

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

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет»

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ

Основы разработки нефтегазоконденсатных месторождений

Направление подготовки (специальности): 21.03.01 *Нефтегазовое дело*

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

Форма обучения
Очно-заочная

Квалификация выпускника
Бакалавр

2026 год набора

Виды работ	Объём занятий по семестрам, час										Итого
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Самостоятельная работа						120					120
Дистанционные лекции						10					10
Дистанционные практические занятия						14					14
Форма контроля						Зачёты					-
Итого:						144					144
з.е.						4					4

Ханты-Мансийск, 2026 год
(город)

Предисловие

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

2. Разработчик(и):

Кандидат наук

ученая степень, ученое звание
(при наличии)

(подпись)

А. П. Янукян

(И. О. Фамилия)

3. Согласовано:

Руководитель
образовательной
программы по
направлению подготовки
21.03.01 Нефтегазовое
дело

(подпись)

Г. В. Газя

(И. О. Фамилия)

4. Утверждаю:

Руководитель
структурного
подразделения
Индустриальный институт
(г. Нефтеюганск)

(подпись)

А. П. Янукян

(И. О. Фамилия)

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

Идентификатор документа: 95215



Подписант



Янукян Арам Погосович

Дата подписания

13.05.2026 14:25:36



Газя Геннадий Владимирович

13.05.2026 14:38:39

1 Цель освоения дисциплины

Целью освоения дисциплины является целью изучения дисциплины «Основы разработки нефтегазоконденсатных месторождений» является получение знаний и навыков по вопросам разработки газовых и газоконденсатных 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. Студент должен изучить и овладеть методиками технологических расчетов наиболее перспективных процессов и технических средств.

2 Место дисциплины в структуре ОПОП

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

3 Формируемые компетенции обучающегося

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

		погружное насосное оборудование - система сбора и подготовки продукции" ПК-1.2 У-1: Читать технологические схемы, чертежи и техническую документацию специального назначения ПК-1.1 В-1: Матрицей принятия решений при выборе рациональных типов оборудования для строительства и ремонта скважин в конкретных геолого-технических условиях. Практическим опытом снятия и анализа фактических параметров системы "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора и подготовки продукции" ПК-1.2 В-1: Навыками составления технической документации специального назначения
ПК-3	Способен осуществлять организацию работ по повышению эффективности процесса добычи углеводородного сырья	ПК-3.1 3-1: Методы оптимизации системы "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора и подготовки продукции" ПК-3.2 3-1: Методы оценки показателей эксплуатации скважин; показатели разработки нефтяных месторождений; системы разработки залежей нефти ПК-3.3 3-1: Способы оценки повышения продуктивности месторождения; методы и технологии интенсификации скважин; принципы применения операций интенсификации ПК-3.4 3-1: Методы контроля эффективности работы скважин и проведения работ по установлению (предотвращению) вредного влияния факторов на работу скважин и скважинного оборудования. Методы анализа характеристик работы скважин. ПК-3.5 3-1:

		<i>Характеристики притока из пласта; способы расчета характеристик притока по результатам исследования скважины на различных режимах</i> ПК-3.7 3-1: <i>Особенности и закономерности размещения углеводородного сырья; геологические, технологические и экономические критерии категоричности залежей нефти и запасов углеводородов</i> ПК-3.1 У-1: <i>производить корректировку мероприятий по оптимизации добычи углеводородного сырья в соответствии с проектными показателями</i> ПК-3.3 У-1: <i>Производить корректировку мероприятий по оптимизации добычи углеводородного сырья; оценивать эффективность технологий по оценке притока из пласта</i> ПК-3.7 У-1: <i>Оценивать состояние разработки месторождений (залежей) в том числе с трудноизвлекаемыми запасами</i> ПК-3.1 В-1: <i>Навыком формирования предложений по оптимизации системы "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора продукции"</i> ПК-3.2 В-1: <i>Навыками анализа динамики добычи углеводородного сырья</i> ПК-3.3 В-1: <i>Методами анализа эффективности технологий по оценке притока из пласта; опытом разработки мероприятий по оптимизации добычи углеводородного сырья</i> ПК-3.4 В-1: <i>Навыками и опытом формирования мероприятий по увеличению производительности скважин</i> ПК-3.6 В-1: <i>Навыками выполнения работы по составлению проектной, служебной</i>
--	--	---

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

4 Структура и содержание дисциплины

Общая трудоемкость дисциплины составляет 4 зачетных единицы, 144 часа.

№ п/п	Тема	Трудоемкость по видам учебной работы, час					Код компетенции	Оценочные средства
		Занятия лекционного типа	Практические занятия	Лабораторные занятия	Консультации	Самостоятельная работа		
1	Определение основных свойств газа при заданных термобарических условиях	1	2			12	ПК-1; ПК-3.	Практическое задание.
2	Определение давления на забое по статическому устьевому давлению	1	2			12	ПК-1; ПК-3.	Практическое задание.
3	Определение давления на забое работающей скважины	1	2			12	ПК-3.	Практическое задание.

4	Газогидродинамические исследования скважин на стационарных режимах фильтрации	1	2			12	ПК-3.	Практическое задание.
5	Газогидродинамические исследования скважин на нестационарных режимах фильтрации	1	1			12	ПК-1; ПК-3.	Практическое задание.
6	Определение коэффициентов несовершенства газовой скважины	1	1			12	ПК-1; ПК-3.	Практическое задание.
7	Определение запасов газа объёмным методом	1	1			12	ПК-1; ПК-3.	Практическое задание.
8	Определение запасов газа и газонасыщенного порового объёма методом падения пластового давления	1	1			12	ПК-1; ПК-3.	Практическое задание.
9	Определение показателей разработки газового месторождения	1	1			12	ПК-3.	Практическое задание.
10	Расчет дебитов газа при увеличении диаметра скважины в интервале продуктивного пласта	1	1			12	ПК-1; ПК-3.	Практическое задание.
Итого		10	14			120	–	

5 Образовательные технологии, используемые при различных видах учебной работы

№ темы	Образовательная технология
1-10	Дистанционные технологии
1-10	Интерактивные технологии
1-8,10	Информационные технологии
1	Технология развития критического мышления
2-10	Технология традиционного обучения

6 Методические материалы по освоению дисциплины

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

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

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

6.1 Методические указания к занятиям лекционного типа

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

6.2 Методические указания к практическим занятиям

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

6.3 Методические указания к самостоятельной работе

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

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

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

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

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

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

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

7.1 Технологическая карта дисциплины 6-й семестр

№ п/п	Название темы	Максимальное количество баллов
Обязательный уровень (текущая аттестация)		
1	Определение основных свойств газа при заданных термобарических условиях	7
2	Определение давления на забое по статическому устьевому давлению	7
3	Определение давления на забое работающей скважины	7
4	Газогидродинамические исследования скважин на стационарных режимах фильтрации	7
5	Газогидродинамические исследования скважин на нестационарных режимах фильтрации	7
6	Определение коэффициентов несовершенства газовой скважины	7
7	Определение запасов газа объёмным методом	7
8	Определение запасов газа и газонасыщенного порового объёма методом падения пластового давления	7
9	Определение показателей разработки газового месторождения	7
10	Расчет дебитов газа при увеличении диаметра скважины в интервале продуктивного пласта	7
		70
Обязательный уровень (промежуточная аттестация)		
11	Зачёты	30
		30
Итого		100
Дополнительный уровень		
12	Определение дебита газовой скважины	15
		15

Шкала оценивания результатов по балльной системе (зачёты):

Зачтено с 50 по 100 баллов;

Не зачтено с 0 по 49 баллов.

7.2 Примерный комплект практических заданий

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение

высшего образования
«Югорский государственный университет»
Индустриальный институт
Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ

по дисциплине: «Основы разработки нефтегазоконденсатных
месторождений»
для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
очно-заочной формы обучения

Нефтеюганск, 2026

Методические указания к практическим занятиям по дисциплине: «Основы разработки нефтегазоконденсатных месторождений» для студентов очно-заочной формы обучения по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело» /сост. Янукян А.П.; ЮГУ, Индустриальный институт . – 28с.

Методические указания разработал:

Янукян Арам Погосович
доцент, к.э.н

(подпись)

Содержание

Практическое занятие № 1	Определение основных свойств газа при заданных термобарических условиях.....	4
Практическое занятие № 2	Определение давления на забое по статическому устьевому давлению.....	8
Практическое занятие № 3	Определение давления на забое работающей скважины (формула Адамова).....	11
Практическое занятие № 4	Газогидродинамические исследования скважин на стационарных режимах фильтрации.....	13
Практическое занятие № 5	Газогидродинамические исследования скважин на нестационарных режимах фильтрации.....	16
Практическое занятие № 6	Определение коэффициентов несовершенства газовой скважины.....	18
Практическое занятие № 7	Определение запасов газа объёмным методом.....	20
Практическое занятие № 8	Определение запасов газа и газонасыщенного порового объёма методом падения пластового давления.....	22
Практическое занятие № 9	Определение показателей разработки газового месторождения.....	24
Практическое занятие № 10	Расчет температуры газа на забое скважины....	25

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
C ₅₊	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	C ₅₊	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 сжимаемости	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 (ρ_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 критические 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:

$$\rho(p, T) = P_0 \frac{P \cdot T_0 \cdot Z_0}{\rho_0 \cdot T \cdot z(p, T)} \quad (1.7)$$

Где:

$\rho(p, T)$ – плотность при заданных температуре (T) и давлении (p), кг/м³;
 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

μ_0 – вязкость газа при атмосферном давлении и температуре t , мПа · с;
 t – заданная температура, °С.

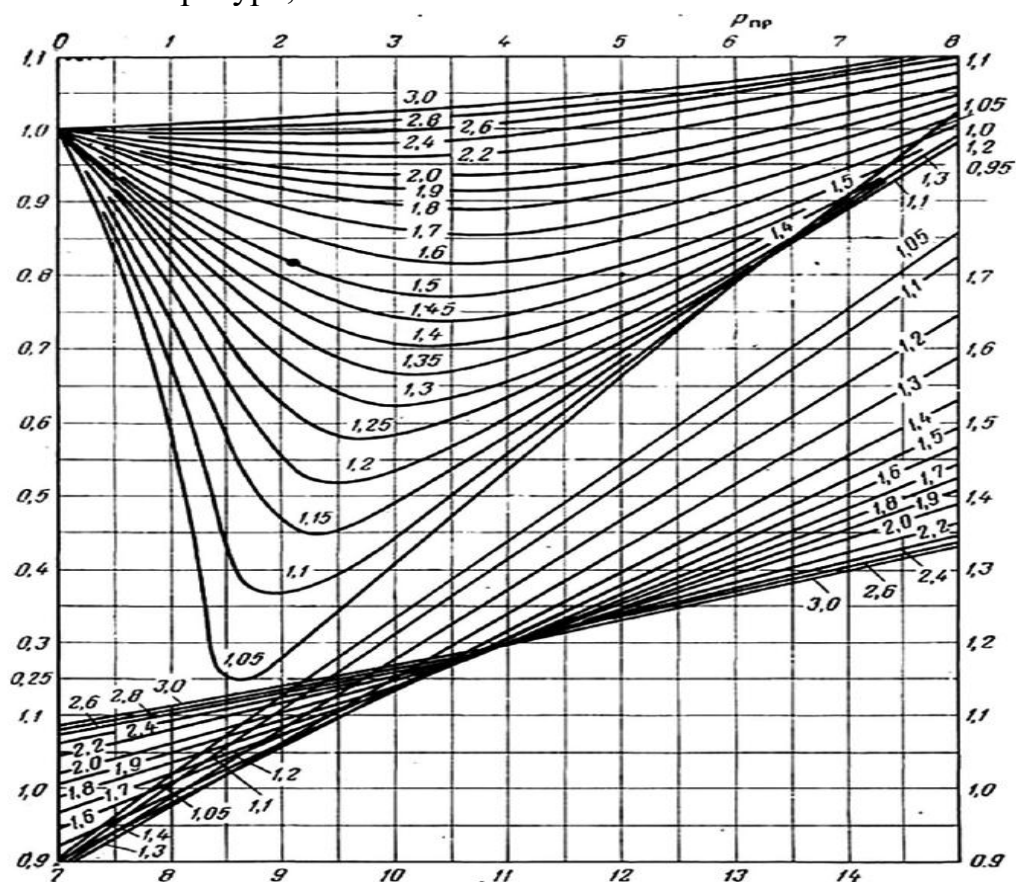


Рисунок 1.1 – Зависимость коэффициента сверхсжимаемости для природного газа от приведённого давления и температуры

6. Рассчитать приведённую плотность газовой смеси ($\rho_{\text{пр}}$) и промежуточного параметра ε 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 (μ) 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

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

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
C ₅₊	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 _у , К	293	286	279	283	291	298	289	295	288	283
p _у , 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 $T_{пр.}$.

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

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

$$T_{cp} = \frac{T_{пл} + T_y}{2} \quad (2.3)$$

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

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

5. Для полученных значений $p_{пр.у.}$, $T_{пр}$ 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 $p_{cp.op.}$

$$P_{cp.op} = P_y \cdot \left(\frac{1 + e^S}{2} \right) \quad (2.5)$$

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

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

7. Относительную плотность газа по воздуху Δ можно определить по формуле:

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

Где ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях рассчитывается в соответствии с формулой 1.2.

8. Определяем ориентировочное приведённое среднее давление:

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

9. По полученному значению $p_{пр.ср.ор.}$ и $T_{ср}$ 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_3 :

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

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

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

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

12. Для проверки и уточнения результатов расчёта сверяют полученное $p_{ср.}$ и $P_{ср.ор.}$ Расчёт можно считать правильным в том случае, если расхождение этих величин не влияет на коэффициент сверхсжимаемости z . В противном случае принимают новое значение $p_{ср.ор.} = p_{ср.}$ 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 ³ /сут.	150	210	140	200	180	210	160	170	150	180
ε	0,005	0,004	0,003	0,002	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006
μ , мПа·с	0,011	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016	0,017	0,018	0,019	0,02
Δ	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:

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

где $d_{вн}$ – внутренний диаметр трубы, м;

μ – коэффициент динамической вязкости, Па·с;

Δ – относительная плотность газа по воздуху (рассчитывается по формуле 2.7);

Q – дебит газа в стандартных условиях, м³/с.

2. Определить коэффициент гидравлического сопротивления:

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

где ε – относительная шероховатость трубы.

3. Рассчитать забойное давление по формуле Адамова

$$P_{\text{заб}} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2s} + \theta \cdot Q^2} \quad (3.3)$$

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

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

1 и 2 вариант		3 и 4 вариант		5 и 6 вариант		7 и 8 вариант		9 и 10 вариант	
Q, тыс. м ³ /сут.	P _{мс} , МПа	Q, тыс. м ³ /сут.	P _{мс} , МПа	Q, тыс. м ³ /сут.	P _{мс} , МПа	Q, тыс. м ³ /сут.	P _{мс} , МПа	Q, тыс. м ³ /сут.	P _{мс} , 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 _к , м	R _с , м	μ, мПа·с	Z _{пл}	T _{ст} , К	P _{ат} , МПа	T _{пл} , К	h, м	P _{ст} , 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 $\frac{(P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}{Q}$ (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.

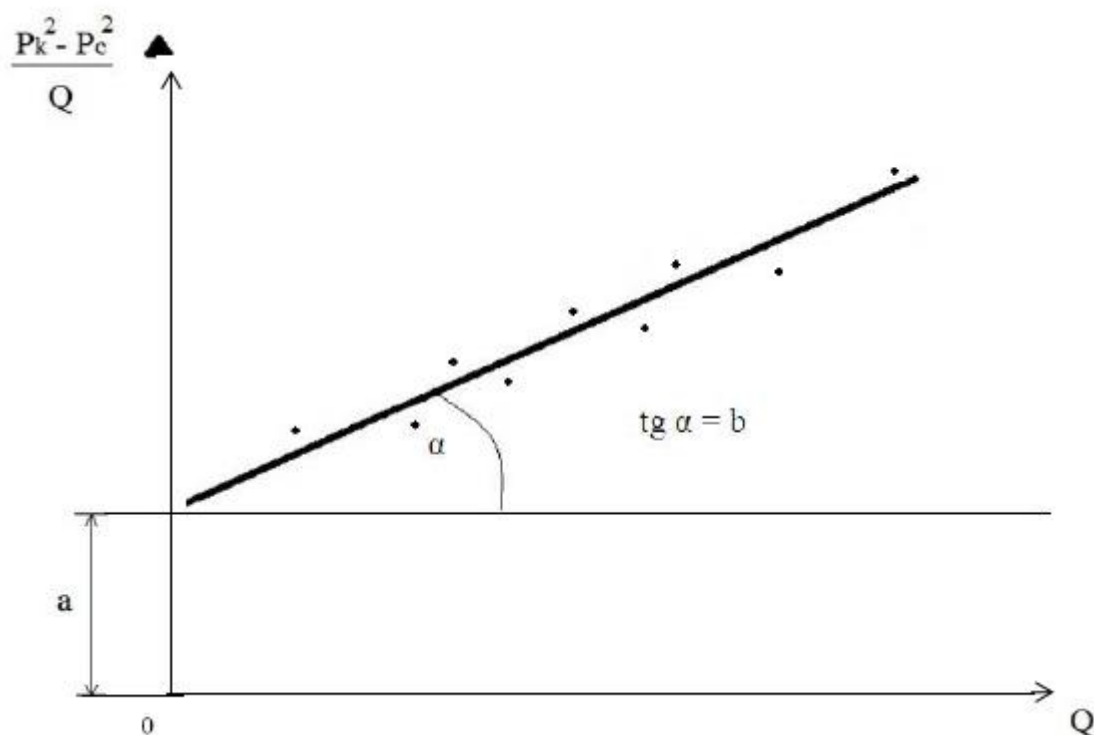


Рисунок 4.1. Пример построения индикаторной диаграммы

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

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

где

μ – динамическая вязкость, Па·с;

h – толщина пласта, м.

6. Коэффициент макрошероховатости рассчитывается по следующей формуле:

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

где $\rho_{\text{ст}}$ – плотность газа в стандартных условиях, кг/м³.

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 ³ /сут		Q ₀ =1300 тыс. м ³ /сут		Q ₀ =1800 тыс. м ³ /сут		Q ₀ =720 тыс. м ³ /сут		Q ₀ =1150 тыс. м ³ /сут	
B = 0,003 (сут./тыс.м ³) ²									
R _c =0,1м									
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, м³/с;

z – коэффициент сверхсжимаемости;

$T_{пл}$ – пластовая температура, К;

$P_{ст}$ – стандартное давление, Па;

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

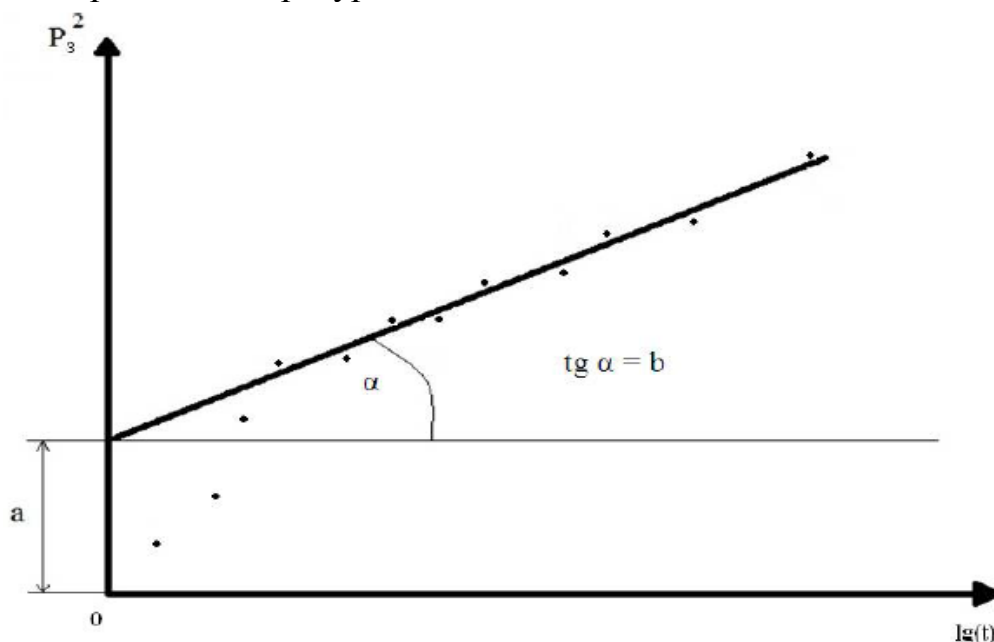


Рисунок 5.1 – Пример обработки кривой восстановления давления

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;

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

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;

δ – 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:

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

где $R_{\text{с}}$ – 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 ²	200	120	180	170	180	220	230	210	220	210
$T1$, К	340	320	330	320	315	310	340	320	316	315
$\alpha1$	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 ²	250	300	450	500	640	360	680	900	470	560
$T2$, К	380	340	350	320	360	318	320	318	325	310
$\alpha2$	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_{cp} – средняя пористость пласта;
 h_{cp} – средневзвешенная толщина пласта, м;
 F – сумма площадей участков, м².

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, м².

3. Средневзвешенную толщину пласта можно рассчитать по следующей формуле:

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

где h_i – толщина i -го участка, м.

4. Среднюю пористость пласта можно рассчитать по следующей формуле:

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

где m_i – пористость i -го участка.

5. Средний коэффициент газонасыщенности определяют по следующей формуле:

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

где α_i – газонасыщенность i -го участка.

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

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

где p_i – давление i -го участка, Па.

7. Средневзвешенную температуру в пласте определяют по следующей формуле:

$$T_{cp} = \frac{\sum F_i \cdot h_i \cdot T_i}{\sum F_i \cdot h_i}$$

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 ³ /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. м³/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).

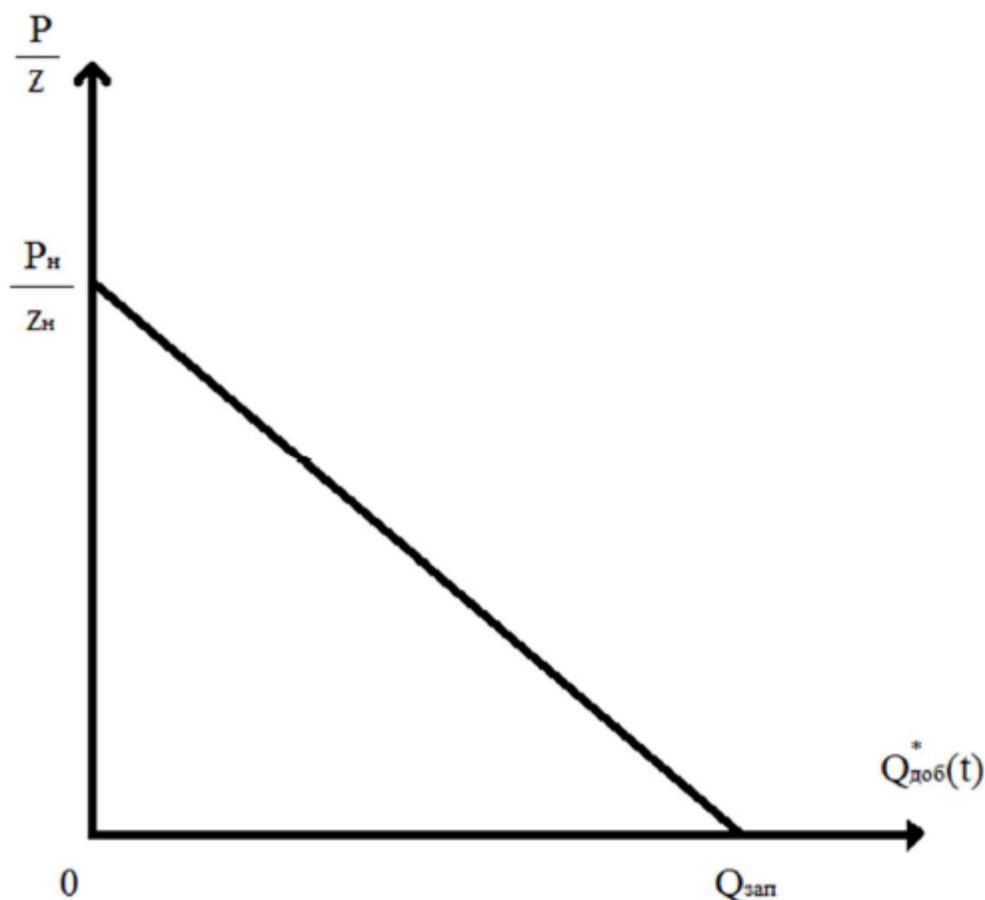


Рисунок 8.1 – График зависимости $\frac{P}{Z} - Q_{\text{доб}}$

4. Определить газонасыщенный поровый объём по формуле

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

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

P_n – 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_n , МПа	32	34	30	31	34	32	33	35	30	29
$Q_{зап}$, млрд м ³	150	99	220	270	200	100	120	100	120	180
Q_g , %	2,5	3	1,5	2	1,5	3	1,5	2	2,5	2
$q_{ср}$, тыс. м ³ /сут.	100	120	80	140	160	200	110	120	150	170
$a \cdot 10^{-3}$, (МПа ² · сут./тыс. м ³)	51	47	24	67	70	56	46	52	45	46
$b \cdot 10^{-2}$, (МПа · сут./тыс. м ³) ²	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_n , МПа	34	32	33	35	30	32	34	30	31	34
$Q_{зап}$, млрд м ³	200	100	120	100	120	180	150	100	220	180
Q_g , %	2,5	3	1,5	2	1,5	3	1,5	2	2,5	2
$q_{ср}$, тыс. м ³ /сут.	10	9	8	10	9	8	7	10	9	8
$a \cdot 10^{-3}$, (МПа ² · сут./тыс. м ³)	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 ³) ²	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:

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

где P_{at} – атмосферное давление, Па;

P_H – начальное пластовое давление, Па;

Ω_H – газонасыщенный поровый объем (формула 8.2), м³;

$Q_{доб}(t)$ – накопленный отбор газа, м³;

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

2. Уравнение тех. режима эксплуатации скважины

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

$$p_{cp}^2(t) - p_c(t) = const - \text{режим постоянной депрессии} \quad (9.3)$$

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

3. Уравнение притока газа к забою

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

где a и b – коэффициенты фильтрационных сопротивлений;

$q(t)$ – дебит средней скважины, м³/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, м³.

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, м³/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:

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

где C_p – массовая теплоемкость газа в пластовых условиях, кДж/кг*К; τ – время работы скважины на режиме, сут.; C_n – объемная теплоемкость газоносной горной породы, кДж/м³*К; D_i – коэффициент Джоуля-Томпсона в

пластовых условиях, К/МПа.

Значение $C_n = 2,910 \cdot 10^3$ кДж/м³*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 $T_{cp} = \frac{T_{пл} + T_{заб}}{2}$; $P_{cp} = \frac{P_{пл} + P_{заб}}{2}$;

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:

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

где Γ – 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 $\left(A = \frac{4,1868 \text{ кДж}}{427 \text{ ккал} \cdot \text{м}} \right)$;

α – коэффициент, определяемый по формуле:

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

где λ_n – теплопроводность горных пород;

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

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

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

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

где λ - коэффициент гидравлического сопротивления, определяемый по таблице; $z_{\text{ср}}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа.

7.3 Примерный список вопросов, задаваемых на зачете

Вопросы для промежуточной аттестации (зачет)

1. Состав и классификация природных газов
2. Физико-химические и теплофизические свойства природных газов
3. Дросселирование газа. Коэффициент Джоуля-Томсона
4. Опасные свойства природного газа
5. Влажность природных газов
6. Условия образования гидратов. Методы борьбы с гидратообразованием
7. Технологические режимы эксплуатации газовых скважин
8. Особенности конструкций газовых скважин
9. Оборудование устья газовой скважины
10. Подземное оборудование ствола газовых скважин
11. Оборудование забоя газовых скважин
12. Определение внутреннего диаметра колонны НКТ газовой скважины
13. Определение глубины спуска колонны НКТ в газовую скважину
14. Залежи природного газа и их классификация
15. Методы определения типа залежи по составу и фазовому состоянию
16. Распределение давления в месторождениях и газовых скважинах
17. Определение типа залежи по фазовому состоянию пластовой смеси
18. Режимы газовых залежей
19. Подсчет запасов газа, жидких углеводородов и сопутствующих компонентов
20. Подсчет потенциальных (пластовых) запасов газа объемным методом
21. Подсчет запасов газа по падению давления

22. Обоснование технологического режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин
23. Основные принципы установления оптимального технологического режима эксплуатации скважин
24. Изменение технологического режима эксплуатации скважин в процессе разработки
25. Влияние степени вскрытия на производительность газовых скважин
26. Влияние характера вскрытия на производительность газовых скважин
27. Влияние степени вскрытия полосообразного пласта на продуктивность горизонтальной скважины
28. Влияние упругих свойств и депрессии на разрушение коллекторов
29. процесс разрушения коллекторов и методы ограничения процесса разрушения коллекторов
30. Влияние депрессии на образование песчаной пробки или столба жидкости на забое газовых скважин
31. Вязь пробкообразования и наличия жидкости в стволе скважины с диаметром и глубиной спуска фонтанных труб
32. Изменение температуры по глубине горных пород и в простаивающей газовой скважине
33. Распределение температуры в стволе работающей газовой скважины
34. Образование гидратов в скважинах
35. Методы определения расположения газоводяного контакта
36. Способы увеличения безводного дебита газовой скважины
37. Одновременный приток газа и подошвенной воды к газовой скважине
38. Одновременный приток газа и нефти к газовой скважине, вскрывшей газонефтяной пласт
39. Технологический режим эксплуатации горизонтальных газовых скважин, вскрывшей пласты с подошвенной водой
40. Основные периоды разработки газовых и газоконденсатных месторождений
41. Особенности разработки и эксплуатации многопластовых газовых месторождений
42. Особенности разработки и эксплуатации газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождений
43. Компонентотдача месторождений природных газов

44. Методы интенсификации добычи газа

8 Материально-техническое и учебно-методическое обеспечение дисциплины

8.1 Перечень учебной литературы

Наименование печатных и (или) электронных учебных изданий, методические издания, периодические издания по всем входящим в реализуемую образовательную программу учебным предметам, курсам, дисциплинам (модулям) <i>в соответствии с рабочими программами дисциплин, модулей, практик</i>		Количество экземпляров	Обеспеченность студентов учебной литературой (экземпляров на одного студента)
Электронные учебные издания, имеющиеся в электронном каталоге электронно-библиотечной системы	Липаев, А. А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов : учебное пособие / Липаев А. А. - Москва, Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2019. - 484 с.	1	1
	Голик, Владимир Иванович. Разработка месторождений полезных ископаемых : Учебное пособие / В. И. Голик. - 1. - Москва : ООО "Научно-издательский центр ИНФРА-М", 2025. - 136 с.	1	1
	Проектирование и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири : учебное пособие / Батурин Ю. Г... - Разработка месторождений / Ю. Г. Батурин. - Тюмень : ТИУ, 2016. - 205 с.	1	1

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

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

8			
Профессиональные базы данных			
9	http://elibrary.ru	Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU	Авторизованный доступ

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

Adobe Acrobat DC;
MATLAB Academic new Product From 10 to 24 Concurrent Licenses (per License);
MapInfo 2019;
MathType;
Mathcad;
КОМПАС-3D V18-19;

8.4 Материально-техническое обеспечение дисциплины

8.4.1 Учебная аудитория лекционного типа

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

8.4.2 Учебная аудитория для проведения практических занятий

учебная мебель, учебная доска

8.4.3 Компьютерный класс

учебная мебель, учебная доска, компьютеры с доступом в Интернет

