

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

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

**РАБОЧАЯ ПРОГРАММА**

Наименование дисциплины:

**Основы разработки нефтегазоконденсатных месторождений**

направление подготовки:

**21.03.01 Нефтегазовое дело**

направленность:

**Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

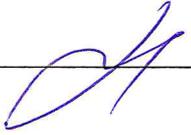
форма обучения:

**очная/очно-заочная**

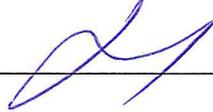
Рабочая программа разработана в соответствии с утвержденным учебным планом от 09.02.2018 г. и требованиями ОПОП ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти к результатам освоения дисциплины «Основы разработки нефтегазоконденсатных месторождений».

Рабочая программа рассмотрена  
на заседании кафедры Нефтегазовое дело

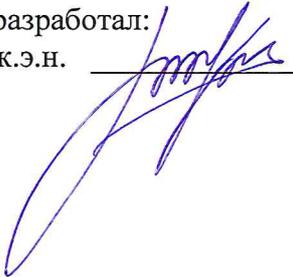
Протокол № 15 от «6» 06 2019 г.

Заведующий кафедрой  Р.Д. Татлыев

СОГЛАСОВАНО:

и.о. заведующего выпускающей кафедрой  Р.Д. Татлыев

«6» 06 2019 г.

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

## 1. Цели и задачи освоения дисциплины

**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 дисциплинам (модулям) по выбору 3 (ДВ.3).

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 пластов», «Разработка нефтяных месторождений», «Методы контроля за эксплуатацией месторождения».

### 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)
<p><b>ПКС-6</b> Способность применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p><b>ПКС-6.1</b> Анализирует и классифицирует основные производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий и функций производственных подразделений</p>	Знать (З1): методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования
		Уметь (У1): планировать необходимые исследования в конкретных геологических условиях
	<p><b>ПКС-6.2</b> Анализирует правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы</p>	Владеть (В1): навыками проведения самостоятельных исследований
		Знать (З2): правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы
<p><b>ПКС-9</b> Способность осуществлять организацию работ по оперативному сопровождению технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p><b>ПКС-9.3</b> Осуществляет мониторинг работ на нефтегазовых объектах и координирует работу по сбору промысловых данных</p>	Уметь (У2): верно выбирать технологические режимы работы скважин и оборудования
		Знать (З3): методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования
		Владеть (В2): навыками работы со средствами обработки информации
<p><b>ПКС-13</b> Способность выполнять работы по составлению проектной, служебной документации в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p><b>ПКС-13.2</b> Разрабатывает типовые проектные документы с использованием специализированного программного обеспечения</p>	Знать (З4): методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования
		Уметь (У3): использовать основные положения метрологии, стандартизации и сертификации; применять полученную информацию по направлению исследований
	<p><b>ПКС-13.3</b> Представляет и защищает результаты работ по элементам проекта</p>	Владеть (В3): методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений
<p><b>ПКС-13.2</b> Разрабатывает типовые проектные документы с использованием специализированного программного обеспечения</p>	<p><b>ПКС-13.2</b> Разрабатывает типовые проектные документы с использованием специализированного программного обеспечения</p>	Знать (З4): структуру и содержание типовых проектных документов в области разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений
		Уметь (У4): пользоваться прикладными программными продуктами
<p><b>ПКС-13.3</b> Представляет и защищает результаты работ по элементам проекта</p>	<p><b>ПКС-13.3</b> Представляет и защищает результаты работ по элементам проекта</p>	Владеть (В4): навыками проектно-исследовательской работы
		Знать (З5): основные стандарты и технические условия в области разработки нефтегазоконденсатных месторождений; специальную научно-техническую и патентную литературу по тематике научных

		исследований и разработок
		Уметь (У5): применять результаты промышленных испытаний в области разработки нефтегазоконденсатных месторождений по направлению исследований
		Владеть (В5): методами проведения исследований в области добычи нефти и газа, промыслового контроля и регулирования извлечения углеводородов

#### 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	4/8	24	12	-	36	36	экзамен
очно-заочная	5/А	20	12	-	36	40	экзамен
заочная	5/А	10	8	-	9	81	экзамен

#### 5. Структура и содержание дисциплины

##### 5.1. Структура дисциплины

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

Таблица 5.1.1

№ п/п	Структура дисциплины		Аудиторные занятия, час.			СРС, час.	Всего, час.	Код ИДК	Оценочные средства
	Номер раздела	Наименование раздела	Л.	Пр.	Лаб.				
1	1	Физико-химические свойства природных газов и конденсата	4/2/1	2/2/1	-	6/6/12	12/10/14	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тестирование, задачи
2	2	Газогидродинамические исследования и технологические режимы эксплуатации	4/2/1	2/2/1		6/6/12	12/10/14	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тестирование

		скважин							
3	3	Оборудование и конструкция газовых скважин	4/4/2	2/2/1		6/6/12	12/12/15	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тестирование
4	4	Основы разработки газовых и газоконденсатных месторождений	4/4/2	2/2/1		6/6/13	12/12/16	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тестирование, задачи
5	5	Распределение температуры в скважине и гидратообразование	4/4/2	2/2/2		6/8/16	12/14/20	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тестирование
6	6	Компонентотдача нефтегазоконденсатных месторождений. Методы её увеличения и интенсификации	4/4/2	2/2/2		6/8/16	12/14/20	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тестирование, задачи
7	Экзамен					36/36/9	36/36/9	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Билеты к экзамену
Итого:			24/20/10	12/12/8	-	72/76/90	108/108/08		

## 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 полосообразного 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**

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема лекции
		ОФО/ ОЗФО ЗФО	
1	1	4/2/1	Физико-химические свойства природных газов и конденсата
2	2	1/1/1	Технологические режимы эксплуатации газовых скважин
3	3	2/2/1	Оборудование и особенности конструкций газовых скважин
4	3	2/2/1	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/-/-	Режимы работы газовых залежей и подсчет запасов
7	2	1/1/-	Установление оптимального технологического режима экс-

			плуатации газовых и газоконденсатных скважин
8	2	1/-/-	Влияние различных факторов на технологические режимы в эксплуатации газовых скважин
9	5	4/4/2	Распределение температуры в газовых месторождениях и скважинах. образование гидратов в скважинах
10	4	1/1	Методы определения расположения газоводяного контакта
11	6	2/2/1	Методы увеличения предельного безводного дебита газовых скважин
12	4	1/1	Основные периоды разработки газовых и газоконденсатных месторождений
13	4	1/1	Особенности разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождений
14	6	2/2/1	Компонентотдача месторождений природных газов. методы её увеличения и интенсификации
Итого:		24/20/10	

Таблица 5.2.1

### Практические занятия

Таблица 5.2.2

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема практического занятия
		ОФО/ ОЗФО ЗФО	
1	1	2/2/1	Определение основных свойств газа при заданных термобарических условиях
2	2	1/-/-	Определение давления на забое по статическому устьевому давлению
3	2	-/1/1	Определение давления на забое работающей скважины (формула Адамова)
4	2	1/-/-	Газогидродинамические исследования скважин на стационарных режимах фильтрации
5	2	-/1/-	Газогидродинамические исследования скважин на нестационарных режимах фильтрации
6	3	2/2/1	Определение коэффициентов несовершенства газовой скважины
7	4	-/1/1	Определение запасов газа объёмным методом
8	4	1/1/-	Определение запасов газа и газонасыщенного порового объёма методом падения пластового давления
9	4	1/-/-	Определение показателей разработки газового месторождения
10	5	2/2/2	Расчет температуры газа на забое скважины
11	6	2/2/2	Расчет дебитов газа при увеличении диаметра скважины в интервале продуктивного пласта
Итого:		12/12/8	

## Лабораторные работы

Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

### Самостоятельная работа студента

Таблица 5.2.3

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема	Вид СРС
		ОФО/ ОЗФО ЗФО		
1	1	6/6/12	Свойства природных газов	Подготовка к практическим занятиям
2	5	6/8/16	Методы борьбы с гидратообразованием	Подготовка к практическим занятиям
3	2	2/2/4	Режимы работы газовых скважин	Подготовка к практическим занятиям
4	2	2/2/4	Газогидродинамические исследования скважин на стационарных режимах фильтрации	Подготовка к практическим занятиям
5	2	2/2/4	Газогидродинамические исследования скважин на нестационарных режимах фильтрации	Подготовка к практическим занятиям
6	3	6/6/12	Конструкции забоев газовых скважин	Подготовка к практическим занятиям
7	4	2/2/4	Особенности разработки и эксплуатации газовых месторождений	Подготовка к практическим занятиям
8	4	2/2/4	Особенности разработки и эксплуатации газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождений	Подготовка к практическим занятиям
9	4	2/2/5	Методы определения запасов газа, газоконденсата в залежи	Подготовка к практическим занятиям
10	6	6/8/16	Методы увеличения компонентоудачи газоконденсатных месторождений	Подготовка к практическим занятиям
Экзамен		36/36/9		
Итого:		72/76/90		

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

- лекции: лекция – визуализация с использованием мультимедийного материала; лекция проблемного характера; лекция – беседа;
- практические работы: работа в парах; индивидуальная работа; работа в группах; разбор практических ситуаций.

## 6. Тематика курсовых работ/проектов

Курсовые работы/проекты учебным планом не предусмотрены.

## 7. Контрольные работы

Контрольные работы выполняются по индивидуальным заданиям и согласно методическим указаниям, представленным в пункте 11.4

## 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:

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

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

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

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

– Система поддержки учебного процесса «Educon»;

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

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

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

– Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина;

– Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО УГТУ (г. Ухта).

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

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

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

- MS Office

## 10. Материально-техническое обеспечение дисциплины

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

Таблица 10.1

№ п/п	Перечень оборудования, необходимого для освоения дисциплины/модуля	Перечень технических средств обучения, необходимых для освоения дисциплины/модуля (демонстрационное оборудование)
1	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	газовополюметрический 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 по организации СРС

### 11.1. Методические указания по подготовке к практическим занятиям.

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

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

#### 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-	n-	C5+	Азот	Диоксид
-----------	-------	------	--------	----	----	-----	------	---------

				Бутан	Бутан			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:

$$M_{см} = \sum_{i=1}^N y_i \cdot M_i \quad (1.1)$$

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:

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

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:

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

где

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

$t$  – заданная температура, °С.

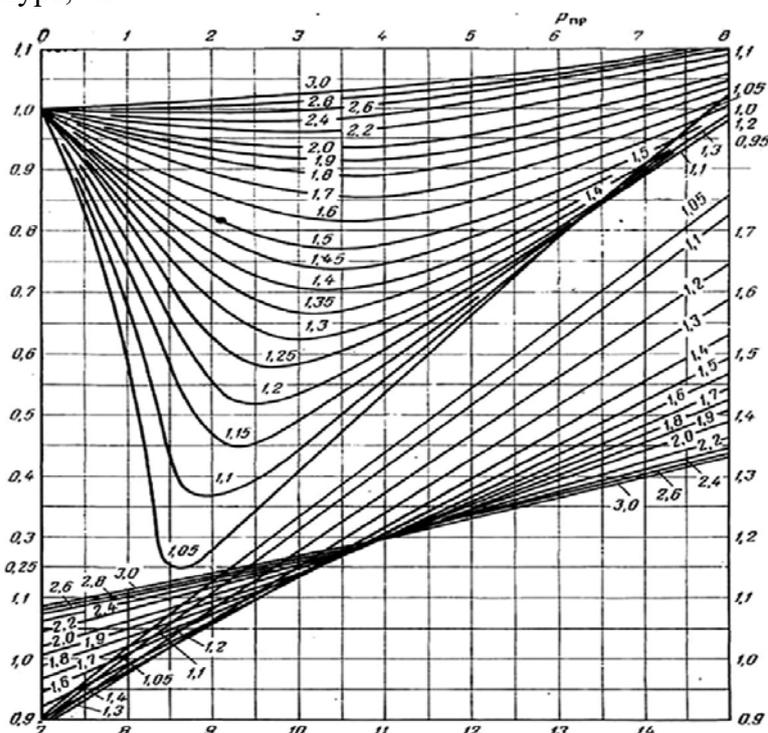


Рисунок 1.1 – Зависимость коэффициента сверхсжимаемости для природного газа от приведённого давления и температуры

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

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

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

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

При  $P < 5$  МПа

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

При  $P > 5$  МПа

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

### 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
$L$ , м	2938	2756	2549	3163	2431	3277	2584	2699	2938	2808
$T_{пл}$ , К	330	348	328	337	342	327	315	312	326	334
$T_y$ , К	293	286	279	283	291	298	289	295	288	283
$p_y$ , 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  $P_y$  находят приведённое устьевое давление  $P_{пр.у}$ .

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

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

$$T_{\text{пр}} = \frac{T_{\text{CF}}}{T_{\text{КР}}} \quad (2.2)$$

4. Среднюю температуру  $T_{\text{CF}}$  можно рассчитать по одной из формул:

$$T_{\text{CF}} = \frac{T_{\text{пл}} + T_{\text{у}}}{2} \quad (2.3)$$

$$T_{\text{CF}} = \frac{T_{\text{пл}} - T_{\text{у}}}{\ln \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{у}}}} \quad (2.4)$$

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

$T_{\text{у}}$  – 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  $p_{\text{ср.ор.}}$ .

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

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

где  $p_{\text{у}}$  – статическое устьевое давление, МПа;

$\Delta$  – относительная плотность газа по воздуху;

$L$  – глубина скважины, м;

$T_{\text{CF}}$  – 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:

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

9. По полученному значению  $p_{\text{пр.ср.ор.}}$  и  $T_{\text{CF}}$  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  $p_3$ :

$$P_3 = P_y \cdot e^s \quad (2.9)$$

$$s = \frac{0,03415 \cdot \Delta \cdot L}{T_{cp} \cdot Z} \quad (2.10)$$

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

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

12. Для проверки и уточнения результатов расчёта сверяют полученное  $p_{cp}$  и  $P_{cp.op}$ . Расчёт можно считать правильным в том случае, если расхождение этих величин не влияет на коэффициент сверхсжимаемости  $z$ . В противном случае принимают новое значение  $p_{cp.op} = p_{cp}$  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
$T_{пл}$ , 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
$d_{вн}$ , 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:

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

где  $d_{вн}$  – 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:

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

где  $\varepsilon$  – относительная шероховатость трубы.

3. Рассчитать забойное давление по формуле Адамова

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

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

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	$R_k, \text{ м}$	$R_c, \text{ м}$	$\mu, \text{ мПа}\cdot\text{с}$	$Z_{пл}$	$T_{ст}, \text{ К}$	$P_{ат}, \text{ МПа}$	$T_{пл}, \text{ К}$	$h, \text{ м}$	$P_{ст}, \text{ кг/м}^3$
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  $\frac{(P_{пл}^2 - P_{эф}^2)}{Q}$  (за пластовое давление принять давление на скважине при  $Q=0$ );
2. По рассчитанным значениям отметить точки на графике в координатах  $\frac{(P_{пл}^2 - P_{эф}^2)}{Q} - Q$  (рис. 4.1) и провести линию тренда до пересечения с осью.

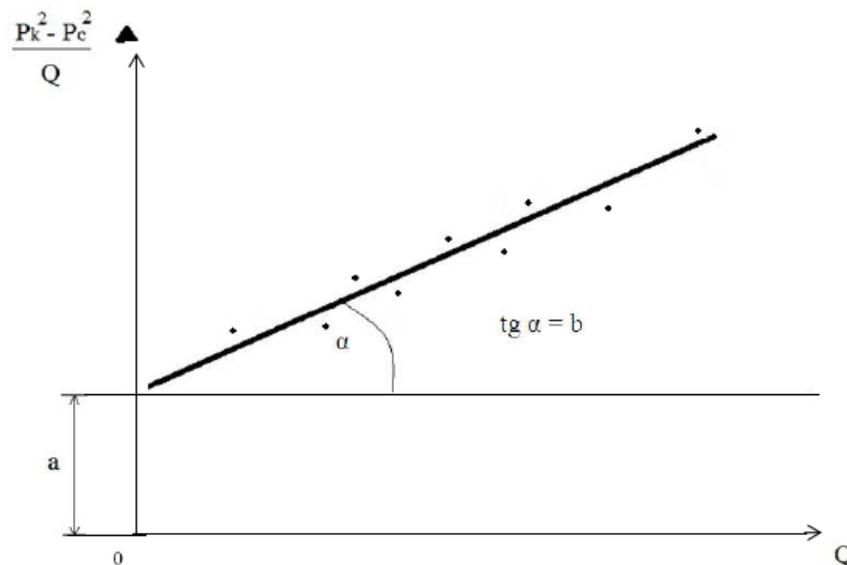


Рисунок 4.1. Пример построения индикаторной диаграммы

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:

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

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	
$P_{пл} = 31$ МПа		$P_{пл} = 32$ МПа		$P_{пл} = 35$ МПа		$P_{пл} = 31$ МПа		$P_{пл} = 34$ МПа	
$Q_0=900$ тыс. м <sup>3</sup> /сут		$Q_0=1300$ тыс. м <sup>3</sup> /сут		$Q_0=1800$ тыс. м <sup>3</sup> /сут		$Q_0=720$ тыс. м <sup>3</sup> /сут		$Q_0=1150$ тыс. м <sup>3</sup> /сут	
$B = 0,003$ (сут./тыс.м <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>									
$R_c=0,1$ м									
t, сек	$P_{заб}$ , МПа	t, сек	$P_{заб}$ , МПа	t, сек	$P_{заб}$ , МПа	t, сек	$P_{заб}$ , МПа	t, сек	$P_{заб}$ , 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.

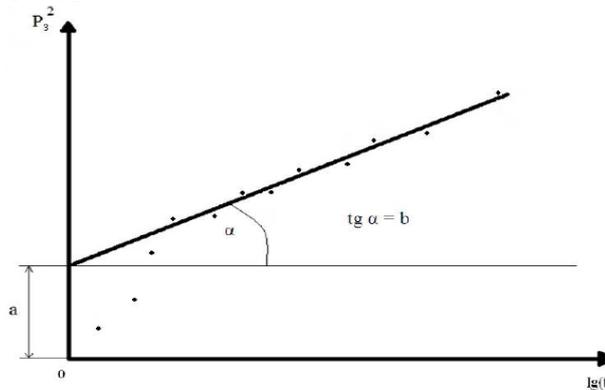


Рисунок 5.1 – Пример обработки кривой восстановления давления

5. Рассчитать коэффициент пьезопроводности по следующей формуле:

$$\chi = 0,445 \cdot R_c^2 \cdot \exp \left[ 2,3 \frac{\alpha - P_{30}^2 - \beta \cdot Q_0^2}{b} \right] \quad (5.2)$$

где

$R_c$  – радиус скважины, м;

$P_{30}$  – начальное забойное давление, Па;

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

## 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
<i>h</i> , м	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
<i>h<sub>вск</sub></i> , м	7	10	13	8	10	17	21	18	20	20
<i>R<sub>c</sub></i> , м	0,1									
<i>R<sub>0</sub></i> , м	0,01	0,02	0,03	0,01	0,02	0,03	0,01	0,02	0,03	0,01
<i>n</i>	20	17	18	16	19	21	23	17	20	22

1. Для расчёта коэффициентов несовершенства скважины по степени вскрытия *C*<sub>1</sub> и *C*<sub>3</sub> 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<sub>c</sub>* – относительный радиус скважины;

$\delta$  – пересчётный коэффициент.

2. Относительное вскрытие пласта определяется по формуле:

$$h = \frac{h_{вск}}{h} \quad (6.3)$$

Где

*h* – толщина пласта, м;

*h<sub>вск</sub>* – вскрытая толщина пласта, м.

3. Относительный радиус скважины определяется по формуле:

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

где *R<sub>c</sub>* – 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										
$m1$	0,1	0,1	0,12	0,1	0,11	0,1	0,11	0,11	0,12	0,11
$h1$ , м	10	19	12	20	10	14	16	10	12	15
$F1$ , м <sup>2</sup>	200	120	180	170	180	220	230	210	220	210
$T1$ , 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
$P1$ , МПа	20	21	19	17,7	19,8	18,3	19,7	25,4	20,3	18,7
2 участок										
$m2$	0,11	0,08	0,09	0,09	0,1	0,12	0,09	0,09	0,08	0,08
$h2$ , м	20	30	30	30	25	20	50	40	28	45
$F2$ , м <sup>2</sup>	250	300	450	500	640	360	680	900	470	560
$T2$ , 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
$P2$ , 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:

$$m_{\text{ср}} = \frac{\sum F_i \cdot h_i \cdot \alpha_i}{\sum F_i \cdot h_i} \quad (7.5)$$

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

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

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

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

7. Средневзвешенную температуру в пласте определяют по следующей формуле:

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

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:

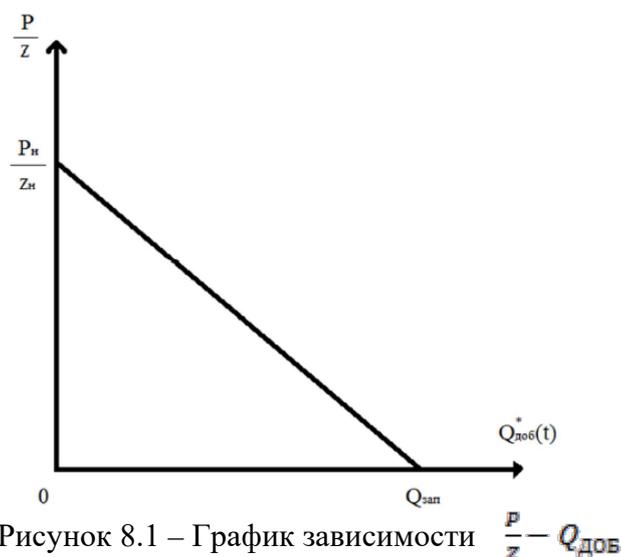
1. Рассчитать годовой отбор газа на каждый год разработки по формуле

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

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  $Q_{\text{зан}}$  (рис. 8.1).



4. Определить газонасыщенный поровый объём по формуле

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

где  $P_{\text{ат}}$  – атмосферное давление, МПа;  
 $P_{\text{н}}$  – 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
$p_{\text{н}}$ , МПа	32	34	30	31	34	32	33	35	30	29
$Q_{\text{зап}}$ , млрд м <sup>3</sup>	150	99	220	270	200	100	120	100	120	180
$Q_{\text{г}}$ , %	2,5	3	1,5	2	1,5	3	1,5	2	2,5	2
$q_{\text{ср}}$ , 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
$p_{\text{н}}$ , МПа	34	32	33	35	30	32	34	30	31	34
$Q_{\text{зап}}$ , млрд м <sup>3</sup>	200	100	120	100	120	180	150	100	220	180

$Q_2, \%$	2,5	3	1,5	2	1,5	3	1,5	2	2,5	2
$q_{cp}, \text{тыс. м}^3/\text{сут.}$	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:

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

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:

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

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

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

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:

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

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:

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

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:

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

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	$Q_o=50$ тыс. м <sup>3</sup> /сут. $r_c=0,057$ м			$Q_o=100$ тыс. м <sup>3</sup> /сут. $r_c=0,057$ м			$Q_o=250$ тыс. м <sup>3</sup> /сут. $r_c=0,073$ м			$Q_o=1000$ тыс. м <sup>3</sup> /сут. $r_c=0,109$ м		
	$\delta_{\Delta P}$	$\delta_Q$	$\delta_{град}$	$\delta_{\Delta P}$	$\delta_Q$	$\delta_{град}$	$\delta_{\Delta P}$	$\delta_Q$	$\delta_{град}$	$\delta_{\Delta P}$	$\delta_Q$	$\delta_{град}$
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.).

#### 11.4 Методические указания к контрольной работе

Контрольные работы предусмотрены только для заочной формы обучения. Они выполняются по индивидуальным заданиям и согласно методическим указаниям:

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

**Задача 1** Определить дебит газовой скважины по следующим параметрам:

Таблица 1 – Исходные данные для расчета (варианты 1-30)

Параметры		варианты					
		1	2	3	4	5	6
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	А	0,010	0,012	0,015	0,014	0,012	0,013
	В	$9,8 \cdot 10^{-5}$	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,7 \cdot 10^{-5}$	$9,4 \cdot 10^{-5}$	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$ , МПа		10	11	16	31	18	22
Забойное давление $P_{заб}$ , МПа		9,5	10,5	15,7	30,4	17,3	21,8
Дебит при нормальных условиях $Q_o$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.		50	150	250	400	600	1000
Параметры		варианты					
		7	8	9	10	11	12
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	А	0,011	0,011	0,012	0,012	0,016	0,016
	В	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,7 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$9,6 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$ , МПа		25	26	27	28	29	24
Забойное давление $P_{заб}$ , МПа		24,1	35,4	26,5	27,7	27,3	23,7
Дебит при нормальных условиях $Q_o$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.		600	700	800	900	1000	1100
Параметры		варианты					
		13	14	15	16	17	18
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	А	0,014	0,015	0,016	0,017	0,010	0,011
	В	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$9,4 \cdot 10^{-5}$	$9,5 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$ , МПа		25,6	26,7	27,1	30	33	36
Забойное давление $P_{заб}$ , МПа		24,7	25,4	26,8	29	32	35
Дебит при нормальных условиях $Q_o$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.		650	700	750	800	1200	1400

Параметры		варианты					
		19	20	21	22	23	24
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	А	0,01	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016
	В	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,7 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$9,6 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$ , МПа		25	26	27	28	29	24
Забойное давление $P_{заб}$ , МПа		24,1	35,4	26,5	27,7	27,3	23,7
Дебит при нормальных условиях $Q_o$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.		900	800	1400	1700	1000	1100
Параметры		варианты					
		25	26	27	28	29	30
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	А	0,016	0,011	0,014	0,012	0,012	0,015
	В	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$9,4 \cdot 10^{-5}$	$9,6 \cdot 10^{-5}$	$9,5 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$ , МПа		30	30	30	30	30	30
Забойное давление $P_{заб}$ , МПа		29	29,1	29,2	29,7	29,5	29,3
Дебит при нормальных условиях $Q_o$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.		1100	1200	1300	1400	1500	1600

### Методические рекомендации по решению задачи:

Уравнение притока газа к скважине имеет вид:

$$\Delta P^2 = A Q_o + B Q_o^2, \quad (1.1)$$

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:

$$A = a \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}; \quad B = b \left( \frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_K} \right) \quad (1.2)$$

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.

Уравнение депрессии на пласт можно записать как:

$$\Delta P = P_{пл} - \sqrt{P_{пл}^2 - \Delta P^2}; \quad (1.3)$$

Формула для расчёта дебита скважины при сохранении депрессии на пласт:

$$Q_o = \frac{A}{2B} \left( \sqrt{1 + 4 \frac{B}{A^2} \Delta P^2} - 1 \right) \quad (1.4)$$

### РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГИДРОРАЗРЫВА

**Задача 2. Рассчитать основные технологические параметры ГРП по следующим данным**

Таблица 2 – Исходные данные для расчета (варианты 1-30)

Параметры	Вариант 1	Вариант 2
1.Глубина скважины	3 000 м	2 800 м
2. Начальное пластовое давление, $P_{пл}$	29 МПа	26 МПа
3.Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, (h)	6,4м	8,4м
4.средняя плотность вышележащих пород ( $\rho$ )	2600 кг/м <sup>3</sup> ;	2400 кг/м <sup>3</sup> ;
5.темп закачки (Q)	17 л/с	16 л/с
6.Объем жидкости разрыва; ( $V_{ж}$ )	142 м <sup>3</sup>	100 м <sup>3</sup>
7.вязкость жидкости-песконосителя ( $\mu$ )	200 мПа·с	220 мПа·с
8.коэффициент Пуассона ( $\nu$ )	0,3	0,28
9.плотность проппанта $\rho_{пес}$ ;	1400 кг/м <sup>3</sup>	1350 кг/м <sup>3</sup>
10.Плотность пластовой нефти;	788 кг/м <sup>3</sup>	810 кг/м <sup>3</sup>
11.Диаметр НКТ (внешний/внутренний); d	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12. Количество закачиваемого проппанта;	60 т	30 т

Исходные данные для расчета (варианты 3-7)

Параметры	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
1.	3 200 м	2 500 м	3 000 м	2 600 м	3 200 м
2.	31 МПа	24 МПа	29 МПа	26 МПа	32 МПа
3.	7,45м	8,8м	6,4м	9,7м	8,75м
4.	2350 кг/м <sup>3</sup> ;	2400 кг/м <sup>3</sup> ;	2600 кг/м <sup>3</sup> ;	2420 кг/м <sup>3</sup> ;	2280 кг/м <sup>3</sup> ;
5.	17 л/с	16 л/с	16 л/с	16 л/с	17 л/с
6.	110 м <sup>3</sup>	170 м <sup>3</sup>	120 м <sup>3</sup>	100 м <sup>3</sup>	180 м <sup>3</sup>
7.	225 мПа·с	210 мПа·с	200 мПа·с	200 мПа·с	230 мПа·с
8.	0,25	0,28	0,27	0,26	0,29
9.	1400 кг/м <sup>3</sup>	1350 кг/м <sup>3</sup>	1450 кг/м <sup>3</sup>	1290 кг/м <sup>3</sup>	1450 кг/м <sup>3</sup>
10.	820 кг/м <sup>3</sup>	840 кг/м <sup>3</sup>	790 кг/м <sup>3</sup>	830 кг/м <sup>3</sup>	860 кг/м <sup>3</sup>
11.	88,9/73 мм				
12.	60 т	90 т	60 т	30 т	90 т

Исходные данные для расчета (варианты 8-12)

Параметры	Вариант 8	Вариант 9	Вариант 10	Вариант 11	Вариант 12
1.	2 800 м	2 700 м	3 100 м	2 400 м	3 300 м
2.	31 МПа	28 МПа	29 МПа	23 МПа	31 МПа
3.	7,35м	6,8м	6,9м	9,1м	5,95м
4.	2390 кг/м <sup>3</sup> ;	2530 кг/м <sup>3</sup> ;	2630 кг/м <sup>3</sup> ;	2480 кг/м <sup>3</sup> ;	2270 кг/м <sup>3</sup> ;
5.	17 л/с	16 л/с	17 л/с	16 л/с	17 л/с
6.	110 м <sup>3</sup>	160 м <sup>3</sup>	120 м <sup>3</sup>	110 м <sup>3</sup>	150 м <sup>3</sup>
7.	215 мПа·с	230 мПа·с	235 мПа·с	200 мПа·с	210 мПа·с
8.	0,24	0,28	0,26	0,3	0,29
9.	1430 кг/м <sup>3</sup>	1350 кг/м <sup>3</sup>	1150 кг/м <sup>3</sup>	1190 кг/м <sup>3</sup>	1250 кг/м <sup>3</sup>
10.	820 кг/м <sup>3</sup>	810 кг/м <sup>3</sup>	770 кг/м <sup>3</sup>	800 кг/м <sup>3</sup>	769 кг/м <sup>3</sup>
11.	88,9/73 мм				
12.	60 т	90 т	60 т	30 т	90 т

Исходные данные для расчета (варианты 13-17)

Параметры	Вариант 13	Вариант 14	Вариант 15	Вариант 16	Вариант 17
1.	2 200 м	2 700 м	2900м	3 350 м	2 700 м
2.	21 МПа	28 МПа	29МПа	29 МПа	28 МПа
3.	10,35м	10,8м	10,1 м	11,9м	10,8м
4.	2090 кг/м <sup>3</sup> ;	2230 кг/м <sup>3</sup> ;	2630 кг/м <sup>3</sup> ;	2090 кг/м <sup>3</sup> ;	2090 кг/м <sup>3</sup> ;
5.	17 л/с	16 л/с	15 л/с	17 л/с	17 л/с
6.	110 м <sup>3</sup>	180 м <sup>3</sup>	180 м <sup>3</sup>	120 м <sup>3</sup>	140 м <sup>3</sup>
7.	200 МПа·с	220 МПа·с	230 МПа·с	230 МПа·с	230 МПа·с
8.	0,29	0,28	0,25	0,26	0,22
9.	1130 кг/м <sup>3</sup>	1380 кг/м <sup>3</sup>	1190 кг/м <sup>3</sup>	1280 кг/м <sup>3</sup>	1180 кг/м <sup>3</sup>
10.	870 кг/м <sup>3</sup>	820 кг/м <sup>3</sup>	790 кг/м <sup>3</sup>	770 кг/м <sup>3</sup>	760 кг/м <sup>3</sup>
11.	88,9/73 мм				
12.	60 т	90 т	90 т	60 т	90 т

Исходные данные для расчета (варианты 18-22)

Параметры	Вариант 18	Вариант 19	Вариант 20	Вариант 21	Вариант 22
1.	3 100 м	2 600 м	3 300 м	2 800 м	3 100 м
2.	31 МПа	24 МПа	29 МПа	26 МПа	29 МПа
3.	7,45м	8,8м	6,4м	9,7м	8,75м
4.	2350 кг/м <sup>3</sup> ;	2400 кг/м <sup>3</sup> ;	2600 кг/м <sup>3</sup> ;	2420 кг/м <sup>3</sup> ;	2280 кг/м <sup>3</sup> ;
5.	16 л/с	17 л/с	17 л/с	16 л/с	17 л/с
6.	120 м <sup>3</sup>	130 м <sup>3</sup>	140 м <sup>3</sup>	150 м <sup>3</sup>	160 м <sup>3</sup>
7.	225 МПа·с	220 МПа·с	230 МПа·с	240 МПа·с	250 МПа·с
8.	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
9.	1400 кг/м <sup>3</sup>	1450 кг/м <sup>3</sup>	1450 кг/м <sup>3</sup>	1390 кг/м <sup>3</sup>	1350 кг/м <sup>3</sup>
10.	820 кг/м <sup>3</sup>	840 кг/м <sup>3</sup>	790 кг/м <sup>3</sup>	830 кг/м <sup>3</sup>	860 кг/м <sup>3</sup>
11.	88,9/73 мм				
12.	60 т	90 т	60 т	90 т	90 т

Исходные данные для расчета (варианты 23-27)

Параметры	Вариант 23	Вариант 24	Вариант 25	Вариант 26	Вариант 27
1.	3 100 м	2 600 м	3 300 м	2 800 м	3 100 м
2.	31 МПа	24 МПа	29 МПа	26 МПа	29 МПа
3.	7,4м	7,8м	7,4м	7,7м	7,75м
4.	2350 кг/м <sup>3</sup> ;	2400 кг/м <sup>3</sup> ;	2600 кг/м <sup>3</sup> ;	2420 кг/м <sup>3</sup> ;	2280 кг/м <sup>3</sup> ;
5.	16 л/с	17 л/с	17 л/с	16 л/с	17 л/с
6.	130 м <sup>3</sup>	160 м <sup>3</sup>	160 м <sup>3</sup>	150 м <sup>3</sup>	150 м <sup>3</sup>
7.	225 МПа·с	220 МПа·с	230 МПа·с	240 МПа·с	250 МПа·с
8.	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
9.	1400 кг/м <sup>3</sup>	1450 кг/м <sup>3</sup>	1450 кг/м <sup>3</sup>	1390 кг/м <sup>3</sup>	1350 кг/м <sup>3</sup>
10.	820 кг/м <sup>3</sup>	840 кг/м <sup>3</sup>	790 кг/м <sup>3</sup>	830 кг/м <sup>3</sup>	860 кг/м <sup>3</sup>
11.	88,9/73 мм				
12.	60 т	90 т	60 т	90 т	90 т

Исходные данные для расчета (варианты 28-30)

Параметры	Вариант 28	Вариант 29	Вариант 30
1.	2 900 м	2 900 м	2 900 м
2.	29 МПа	28,5 МПа	29,3 МПа
3.	8 м	9 м	10 м
4.	2390 кг/м <sup>3</sup> ;	2530 кг/м <sup>3</sup> ;	2630 кг/м <sup>3</sup> ;
5.	17 л/с	17 л/с	17 л/с
6.	140 м <sup>3</sup>	160 м <sup>3</sup>	150 м <sup>3</sup>
7.	235 МПа·с	230 МПа·с	245 МПа·с
8.	0,2	0,3	0,2
9.	1400 кг/м <sup>3</sup>	1300 кг/м <sup>3</sup>	1200 кг/м <sup>3</sup>
10.	820 кг/м <sup>3</sup>	820 кг/м <sup>3</sup>	800 кг/м <sup>3</sup>
11.	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12.	60 т	60 т	60 т

### Методические рекомендации по решению задачи:

1) Определяет давление разрыва по формуле:

$$P_{раз} = P_{гв} - P_{пл} + P_p \quad (2.1)$$

где  $P_{гв}$  – вертикальная составляющая горного давления, МПа;

$P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;

$P_p$  – давление расслоения пород,  $P_p = 1,5 - 3$  МПа (в расчетах примем усреднённое давление 2,3 МПа),

$$P_{гв} = H \cdot \rho_n \cdot g \quad (2.2)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$\rho_n$  – средняя плотность вышележащих пород;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Тогда  $P_p$  будет равно:

$$P_{раз} = P_{гв} - P_{пл} + 2,3$$

Горизонтальная составляющая горного давления определяется по формуле:

$$P_e = \frac{P_p \cdot \nu}{1 - \nu} \quad (2.3)$$

2) Рассчитаем забойное давление в момент создания трещин разрыва. Для расчета этой величины Ю.П. Желтовым получена эмпирическая формула:

$$\frac{P_{заб}}{P_e} \left( \frac{P_{заб}}{P_e} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 \cdot E^2 \cdot Q \cdot \mu}{(1 - \nu^2)^2 \cdot P_e \cdot V_{эс}}, \quad (2.4)$$

$$\frac{P_{заб}}{P_r} = \sqrt[3]{\frac{P_{заб}}{P_r} \left( \frac{P_{заб}}{P_r} - 1 \right)^3} + 1 \quad (2.5)$$

Из формулы 2.5 находят  $P_{з\text{аб}}$ .

3) Рассчитаем длину трещины разрыва при данном давлении и объеме жидкости разрыва. Для этого воспользуемся эмпирической формулой 2.6:

$$l_{mp} = \sqrt{\frac{V_{жс} \cdot E^2}{5,6(1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_{з\text{аб}} - P_z)}} \quad (2.6)$$

Определим раскрытость трещины по эмпирической формуле 2.7:

$$\omega = \frac{4(1 - \nu^2) \cdot l_{mp} \cdot (P_{з\text{аб}} - P_z)}{E^2} \quad (2.7)$$

4) Рассчитаем объёмную долю песка в смеси  $n_0$ :

$$n_0 = \frac{\frac{C_n}{\rho_{пес}}}{\frac{C_n}{\rho_{пес}} + 1} \quad (2.8)$$

Где  $C_n$  – концентрация пропанта в смеси;

$\rho_{пес}$  – плотность пропанта (песка).

5) Рассчитаем потери давления на трение при движении жидкости-песконосителя по НКТ.

Для этого сначала определим плотность жидкости-песконосителя  $\rho_{жс}$ ,  $\text{кг/м}^3$ :

$$\rho_{жс} = \rho(1 - n_0) + \rho_n \cdot n_0 \quad (2.9)$$

Определим вязкость жидкости-песконосителя:

$$\mu_{жс} = \mu \cdot \exp(3,18 \cdot n_0) \quad (2.10)$$

Определим число Рейнольдса  $Re$  :

$$Re = \frac{4Q \cdot \rho_{жс}}{\pi \cdot d \cdot \mu_{жс}} \quad (2.11)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  :

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (2.12)$$

При  $Re > 200$  происходит ранняя турбулизация потока, и потери на трение  $P_{тр}$ , возрастают в 1,52 раза

$$P_{тр} = 1,52 \cdot \lambda \frac{16 \cdot Q^2 \cdot H}{2 \cdot \pi^2 \cdot d^5} \rho_{жс} \quad (2.13)$$

6) Давление, которое нужно создать на устье при гидроразрыве  $P_y$ , МПа:

$$P_y = P_{\text{заб}} - \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H + P_{\text{тр}} \quad (2.14)$$

7) Необходимое число насосных агрегатов  $N$ , шт определяется по формуле:

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{P_a \cdot Q_a \cdot k_{\text{тс}}} + 1 \quad (2.15)$$

где  $P_a$  – рабочее давление агрегата, МПа;  $P_a = 40$  МПа;

$Q_a$  – подача агрегата при этом давлении, л/с;  $Q_a = 10$  л/с;

$k_{\text{тс}}$  – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы; (в расчетах принимать  $k_{\text{тс}} = 0,9$ ).

8) Объём жидкости для продавки жидкости-песконосителя  $V_n$ , м<sup>3</sup> определяется по формуле:

$$V_n = \frac{1}{4} \pi d^2 \cdot h \quad (2.16)$$

9) Продолжительность гидроразрыва одним агрегатом определяется по формуле:

$$t = \frac{V_{\text{ж}} + V_n}{Q_a} \quad (2.17)$$

Где

$V_n$  – объём жидкости для продавки жидкости-песконосителя

$V_{\text{ж}}$  – количество жидкости для осуществления ГРП

$Q_a$  – скорость подачи жидкости агрегатом (0,017 м<sup>3</sup>/с)

**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-6.2</b> Анализирует правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы	Знать (З2): правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы	Не знает правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы	Частично знает правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы. Путается в определениях, допускает незначительные ошибки	Знает основные правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы	Свободно владеет правилами технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы
		Уметь (У2): верно выбирать технологические режимы работы скважин и оборудования	Не умеет верно выбирать технологические режимы работы скважин и оборудования	Испытывает затруднения при выборе технологических режимов работы скважин и оборудования	Допускает незначительные ошибки при выборе технологических режимов работы скважин и оборудования	Верно выбирает технологические режимы работы скважин и оборудования без затруднений

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): навыками работы со средствами обработки информации	Не владеет навыками работы со средствами обработки информации	Слабо владеет навыками работы со средствами обработки информации	Допускает незначительные ошибки при работе со средствами обработки информации	Свободно владеет навыками работы со средствами обработки информации
<b>ПКС-9</b> Способность осуществлять организацию работ по оперативному сопровождению технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-9.3</b> Осуществляет мониторинг работ на нефтегазовых объектах и координирует работу по сбору промысловых данных	Знать (З3): 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 незначительные ошибки при проведении экспериментальных работ, исследований и проектировании	Свободно владеет методикой проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования
		Уметь (У3): использовать основные положения метрологии, стандартизации и сертификации; применять полученную информацию по направлению исследований	Не умеет использовать основные положения метрологии, стандартизации и сертификации; не применяет полученную информацию по направлению исследований	Испытывает существенные затруднения при использовании основных положений метрологии, стандартизации и сертификации; не может применять полученную информацию по направлению исследований	Умеет использовать основные положения метрологии, стандартизации и сертификации; применяет полученную информацию по направлению исследований	Умеет использовать основные положения метрологии, стандартизации и сертификации; свободно применяет 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 (В3): 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	Слаблo владеет методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений	Допускает незначительные ошибки в применении методов планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений	Свободно владеет методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений
<b>ПКС-13</b> Способность выполнять работы по составлению проектной, служебной документации в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-13.2</b> Разрабатывает типовые проектные документы с использованием специализированного программного обеспечения	Знать (З4): структуру и содержание типовых проектных документов в области разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений	Не знает структуру и содержание типовых проектных документов в области разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений	Слабо знаком со структурой и содержанием типовых проектных документов в области разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений	Знает структуру и содержание типовых проектных документов в области разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений. Испытывает незначительные затруднения.	Знает структуру и содержание типовых проектных документов в области разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений
		Уметь (У4): пользоваться прикладными программными продуктами	Не умеет пользоваться прикладными программными продуктами	Испытывает затруднения при использовании прикладных программных продуктов	Использует прикладные программные продукты. Испытывает небольшие затруднения	Свободно может пользоваться прикладными программными продуктами

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 (В4): навыками проектно-изыскательной работы	Не владеет навыками проектно-изыскательной работы	Испытывает значительные затруднения в проектно-изыскательной работе	Допускает незначительные ошибки в проектно-изыскательных работах	Свободно владеет навыками проектно-изыскательной работы
	<b>ПКС-13.3</b> Представляет и защищает результаты работ по элементам проекта	Знать (З5): основные стандарты и технические условия в области разработки нефтегазоконденсатных месторождений; специальную научно-техническую и патентную литературу по тематике научных исследований и разработок	Не знает основные стандарты и технические условия в области разработки нефтегазоконденсатных месторождений; не знает специальную научно-техническую и патентную литературу по тематике научных исследований и разработок	Знает основные стандарты и технические условия в области разработки нефтегазоконденсатных месторождений	Знает основные стандарты и технические условия в области разработки нефтегазоконденсатных месторождений; знает специальную научно-техническую и патентную литературу по тематике научных исследований и разработок	Свободно владеет стандартами и техническими условиями в области разработки нефтегазоконденсатных месторождений; знает специальную научно-техническую и патентную литературу по тематике научных исследований и разработок

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
		Уметь (У5): применять результаты промышленных испытаний в области разработки нефтегазоконденсатных месторождений по направлению исследований	Не умеет применять результаты промышленных испытаний в области разработки нефтегазоконденсатных месторождений по направлению исследований	Испытывает затруднения в применении результатов промышленных испытаний в области разработки нефтегазоконденсатных месторождений по направлению исследований	Умеет применять результаты промышленных испытаний в области разработки нефтегазоконденсатных месторождений по направлению исследований	Свободно применяет результаты промышленных испытаний в области разработки нефтегазоконденсатных месторождений по направлению исследований
		Владеть (В5): методами проведения исследований в области добычи нефти и газа, промыслового контроля и регулирования извлечения углеводородов	Не владеет методами проведения исследований в области добычи нефти и газа, промыслового контроля и регулирования извлечения углеводородов	Испытывает затруднения в применении методов проведения исследований в области добычи нефти и газа, промыслового контроля и регулирования извлечения углеводородов	Владеет методами проведения исследований в области добычи нефти и газа, промыслового контроля и регулирования извлечения углеводородов. Допускает незначительные неточности и ошибки	Свободно владеет методами проведения исследований в области добычи нефти и газа, промыслового контроля и регулирования извлечения углеводородов

## 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

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Библиотекарь II категории \_\_\_\_\_

/А.Д.Кодрян /

(подпись)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

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

---

на 20\_\_ - 20\_\_ учебный год

В рабочую программу вносятся следующие дополнения (изменения):

---

---

---

---

---

Дополнения и изменения внес:

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

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

\_\_\_\_\_  
(наименование кафедры)

Протокол от « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. № \_\_\_\_.

И.О. Заведующего кафедрой \_\_\_\_\_ Р.Д. Татлыев

**СОГЛАСОВАНО:**

И.о. Заведующего выпускающей кафедрой/

Руководить образовательной программы \_\_\_\_\_ Р.Д. Татлыев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.