,34	0,24	0,53	0,43	0,28	0,61	0,45	0,29	0,43

Определение показателей разработки газового месторождения сводится к решению системы из четырёх уравнений:

1. Уравнение материального баланса:

$$P_{ср}(t) = P_H - \frac{P_{ат} \cdot Q_{доб}(t)}{\Omega_H} \quad (9.1)$$

где  $P_{ат}$  – атмосферное давление, Па;

$P_H$  – начальное пластовое давление, Па;

$\Omega_H$  – газонасыщенный поровый объём (формула 8.2), м<sup>3</sup>;

$Q_{доб}(t)$  – накопленный отбор газа, м<sup>3</sup>;

$p(t)$  – среднее текущее давление в пласте, Па.

## 2. Уравнение тех. режима эксплуатации скважины

$$q = const - \text{режим постоянного дебита} \quad (9.2)$$

$$p^2_{cp}(t) - pc(t) = const - \text{режим постоянной депрессии} \quad (9.3)$$

где  $pc(t)$  – текущее забойное давление, Па.

## 3. Уравнение притока газа к забою

$$p^2(t) - p^2_c(t) = a \cdot q(t) + b \cdot q^2(t) \quad (9.4)$$

где  $a$  и  $b$  – коэффициенты фильтрационных сопротивлений;  
 $q(t)$  – дебит средней скважины, м<sup>3</sup>/с.

4. Уравнение связи потребного числа скважин, отбора газа из месторождения и дебита одной скважины

$$n(t) = \frac{Q(t)}{q(t)} \quad (9.5)$$

где  $Q(t)$  – годовой отбор газа, м<sup>3</sup>.

### **Практическое занятие № 10 – Расчет температуры газа на забое скважины**

Минимальный дебит газа, при котором возможен непрерывный вынос жидкости из скважины, определяется по формуле:

$$Q = 65 \cdot \frac{d^2}{T \cdot Z} \cdot \sqrt{P} \quad (10.1)$$

где  $Q$  – минимальный дебит газа, м<sup>3</sup>/сут;  
 $d$  – внутренний диаметр труб лифтовой колонны, м;  
 $T$  – температура газа, К;  
 $Z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа;  
 $P$  – давление в начале или конце лифта, МПа.

Температура газа на забое работающей скважины определяется по формуле:

$$T_{заб.} = T_{нл.} - D_i (P_{нл.} - P_{заб.}) \frac{\ln(1 + GC_p \tau / \pi HC_n r_c^2)}{\ln R_k / r_c}, \quad (10.2)$$

где  $C_p$  – массовая теплоемкость газа в пластовых условиях, кДж/кг\*К;  $\tau$  – время работы скважины на режиме, сут.;  $C_n$  – объемная теплоемкость газоносной горной породы, кДж/м<sup>3</sup>\*К;  $D_i$  – коэффициент Джоуля-Томпсона в пластовых условиях, К/МПа.

Значение  $C_n = 2,910 \cdot 10^3$  кДж/м<sup>3</sup>\*К принимаем по справочным данным [44].

Для определения коэффициента Джоуля-Томпсона  $D_i$  воспользуемся формулой:

$$D_i = \frac{1}{C_p} \left( \frac{E_1}{T_{cp}^2} - E_2 \right) \quad (10.3)$$

Значения  $E_1 = 0,023 \cdot 10^6$ ;  $E_2 = 0,035$ .

Массовую теплоемкость газа  $C_p$  определим по формуле:

$$C_p = A_1 + A_2 * T_{cp} + \frac{A_3}{T_{cp}^3} \quad (10.4)$$

где  $A_1 = 1,695$ ;  $A_2 = 1,838 \cdot 10^{-3}$ ;  $A_3 = 1,96 \cdot 10^6$  ( $P_{cp} = 0,1$ )

здесь  $T_{cp} = \frac{T_{нл} + T_{заб}}{2}$ ;  $P_{cp} = \frac{P_{нл} + P_{заб}}{2}$ ;

Так как для определения  $C_p$  требуется расчет  $T_{cp}$ , которая зависит от неизвестного значения  $T_{заб}$ .

## 10.2 Расчет температуры и давления газа на устье работающей скважины

Температура газа на устье  $T_{уст}$  работающей скважины определяется из выражения:

$$T_{уст} = T_{нл} - \Gamma L \left( 1 - \frac{1 - e^{-\alpha L}}{\alpha L} \right) - \Delta T_{нл} e^{-\alpha L} - \frac{1 - e^{-\alpha L}}{\alpha L} \left( D_i \Delta P_{скв} + \frac{AL}{C_p} \right) \quad (10.5)$$

где  $\Gamma$  – средний по размеру скважины геометрический градиент,

$L$  – глубина скважины до середины интервала перфорации,

$P_{уст}$ ,  $P_{заб}$  – соответственно давление на устье скважины и на забое,

$A$  – термический эквивалент работы  $\left( A = \frac{4,1868 \text{ кДж}}{427 \text{ кг} * \text{м}} \right)$ ;

$\alpha$  – коэффициент, определяемый по формуле:

$$\alpha = 2\pi \lambda_n / GC_p f(\tau), \quad (10.6)$$

где  $\lambda_n$  – теплопроводность горных пород;

$f(\tau)$  – безразмерная функция времени, которая имеет вид:

$$f(\tau) = \ln\left(1 + (\pi\lambda_n \tau / C_n r_c^2)^{1/2}\right). \quad (10.7)$$

Массовая теплоемкость газа  $C_p$  определяется по формуле (2.3),

Исходной формулой для расчета давления  $P_{уст}$  на устье работающей скважины является формула Адамова, согласно которой

$$P_{уст} = \frac{\sqrt{P_{заб}^2 - \theta Q_o^2}}{e^S}, \quad (10.8)$$

где  $S = 0,03415 \bar{\rho} L / z_{cp} T_{cp}$

$$\theta = 0,01413 * 10^{-10} z_{cp}^2 T_{cp}^2 (e^{2S} - 1)^\lambda / d_{вн}^5$$

где  $\lambda$  - коэффициент гидравлического сопротивления, определяемый по таблице;  $z_{cp}$  – коэффициент сверхсжимаемости газа.

### Практическое занятие № 11 – Расчет дебитов газа при увеличении диаметра скважины в интервале продуктивного пласта

Уравнение притока газа к скважине имеет вид:

$$\Delta P^2 = A Q_o + B Q_o^2, \quad (11.1)$$

где  $\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_{заб}^2$ ;  $P_{пл}$  - пластовое давление;  $P_{заб}$  - забойное давление;  $Q_o$  – дебит газа при нормальных условиях;  $A$ ,  $B$  - коэффициенты фильтрационных сопротивлений:

$$A = a \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}; \quad B = b \left( \frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_K} \right) \quad (11.2)$$

где  $a$  и  $b$  - коэффициенты, зависящие от толщины пласта, физических свойств жидкости (газа) и фильтрационных свойств пласта;  $R_K$  - радиус зоны дренирования пласта газовой скважиной;  $r_c$  - радиус скважины.

Увеличение диаметра скважины в  $n$  раз изменит коэффициенты фильтрационных сопротивлений до значений:

$$A' = \delta_a \cdot A; \quad B' = \delta_b \cdot B, \quad (11.3)$$

где  $\delta_a$  и  $\delta_b$  - коэффициенты, учитывающие геометрию забоя скважины:

$$\delta_a = 1 - \frac{\ln n}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (11.4)$$

$$\delta_b = \frac{1}{n} \quad (11.5)$$

Уравнение притока газа, при сохранении дебита газа к скважине увеличенного диаметра представляется в виде:

$$(\Delta P^2)' = A Q_o \delta_a + B Q_o^2 \delta_b \quad (11.6)$$

Уравнение депрессии на пласт можно записать как:

$$\Delta P = P_{nl} - \sqrt{P_{nl}^2 - \Delta P^2} ; \quad (11.7)$$

$$\Delta P' = P_{nl} - \sqrt{P_{nl}^2 - (\Delta P^2)'} ; \quad (11.8)$$

Из формул (11.6) - (11.8) представляется возможным оценить степень уменьшения депрессии на газовый пласт при сохранении дебита:

$$\delta_{\Delta P} = \frac{\Delta P'}{\Delta P} = \frac{\delta_a + \frac{B}{A} \cdot Q_o \cdot \delta_b}{1 + \frac{B}{A} \cdot Q_o} \quad (11.9)$$

Запишем формулы для расчёта дебита скважины при сохранении депрессии на пласт:

$$Q_o = \frac{A}{2B} \left( \sqrt{1 + 4 \frac{B}{A^2} \Delta P^2} - 1 \right) \quad (11.10)$$

$$Q'_o = \frac{A \cdot \delta_a}{2B \cdot \delta_b} \left( \sqrt{1 + 4 \frac{B \cdot \delta_b}{A^2 \cdot \delta_a^2} \Delta P^2} - 1 \right) \quad (11.11)$$

Соответственно, получаем степень увеличения дебита скважины:

$$\delta_Q = \frac{Q'_o}{Q_o} = \frac{\delta_a}{\delta_b} \cdot \frac{\sqrt{1 + 4 \frac{B \cdot \delta_b}{A^2 \cdot \delta_a^2} \Delta P^2} - 1}{\sqrt{1 + 4 \frac{B}{A^2} \Delta P^2} - 1} . \quad (11.12)$$

Градиент давления при фильтрации газа определяется по формуле:

$$\frac{dP}{dr} = \frac{\mu \cdot V}{K} + \beta \frac{\rho_z \cdot V^2}{\sqrt{k}} , \quad (11.13)$$

где  $\mu$  - коэффициент динамической вязкости газа в пластовых условиях;  $V$  - скорость фильтрации газа;  $k$  - коэффициент проницаемости;  $\beta$  - коэффициент вихревых сопротивлений;  $\rho_g$  - плотность газа в пластовых условиях.

Учитывая, что максимальное значение градиента давления возникает на стенке скважины, скорость фильтрации газа будет:

$$V = \frac{Q_o \cdot P_o}{2\pi \cdot r_c \cdot h \cdot P_{заб}}, \quad (11.14)$$

где  $P_o$  - нормальное давление;  $h$  - толщина пласта.

Тогда уравнение (13) записывается в виде:

$$\left. \frac{dP}{dr} \right|_{r=r_c} = \frac{\mu P_o Q_o}{2\pi K h P_{заб} r_c} + \beta \frac{\rho_o P_o Q_o^2}{4\pi^2 \sqrt{K h^2 P_{заб} r_c^2}}, \quad (11.15)$$

Уменьшение градиента давления при увеличении диаметра скважины в  $n$  раз определяется выражениями 11.16-11.19:

$$\left( \frac{dP}{dr} \right)' \Big|_{r=r_c} = \frac{\mu P_o Q_o}{2\pi K h P_{заб} r_c \cdot n} + \beta \frac{\rho_o P_o Q_o^2}{4\pi^2 \sqrt{K h^2 P_{заб} r_c^2 n^2}}, \quad (11.16)$$

$$\left( \frac{dP}{dr} \right)' \Big|_{r=r_c} = \frac{1}{2P_{заб} r_c} \left( \frac{A}{n \ln \frac{R_k}{r_c}} Q_o + \frac{B Q_o^2}{r_c n^2} \right) \quad (11.17)$$

Степень уменьшения градиента давления определяется отношением:

$$\delta_{град} = \frac{\left( \frac{dP}{dr} \right)'}{dP / dr} \quad (11.18)$$

или

$$\delta_{град} = \frac{\delta_a + \frac{B}{A} \ln \frac{R_k}{r_c} Q_o \delta_b}{\left( 1 + \frac{B}{A} \ln \frac{R_k}{r_c} Q_o \right) \cdot n} \quad (11.19)$$

В таблице 11.1 приведены результаты расчета значений  $\delta_Q$ ,  $\delta_{\Delta P}$  и  $\delta_{град}$  при кратности увеличения диаметра скважины ( $n = 2, 3$ ) и различных значениях дебита газа  $Q_o$  для типовой газовой скважины ( $R_k = 250$  м,

$$A = 0,01 \frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}, B = 9,5 \cdot 10^{-5} \frac{МПа^2}{(тыс.м^3 / сут.)^2}, P_{пл} = 10 МПа) [5].$$

Таблица 11.1 - Степень изменения дебита скважины  $\delta_Q$ , депрессии на пласт  $\delta_{\Delta P}$  и градиента давления  $\delta_{град}$  при кратности увеличения радиуса скважины  $n$



n	Q <sub>o</sub> =50 тыс. м <sup>3</sup> /сут. r <sub>c</sub> = 0,057 м			Q <sub>o</sub> =100 тыс. м <sup>3</sup> /сут. r <sub>c</sub> = 0,057 м			Q <sub>o</sub> =250 тыс. м <sup>3</sup> /сут. r <sub>c</sub> = 0,073 м			Q <sub>o</sub> =1000 тыс. м <sup>3</sup> /сут. r <sub>c</sub> = 0,109 м		
	δ <sub>ΔP</sub>	δ <sub>Q</sub>	δ <sub>град</sub>	δ <sub>ΔP</sub>	δ <sub>Q</sub>	δ <sub>град</sub>	δ <sub>ΔP</sub>	δ <sub>Q</sub>	δ <sub>град</sub>	δ <sub>ΔP</sub>	δ <sub>Q</sub>	δ <sub>град</sub>
2	0,778	1,228	0,294	0,710	1,283	0,275	0,621	1,347	0,261	0,538	1,395	0,253
3	0,683	1,384	0,149	0,598	1,480	0,133	0,485	1,599	0,121	0,381	1,695	0,114

Как показывают расчеты, с увеличением диаметра ствола скважины в интервале продуктивного пласта дебит увеличивается, депрессия на пласт уменьшается. Значительно снижается градиент давления на стенке скважины.

## 11.2. Методические указания по подготовке к лабораторным работам.

Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

## 11.3. Методические указания по организации самостоятельной работы.

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

Задачами СРС являются:

- систематизация и закрепление полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубление и расширение теоретических знаний;
- формирование умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развитие познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности и организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- развитие исследовательских умений;
- использование материала, собранного и полученного в ходе самостоятельных занятий на семинарах, на практических и лабораторных занятиях, при написании курсовых и выпускной квалификационной работ, для эффективной подготовки к итоговым формам контроля.

1. При подготовке к занятиям необходимо изучить теоретическую часть вопроса данной темы по конспектам лекций, теоретическому материалу, изложенному в методических указаниях к практическим занятиям, и учебнику.

2. Внести дополнения по рассмотренным вопросам в конспекты лекций.

3. Подготовиться к практическому занятию, переписав ход решения задач, и рассмотреть порядок их выполнения. Отметить в конспекте, что непонятно в ходе ее выполнения.

4. Выполнить в тетради для практических работ раздел «самостоятельная работа студентов». Для этого ознакомиться с типовыми задачами и примерами их решения. Отметить, какие вопросы и задачи вызвали затруднения в решении.

Самостоятельная работа студентов один из лучших методов самопроверки усвоения теоретического материала.

5. В случае возникновения затруднений при изучении курса следует подойти к преподавателю на консультацию.

Виды самостоятельной работы студентов:

Работа с книгой. При работе с книгой необходимо подобрать литературу, научиться правильно ее читать, вести записи. Для подбора литературы в библиотеке используются алфавитный и систематический каталоги.

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

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

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

Правила самостоятельной работы с литературой.

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

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

Выделяют четыре основные установки в чтении научного текста:

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

Основные виды систематизированной записи прочитанного:

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

5. Конспектирование – краткое и последовательное изложение содержания прочитанного.

Конспект – сложный способ изложения содержания книги или статьи в логической последовательности. Конспект аккумулирует в себе предыдущие виды записи, позволяет всесторонне охватить содержание книги, статьи. Поэтому умение составлять план, тезисы, делать выписки и другие записи определяет и технологию составления конспекта.

Самопроверка. После изучения определенной темы по записям в конспекте и учебнику, а также решения достаточного количества соответствующих задач на практических занятиях и самостоятельно студенту рекомендуется, используя лист опорных сигналов, воспроизвести по памяти определения, выводы формул, формулировки основных положений и доказательств. В случае необходимости нужно еще раз внимательно разобраться в материале.

Консультации. Если в процессе самостоятельной работы над изучением теоретического материала у студента возникают вопросы, разрешить которые самостоятельно не удастся, необходимо обратиться к преподавателю для получения у него разъяснений или указаний. В своих вопросах студент должен четко выразить, в чем он испытывает затруднения, характер этого затруднения. За консультацией следует обращаться и в случае, если возникнут сомнения в правильности ответов на вопросы самопроверки.

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

**Планируемые результаты обучения для формирования компетенции и критерии их оценивания**

Дисциплина **Основы разработки нефтегазоконденсатных месторождений**

Код, направление подготовки **21.03.01 Нефтегазовое дело**

Направленность **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
<b>ПКС-6</b> Способность применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-6.1</b> Анализирует и классифицирует основные производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий и функций производственных подразделений	Знать (З1): методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования	Не знает методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования	Частично знает методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования. Путается в терминах и определениях	Знает основные положения методики проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования	Знает методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования
		Уметь (У1): планировать необходимые исследования в конкретных геолого-технических условиях	Не умеет планировать необходимые исследования в конкретных геолого-технических условиях	Слабо применяет полученные знания для решения профессиональных задач в области планирования исследований в конкретных геолого-технических условиях	Умеет планировать необходимые исследования в конкретных геолого-технических условиях	Умеет быстро и в оптимальных объемах планировать необходимые исследования в конкретных геолого-технических условиях

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
		Владеть (В1): навыками проведения самостоятельных исследований	Не владеет навыками проведения самостоятельных исследований нефтегазоконденсатных месторождений	Обладает слабыми навыками проведения самостоятельных исследований	Владеет навыками проведения самостоятельных исследований, допускает незначительные ошибки	Владеет навыками проведения самостоятельных исследований
<b>ПКС-7</b> Способность выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-7.3</b> Использует специализированное программное обеспечение при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Знать (З2): методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования	не знает методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования	слабо знает методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования, допускает ошибки	знает методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования, испытывает небольшие затруднения	знает методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования
		Уметь (У2): использовать основные положения метрологии, стандартизации и сертификации; применять полученную информацию по направлению исследований	не умеет использовать основные положения метрологии, стандартизации и сертификации; применять полученную информацию по направлению исследований	частично умеет использовать основные положения метрологии, стандартизации и сертификации; применять полученную информацию по направлению исследований	умеет использовать основные положения метрологии, стандартизации и сертификации; применять полученную информацию по направлению исследований	уверено умеет использовать основные положения метрологии, стандартизации и сертификации; применять полученную информацию по направлению исследований

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
		Владеть (В2): методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений	не владеет методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений	слабо владеет методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений	частично владеет методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений	владеет методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений

## КАРТА

обеспеченности дисциплины (модуля) учебной и учебно-методической литературой  
 Дисциплина **Основы разработки нефтегазоконденсатных месторождений**  
 Код, направление подготовки **21.03.01 Нефтегазовое дело**  
 Направленность **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

№ п/п	Название учебного, учебно-методического издания, автор, издательство, вид издания, год издания	Количество экземпляров в БИК	Контингент обучающихся, использующих указанную литературу	Обеспеченность обучающихся литературой, %	Наличие электронного варианта в ЭБС (+/-)
1	Безносиков, А.Ф. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений : учебное пособие. [Электронный ресурс] / А.Ф. Безносиков, М.И. Забоева, И.А. Синцов, Д.А. Остапчук. — Электрон.дан. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. - 80 с. -	Электр. ресурс	100	100	+
2	Филин, В. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений [Текст] : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки магистров 131000 "Нефтегазовое дело" / В. В. Филин; ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. - 205 с.	Электр. ресурс	100	100	+
3	Проектирование и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири. Книга 2. Разработка месторождений. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 2015 с.	Электр. ресурс	100	100	+
4	Химия нефти и газа [Электронный ресурс]: Учебное пособие /И.Н. Гончарова и др. – СПб: Проспект Науки, 2018.- 166 с.	Электр. ресурс	100	100	+

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ Р.Д. Татлыев

«\_31\_» \_\_\_\_\_08\_\_\_\_\_ 2022 г.