

Министерство образования и науки Российской Федерации  
 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
 высшего профессионального образования  
 «Самарский государственный технический университет»

УТВЕРЖДАЮ  
 Проректор по учебной работе



Деморетский Д.А.  
 2015г.  
 М.П.

**РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ**

**Б1.В.ОД.3 Разработка нефтяных месторождений**

Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело

Квалификация выпускника магистр

Профиль (направленность) Разработка нефтяных месторождений

Форма обучения очная

Выпускающая кафедра Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Кафедра-разработчик рабочей программы Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

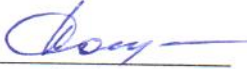
Семестр	Трудо- емкость, час./з.е.	Лекции, час.	Практич. занятия, час.	Лаборат. работы, час.	СРС, час.	Форма промежу- точного контроля (зачет, экзамен, КР, КП)	Контактная работа, час.	
							аудитор- ная	внеауди- торная
1	144/4	18	72	-	54	Зачет с оценкой	90	4
2	144/4	36	36	-	72	Экзамен, КП	72	4
<b>Итого</b>	<b>288/8</b>	<b>54</b>	<b>108</b>		<b>126</b>	<b>Зачет с оценкой, Экзамен, КП</b>	<b>162</b>	<b>8</b>

Самара  
 2015 г.

Программа разработана в соответствии с требованиями Федерального закона от 27.12.2012 г. № 273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации», ФГОС ВО по направлению подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело, утвержденный 30.03 2015г. №297, Приказом Минобрнауки России от 19 декабря 2013 г. №1367 «Об утверждении порядка организации осуществления образовательной деятельности по образовательным программам высшего образования – программам бакалавриата, программам специалитета, программам магистратуры» и учебного плана СамГТУ.


Составители рабочей программы:

к.т.н., доцент каф. РЭНГМ  
(должность, ученое звание, степень)

  
(подпись)  
30.08.15  
(дата)

Сопронюк Н.Б.  
(ФИО)

к.т.н., доцент каф. РЭНГМ  
(должность, ученое звание, степень)

  
(подпись)  
31.08.15  
(дата)


Зиновьев А.М.  
(ФИО)

Рабочая программа утверждена на заседании кафедры:

Разработка и эксплуатация нефтяных и  
газовых месторождений


от 31.08.15 протокол № 7

зав. кафедрой-разработчиком

  
(подпись)  
31.08.15  
(дата)


Коновалов В.В.  
(ФИО)

Эксперт методической комиссии по  
УГНП

  
(подпись)  
31.08.15  
(дата)


Зиновьев А.М..  
(ФИО)

Председатель методического совета  
НТФ

  
(подпись)  
31.08.15  
(дата)

Чуркина А.Ю.  
(ФИО)


Декан НТФ

  
(подпись)  
31.08.15  
(дата)

Тян В.К.  
(ФИО)


СОГЛАСОВАНО:

Зав. выпускающей кафедрой

  
(подпись)  
31.08.15  
(дата)

Коновалов В.В.  
(ФИО)

Начальник УВО

  
(подпись)  
31.08.15  
(дата)

Лукьянова А.Н.  
(ФИО)

## СОДЕРЖАНИЕ

1.	Требования к результатам освоения дисциплины	4
2.	Место дисциплины в структуре ОПОП	5
3.	Структура и содержание дисциплины	5
3.1.	Структура дисциплины	5
3.2.	Содержание дисциплины	6
4.	Перечень учебно-методического обеспечения для самостоятельной работы обучающихся по дисциплине	15
5.	Образовательные технологии	16
6.	Формы контроля освоения дисциплины	16
6.1.	Перечень оценочных средств для текущего контроля освоения дисциплины	16
6.2.	Состав фонда оценочных средств для проведения промежуточной аттестации обучающихся по дисциплине	16
7.	Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины	19
7.1.	Перечень основной и дополнительной учебной литературы	19
7.2.	Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»	19
8.	Материально-техническое обеспечение дисциплины	20
	Дополнения и изменения в рабочей программе дисциплины	21
	Приложение 1. Аннотация рабочей программы	
	Приложение 2. Методические указания к самостоятельной работе обучающихся	
	Приложение 3. Фонд оценочных средств	
	Приложение 4. Методические указания к аудиторным занятиям	



# 1. ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

Таблица 1.

## Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине

Планируемые результаты освоения ОПОП (компетенции), достижение которых обеспечивает дисциплина*		Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине**
Коды компетенции	Содержание компетенций	Знать: Уметь: Владеть:
ПК-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности	<b>ЗНАТЬ:</b> методы реализации проектных решений и планирования различных процессов производственной деятельности Шифр: З (ПК-6) -1 <sup>1</sup> <b>УМЕТЬ:</b> обосновывать проектные, оперативные и другие технологические решения, в ходе реализации различных процессов производственной деятельности Шифр: У (ПК-6) -1 <sup>1</sup> <b>ВЛАДЕТЬ:</b> навыками анализа результатов применения проектных, оперативных и других технологических решений, в ходе реализации различных процессов производственной деятельности Шифр: В (ПК-6) -1 <sup>1</sup>
ПК-7	Способность применять методологию проектирования	<b>ЗНАТЬ:</b> методологию проектирования процессов нефтегазодобычи Шифр: З (ПК-7) -1 <sup>1</sup> <b>УМЕТЬ:</b> анализировать совокупность производственной информации и использовать результаты как исходные данные для проведения проектирования процессов нефтегазодобычи Шифр: У (ПК-7) -1 <sup>1</sup> <b>ВЛАДЕТЬ:</b> навыками анализа использования методологии проектирования процессов нефтегазодобычи и результатов их внедрения Шифр: В (ПК-7) -1 <sup>1</sup>



## 2. МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ОПОП

Дисциплина Б1.В.ОД.3 «Разработка нефтяных месторождений» относится к обязательным дисциплинам (вариативная часть цикла) учебного плана направления 21.04.01 «Нефтегазовое дело», магистерской программы «Разработка нефтяных месторождений».

Перечень предшествующих и последующих дисциплин, формирующих общекультурные, общепрофессиональные и профессиональные компетенции:

Таблица 2.

№	Наименование компетенции	Предшествующие дисциплины	Последующие дисциплины
<b>Профессиональные</b>			
1	ПК-6 Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности	Нефтепромысловая химия, Дисперсные системы	Методы гидродинамических исследований пласта и скважин, Государственная итоговая аттестация
2	ПК-7 Способность применять методологию проектирования.		Производственная практика, Государственная итоговая аттестация

## 3. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

### 3.1. Структура дисциплины

Общая трудоемкость (объем) дисциплины составляет 3 зачетных единиц (ЗЕТ), 108 академических часов.

Семестр	Трудоемкость, час./з.е.	Лекции, час.	Практич. занятия, час.	Лаборат. работы, час.	СРС, час.	Форма промежуточного контроля (зачет, экзамен, КР, КП)	Контактная работа, час.	
							аудиторная	внеаудиторная
1	144/4	18	72	-	54	Зачет с оценкой	90	4
2	144/4	36	36	-	72	Экзамен, КП	72	4
<b>Итого</b>	<b>288/8</b>	<b>54</b>	<b>108</b>		<b>126</b>	<b>Зачет с оценкой, Экзамен, КП</b>	<b>162</b>	<b>8</b>

Таблица 3.

### Трудоемкость дисциплины и виды учебной работы

Вид учебной работы	Всего часов	Семестры	
		1	2
<b>Аудиторная контактная работа (всего)</b>			
в том числе: лекции	<b>54</b>	18	36
практические занятия (ПЗ)	<b>108</b>	72	36

<b>Самостоятельная работа (всего)</b>		<b>126</b>	54	72
в том числе: <b>контактная внеауди- торная работа</b>		<b>8</b>	4	4
курсовой проект		<b>32</b>	-	32
подготовка к практическим занятиям		<b>49</b>	40	9
подготовка к зачету с оценкой		<b>10</b>	10	-
подготовка к экзамену		<b>27</b>	-	27
<b>ИТОГО:</b>	час.	<b>288</b>	144	144
	з.е.	<b>8</b>	4	4

### Распределение учебной нагрузки по разделам дисциплины

Таблица 4.

№ раздела	Наименование раздела дисциплины	Виды учебной нагрузки и их трудоемкость, часы			
		Лекции	Практические занятия	СРС	Всего часов
1	Общие понятия технологических параметров и процессов разработки месторождений углеводородов	18	72	40	130
2	Физико-математические и гидродинамические основы вытеснения нефти водой	26	20	37	83
3	Теория и практика разработки залежей газообразных углеводородов	10	16	4	30
	контактная внеаудиторная работа			8	8
	подготовка к зачету с оценкой			10	10
	подготовка к экзамену			27	27
	<b>ИТОГО:</b>	54	108	126	288

### 3.2. Содержание дисциплины

#### Лекционный курс

Таблица 5.

№ лекции	Номер раздела	Тема лекции и перечень дидактических единиц	Трудоемкость, часов
<b>1 семестр</b>			
1	1	<b>Тема 1. Начальная стадия разработки нефтяного и газового месторождения.</b> 1.1. Профессиональные обязанности специалистов по разработке. 1.2. Профессиональная оценка режима месторождения.	2



2	1	<p><b>Тема 1. Начальная стадия разработки нефтяного и газового месторождения (Продолжение).</b></p> <p>1.3 Основные гидродинамические параметры пластовой системы</p> <p>1.4. Способы оценки гидродинамических параметров в начальный период разработки.</p>	2
3	1	<p><b>Тема 2. Оценочный этап разработки морских нефтяных месторождений.</b></p> <p>2.1 Оценка запасов и энергетического состояния разработки.</p> <p>2.2 Техничко-экономическое обоснование разработки нового месторождения.</p>	2
4	1	<p><b>Тема 3. Аналитические методы проектирования показателей разработки.</b></p> <p>3.1. Аналитические методы проектирования показателей разработки, применяемые в начальной стадии разработки месторождения.</p> <p>3.2. Выбор стратегии разработки на первом этапе проектирования.</p>	2
5	1	<p><b>Тема 4. Физические принципы разработки нефтяных и газовых месторождений.</b></p> <p>4.1. Основные законы и уравнения фильтрации нефти в пласте.</p> <p>4.2 Основные законы и уравнения фильтрации газа в пласте.</p>	2
6	1	<p><b>Тема 4. Физические принципы разработки нефтяных и газовых месторождений (Продолжение).</b></p> <p>4.3. Основные PVT свойства пластовых систем.</p> <p>4.4 Определение PVT свойств пластовых систем.</p>	2
7	1	<p><b>Тема 5. Уравнение материального баланса</b></p> <p>5.1 Теория упругого режима разработки залежи</p> <p>5.2. Коэффициенты сжимаемости и упругоёмкости</p>	2
8	1	<p><b>Тема 5. Уравнение материального баланса (Продолжение)</b></p> <p>5.3. Вывод уравнения суммарного материального баланса для нефтяных пластов</p> <p>5.4. Условия, необходимые для успешного применения уравнения материального баланса.</p>	2
9	1	<p><b>Тема 5. Уравнение материального баланса (Продолжение)</b></p> <p>5.5. Решение уравнения материального баланса. Метод Хавлены-Оуде</p> <p>5.6. Решение уравнения материального баланса для месторождений с различными режимами.</p>	2
<b>2 семестр</b>			
10	2	<p><b>Тема 6. Водонапорный режим вытеснения нефти из пласта.</b></p> <p>6.1. Предпосылки организации заводнения.</p> <p>6.2. Проектирование водонапорного режима.</p>	2
11	2	<p><b>Тема 6. Водонапорный режим вытеснения нефти из пласта (Продолжение).</b></p>	2



		6.3 Современные виды систем заводнения. 6.4 Способы контроля и совершенствования процессов заводнения	
12	2	<b>Тема 6. Водонапорный режим вытеснения нефти из пласта (Продолжение).</b> 6.5. Одномерная теория водонапорного режима. 6.6. Характеристики вытеснения	2
13	2	<b>Тема 7. Математическое описание процесса вытеснения нефти из пласта при водонапорном режиме.</b> 7.1. Теория вытеснения Бакли-Лeverетта. 7.2 Описание движения фронта вытеснения	2
14	2	<b>Тема 7. Математическое описание процесса вытеснения нефти из пласта при водонапорном режиме (Продолжение).</b> 7.3. Использование относительных фазовых проницаемостей в численных моделях. 7.4. Проведении аналитического исследования динамики вытеснения нефти водой.	2
15	2	<b>Тема 8. Водонапорный режим вытеснения нефти в условиях неоднородного пласта.</b> 8.1. Типы неоднородности 8.2. Влияние на эффективность заводнения факторов неоднородности.	2
16	2	<b>Тема 8. Водонапорный режим вытеснения нефти в условиях неоднородного пласта (Продолжение).</b> 8.3. Понятие и физический смысл коэффициента вертикального охвата по мощности в неоднородных пластах. 8.4. Способ оценки коэффициента вертикального охвата по мощности в неоднородных пластах.	2
17	2	<b>Тема 8. Водонапорный режим вытеснения нефти в условиях неоднородного пласта (Продолжение).</b> 8.5. Оценка влияния неоднородности по методу Стайлса. 8.6. Оценка влияния неоднородности по методу Дикстры-Парсонса.	2
18	2	<b>Тема 9. Анализ поведения пласта при водонапорном режиме.</b> 9.1. Метод, основанный на уравнении Вэлджа. 9.2. Прогнозирование при движении отдельных фаз в потоке.	2
19	2	<b>Тема 9. Анализ поведения пласта при водонапорном режиме (Продолжение).</b> 9.3 Основные положения и приемы анализа эффективности разработки месторождений. 9.4. Анализ эффективности разработки месторождения Восточный Техас.	2
20	2	<b>Тема 10. Сложные месторождения, разрабатываемые при водонапорном режиме.</b> 10.1. Периоды разработки месторождений 10.2. Месторождения с длительным периодом разработки.	2

21	2	<b>Тема 10. Сложные месторождения, разрабатываемые при водонапорном режиме (Продолжение).</b> 10.3. Карбонатные коллектора. Характеристика и особенности. 10.4. Сложно-построенные месторождения в карбонатных коллекторах.	2
22	2	<b>Тема 11. Морские нефтяные месторождения.</b> 11.1. Месторождения в регионах Северного моря. 11.2. Режим уплотнения пласта	2
23	3	<b>Тема 12. Свойства и законы движения природного газа.</b> 12.1. Основные физические свойства пластовых систем газовых месторождений. 12.2. Уравнения состояния идеального газа.	2
24	3	<b>Тема 12. Свойства и законы движения природного газа (Продолжение).</b> 12.3 Уравнения состояния реального газа. Характеристика уравнения Менделеева-Клапейрона. 12.4 Законы Бойля-Мариотта, Гей-Люссака, Шарля.	2
25	3	<b>Тема 12. Свойства и законы движения природного газа (Продолжение).</b> 12.5. Взаимосвязь параметров в стандартных и пластовых условиях. 12.6. Концепция материального баланса для газового месторождения.	2
26	3	<b>Тема 13. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений.</b> 13.1. Основы вытеснения нефти газом. 13.2 Динамика несмешивающегося вытеснения нефти газом.	2
27	3	<b>Тема 13. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений (Продолжение).</b> 13.3. Разработка ретроградных газоконденсатных пластов. 13.4. Газовый сайклинг-процесс в ретроградных газоконденсатных пластах.	2
<b>Всего</b>			54

**Практические занятия (семинарские) занятия**

Таблица 6.

№ занятия	Номер раздела	Наименование практического занятия и перечень дидактических единиц	Трудоемкость, часов
1	1	<b>Тема 1 Изучение механических свойств пород коллекторов.</b> Определение гранулометрического состава пород коллекторов. Коэффициент неоднородности. Выветрелость и прочность пород.	4
2	1	<b>Тема 2. Определение физико-химических свойств пластовых вод.</b> Плотность, вязкость воды. Минерализация. Классифика-	4



		ция по содержанию ионов. Водородный показатель. Жесткость воды. Термическая характеристика	
3	1	<b>Тема 3. Изучение геологического разреза.</b> Построение литолого-стратиграфической колонки. Применение результатов исследования скважин. Геохронологическая шкала.	4
4	1	<b>Тема 4. Построение структурной карты по кровле продуктивного пласта.</b> Структурная карта. Обработка данных полученных при бурении скважин. Изучение геолого-промысловой и нормативной документации.	4
5	1	<b>Тема 5. Построение схематического геолого-литологического профиля продуктивных отложений.</b> Проницаемость пород. Характер залегания. Распространение коллектора	4
6	1	<b>Тема 6. Изучение энергетического состояния залежи.</b> Виды пластовой энергии. Преобладающая пластовая энергия. Режим нефтяных залежей.	4
7	1	<b>Тема 6. Изучение энергетического состояния залежи (продолжение).</b> Коэффициент нефтеотдачи. Искусственный и смешанный режимы. Изучение динамики показателей разработки при преобладании различных типов пластовой энергии.	4
8	1	<b>Тема 7 Теория упругого режима.</b> Коэффициент упругости пласта. Определения упругого запаса залежи. Определение упругого запаса для нефтяной и водоносной частей залежи. Определение доли запасов, извлекаемых на режиме естественного истощения.	4
9	1	<b>Тема 8. Изучение процесса перераспределения давления в пласте.</b> Коэффициент сжимаемости скелета породы и флюида, насыщенность. Дифференциальной уравнение потока. Безразмерные гидродинамические параметры.	4
10	1	<b>Тема 8. Изучение процесса перераспределения давления в пласте (продолжение).</b> Упругость скелета породы и флюида. Дифференциальное уравнение пьезопроводности. Взаимосвязь безразмерных и размерных параметров. Достоинства и недостатки.	4
11	1	<b>Тема 9. Начальная стадия разработки нефтяного и газового месторождения.</b> Классификация запасов. Оценка гидродинамических параметров месторождения по данным испытания трех скважин. Фильтрационные параметры. Емкостные параметры	4
12	1	<b>Тема 10. Применение уравнения материального баланса при проектировании добычи</b> Использование уравнения материального баланса. Оценки добычи из залежи, имеющей линзовидную форму.	4
13	1	<b>Тема 11. Применение уравнения материального ба-</b>	4



		<b>ланса при проектировании добычи (продолжение)</b> Определение механизма вытеснения. Расчет запасов для пласта, содержащего растворенный газ.	
14	1	<b>Тема 11. Применение уравнения материального баланса при проектировании добычи (продолжение)</b> Адаптация модели водоносного пласта. Использование метода Хавлены-Оуде.	4
15	1	<b>Тема 12. Изучение фильтрационных параметров залежи</b> Проведение и оценка результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Основные виды и предназначение ГДИС. Способы интерпретации	4
16	1	<b>Тема 12. Изучение фильтрационных параметров залежи (продолжение)</b> Метод детерминированных моментов давления (ДМД). Оценка геометрии разломов по результатам базовых ГДИС в оценочных скважинах.	4
17	1	<b>Тема 13. Разработка месторождений с нетрадиционными и трудно-извлекаемыми запасами.</b> Классификация месторождений, содержащих нетрадиционные трудно извлекаемые запасы. Категории трудно-извлекаемых запасов (ТИЗ). Особенности формирования. Условия залегания	4
18	1	<b>Тема 13. Разработка месторождений с нетрадиционными и трудно-извлекаемыми запасами (продолжение).</b> Классификация способов и технологий добычи, применяемых для добычи ТИЗ. Критерии применения. Обоснование выбора того или иного способа добычи ТИЗ и нетрадиционных запасов.	4
<b>ИТОГО за семестр:</b>			72
19	2	<b>Тема 14. Изучение вытеснения нефти водой.</b> Построение функции Бакли-Левретта. Характеристика потока с помощью функции Бакли-Левретта. Анализ Производной функции Бакли-Левретта.	4
20	2	<b>Тема 14. Изучение вытеснения нефти водой (продолжение).</b> Относительные фазовые проницаемости. Динамика обводнения залежи, характер насыщения. Движение фронта вытеснения нефти водой при различных моделях вытеснения	4
21	2	<b>Тема 15. Водонапорный режим вытеснения нефти из пласта.</b> Использование метода Стайлса. Адаптация и прогнозирования показателей разработки месторождения.	4
22	2	<b>Тема 15. Водонапорный режим вытеснения нефти из пласта (продолжение).</b> Использование метода Дикстры-Парсонса. Расчет вытеснения.	4
23	2	<b>Тема 16. Морские нефтяные месторождения.</b> Разработка месторождений шельфа и на море. Уплотнение пласта. Аномальные показатели давления.	4



24	3	<b>Тема 17. Изучение энергетического состояния газовой залежи.</b> Изучение динамики технологических показателей разработки при газовом режиме. Изучение динамики технологических показателей разработки при упруговодогазонапорном режиме. Коэффициент газаотдачи.	4
25	3	<b>Тема 18. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений.</b> Расчет гипотетической газовой залежи с заданными темпами отбора газа. Применение уравнений движения газа. Теория об удельных объемах дренирования.	4
26	3	<b>Тема 11. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений (продолжение).</b> Основные технологические параметры сайклинг-процесса. Условия успешного протекания сайклинг-процесса. Расчет сайклинг-процесса.	4
27	3	<b>Тема 11. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений (продолжение).</b> Расчет коэффициента охвата по мощности. Применение сайклинг-процесса при разработке месторождений газа и газоконденсата.	4
<b>ИТОГО за семестр:</b>			36
<b>ИТОГО:</b>			108

**Лабораторные занятия учебным планом не предусмотрены**

### Самостоятельная работа студента

Таблица 7.

Раздел дисциплины	№ п/п	Вид самостоятельной работы студента (СРС) и перечень дидактических единиц	Трудоемкость, часов
<b>1 семестр</b>			
1	1	<b>Подготовка к практическому занятию № 1.</b> <b>Изучение механических свойств пород коллекторов.</b> Определение гранулометрического состава пород коллекторов. Коэффициент неоднородности. Выветрелость и прочность пород.	2
	2	<b>Подготовка к практическому занятию № 2.</b> <b>Определение физико-химических свойств пластовых вод.</b> Плотность, вязкость воды. Минерализация. Классификация по содержанию ионов. Водородный показатель. Жесткость воды. Термическая характеристика	2
	3	<b>Подготовка к практическому занятию № 3.</b> <b>Изучение геологического разреза.</b> Построение литолого-стратиграфической колонки. Применение результатов исследования скважин. Геохронологическая шкала.	2



4	<p><b>Подготовка к практическому занятию № 4.</b>  <b>Построение структурной карты по кровле продуктивного пласта.</b>          Структурная карта. Обработка данных полученных при бурении скважин. Изучение геолого-промысловой и нормативной документации.</p>	2
5	<p><b>Подготовка к практическому занятию № 5.</b>  <b>Построение схематического геолого-литологического профиля продуктивных отложений.</b> Проницаемость пород. Характер залегания. Распространение коллектора</p>	2
6	<p><b>Подготовка к практическому занятию № 6.</b>  <b>Изучение энергетического состояния залежи.</b>          Виды пластовой энергии. Преобладающая пластовая энергия. Режим нефтяных залежей.</p>	2
7	<p><b>Подготовка к практическому занятию № 7.</b>  <b>Изучение энергетического состояния залежи (продолжение).</b>          Коэффициент нефтеотдачи. Искусственный и смешанный режимы. Изучение динамики показателей разработки при преобладании различных типов пластовой энергии.</p>	2
8	<p><b>Подготовка к практическому занятию № 8.</b>  <b>Теория упругого режима.</b>          Коэффициент упругости пласта. Определения упругого запаса залежи. Определение упругого запаса для нефтяной и водоносной частей залежи. Определение доли запасов, извлекаемых на режиме естественного истощения.</p>	3
9	<p><b>Подготовка к практическому занятию № 9.</b>  <b>Изучение процесса перераспределения давления в пласте.</b>          Коэффициент сжимаемости скелета породы и флюида, насыщенность. Дифференциальное уравнение потока. Безразмерные гидродинамические параметры.</p>	2
10	<p><b>Подготовка к практическому занятию № 10.</b>  <b>Изучение процесса перераспределения давления в пласте (продолжение).</b>          Упругость скелета породы и флюида. Дифференциальное уравнение пьезопроводности. Взаимосвязь безразмерных и размерных параметров. Достоинства и недостатки.</p>	2
11	<p><b>Подготовка к практическому занятию № 11.</b>  <b>Начальная стадия разработки нефтяного и газового месторождения.</b>          Классификация запасов. Оценка гидродинамических параметров месторождения по данным испытания трех скважин. Фильтрационные параметры. Емкостные параметры</p>	2
12	<p><b>Подготовка к практическому занятию № 12.</b>  <b>Применение уравнения материального баланса при проектировании добычи</b>          Использование уравнения материального баланса. Оценки добычи из залежи, имеющей линзовидную форму.</p>	2
13	<p><b>Подготовка к практическому занятию № 13.</b>  <b>Применение уравнения материального баланса при проектировании добычи (продолжение)</b>          Определение механизма вытеснения. Расчет запасов для пла-</p>	2



		ста, содержащего растворенный газ.	
	14	<b>Подготовка к практическому занятию № 14.</b> <b>Применение уравнения материального баланса при проектировании добычи (продолжение)</b> Адаптация модели водоносного пласта. Использование метода Хавлены-Оуде.	2
	15	<b>Подготовка к практическому занятию № 15.</b> <b>Изучение фильтрационных параметров залежи</b> Проведение и оценка результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Основные виды и предназначение ГДИС. Способы интерпретации	3
	16	<b>Подготовка к практическому занятию № 16.</b> <b>Изучение фильтрационных параметров залежи (продолжение)</b> Метод детерминированных моментов давления (ДМД). Оценка геометрии разломов по результатам базовых ГДИС в оценочных скважинах.	2
	17	<b>Подготовка к практическому занятию № 17.</b> <b>Разработка месторождений с нетрадиционными и трудно-извлекаемыми запасами.</b> Классификация месторождений, содержащих нетрадиционные трудно извлекаемые запасы. Категории трудно-извлекаемых запасов (ТИЗ). Особенности формирования. Условия залегания	3
	18	<b>Подготовка к практическому занятию № 18.</b> <b>Разработка месторождений с нетрадиционными и трудно-извлекаемыми запасами (продолжение).</b> Классификация способов и технологий добычи, применяемых для добычи ТИЗ. Критерии применения. Обоснование выбора того или иного способа добычи ТИЗ и нетрадиционных запасов.	3
	19	Контактная внеаудиторная работа – консультации при подготовке к практическим занятиям	4
		Подготовка к зачету	10
		<b>ИТОГО за семестр:</b>	<b>54</b>
<b>2 семестр</b>			
2	1	<b>Подготовка к практическому занятию № 19.</b> <b>Изучение вытеснения нефти водой.</b> Построение функции Бакли-Левретта. Характеристика потока с помощью функции Бакли-Левретта. Анализ Производной функции Бакли-Левретта.	1
	2	<b>Подготовка к практическому занятию № 20.</b> <b>Изучение вытеснения нефти водой (продолжение).</b> Относительные фазовые проницаемости. Динамика обводнения залежи, характер насыщения. Движение фронта вытеснения нефти водой при различных моделях вытеснения	1
	3	<b>Подготовка к практическому занятию № 21.</b> <b>Водонапорный режим вытеснения нефти из пласта.</b> Использование метода Стайлса. Адаптация и прогнозирования показателей разработки месторождения.	1
	4	<b>Подготовка к практическому занятию № 22.</b>	1



		<b>Водонапорный режим вытеснения нефти из пласта (продолжение).</b> Использование метода Дикстры-Парсонса. Расчет вытеснения.	
	5	<b>Подготовка к практическому занятию № 23.</b> <b>Морские нефтяные месторождения.</b> Разработка месторождений шельфа и на море. Уплотнение пласта. Аномальные показатели давления.	1
	6	<b>Курсовой проект.</b> Проектирование добычи нефти на поздней стадии разработки месторождения с использованием характеристик вытеснения.	32
	7	<b>Контактная внеаудиторная работа.</b> Консультации по курсовому проектированию.	4
3	1	<b>Подготовка к практическому занятию № 24.</b> <b>Изучение энергетического состояния газовой залежи.</b> Изучение динамики технологических показателей разработки при газовом режиме. Изучение динамики технологических показателей разработки при упруговодогазонапорном режиме. Коэффициент газаотдачи.	1
	2	<b>Подготовка к практическому занятию № 25.</b> <b>Разработка газовых и газоконденсатных месторождений.</b> Расчет гипотетической газовой залежи с заданными темпами отбора газа. Применение уравнений движения газа. Теория об удельных объемах дренирования.	1
	3	<b>Подготовка к практическому занятию № 26.</b> <b>Разработка газовых и газоконденсатных месторождений (продолжение).</b> Основные технологические параметры сайклинг-процесса. Условия успешного протекания сайклинг-процесса. Расчет сайклинг-процесса.	1
	4	<b>Подготовка к практическому занятию №27.</b> <b>Разработка газовых и газоконденсатных месторождений (продолжение).</b> Расчет коэффициента охвата по мощности. Применение сайклинг-процесса при разработке месторождений газа и газоконденсата.	1
<b>ИТОГО за семестр</b>			45
<b>ВСЕГО ЧАСОВ:</b>			<b>99</b>

#### 4. ПЕРЕЧЕНЬ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

##### **Форма представления исходного материала для выполнения курсового проекта**

Тематика курсового проекта: «Проектирование добычи нефти на поздней стадии разработки месторождения с использованием характеристик вытеснения».

Студентам выдается индивидуальное задание на курсовой проект. В задании варьируются технологические особенности разработки, проектируемой залежей, осложнения, возникающие при выработке запасов, а также применяются различные методики описания характеристик вытеснения.



Методические указания в т.ч. для самостоятельной работы обучающихся и методические указания для обучающихся по освоению дисциплины приводятся в Приложении 2 и Приложении 3 к рабочей программе.

## **5. ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**

Использование интерактивных образовательных технологий учебным планом по данной дисциплине не предусмотрено.

## **6. ФОРМЫ КОНТРОЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ**

### **6.1. Перечень оценочных средств для текущего контроля освоения дисциплины**

Текущая аттестация студентов производится в дискретные временные интервалы преподавателем, ведущим практические занятия по дисциплине, в форме оценки работы на практических занятиях.

### **6.2. Состав фонда оценочных средств для проведения промежуточной аттестации обучающихся по дисциплине**

Промежуточная аттестация по дисциплине по итогам первого семестра обучения проходит в форме зачета, по итогам второго семестра обучения и в целом по курсу проходит в форме устного экзамена (включает в себя ответ на теоретические вопросы) и защиты курсового проекта.

#### **6.2.1. Перечень вопросов для подготовки к зачету:**

1. Профессиональные обязанности специалистов по разработке.
2. Профессиональная оценка режима месторождения.
3. Основные гидродинамические параметры пластовой системы
4. Способы оценки гидродинамических параметров в начальный период разработки.
5. Оценка запасов и энергетического состояния разработки.
6. Техничко-экономическое обоснование разработки нового месторождения.
7. Аналитические методы проектирования показателей разработки, применяемые в начальной стадии разработки месторождения.
8. Выбор стратегии разработки на первом этапе проектирования.
9. Основные законы и уравнения фильтрации нефти в пласте.
10. Основные законы и уравнения фильтрации газа в пласте.
11. Основные PVT свойства пластовых систем.
12. Определение PVT свойств пластовых систем.
13. Уравнение материального баланса
14. Теория упругого режима разработки залежи
15. Коэффициенты сжимаемости и упругости
16. Вывод уравнения суммарного материального баланса для нефтяных пластов
17. Условия, необходимые для успешного применения уравнения материального баланса.
18. Решение уравнения материального баланса. Метод Хавлены-Оуде
19. Решение уравнения материального баланса для месторождений с различными режимами.
20. Определение гранулометрического состава пород коллекторов.
21. Коэффициент неоднородности. Выветрелость и прочность пород.



22. Плотность, вязкость пластовой воды. Минерализация. Классификация по содержанию ионов.
23. Водородный показатель. Жесткость воды. Термическая характеристика
24. Построение литолого-стратиграфической колонки. Применение результатов исследования скважин.
25. Геохронологическая шкала.
26. Построение структурной карты по кровле продуктивного пласта.
27. Структурная карта. Обработка данных полученных при бурении скважин.
28. Минерализация пластовой воды. Классификация по содержанию ионов.
29. Виды пластовой энергии. Преобладающая пластовая энергия. Режим нефтяных залежей.
30. Изучение динамики показателей разработки при преобладании различных типов пластовой энергии.
31. Коэффициент упругоэластичности пласта. Определения упругого запаса залежи.
32. Коэффициент сжимаемости скелета породы и флюида, насыщенность. Дифференциальное уравнение потока. Безразмерные гидродинамические параметры.
33. Упругоэластичность скелета породы и флюида. Дифференциальное уравнение пьезопроводности.
34. Взаимосвязь безразмерных и размерных параметров. Достоинства и недостатки.
35. Проведение и оценка результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Основные виды и предназначение ГДИС. Способы интерпретации
36. Метод детерминированных моментов давления (ДМД).
37. Оценка геометрии разломов по результатам базовых ГДИС в оценочных скважинах.
38. Разработка месторождений с нетрадиционными и трудно-извлекаемыми запасами. Классификация месторождений, содержащих нетрадиционные трудно извлекаемые запасы.
39. Категории трудно-извлекаемых запасов. Особенности формирования. Условия залегания.
40. Классификация и обоснование применения способов и технологий добычи ТИЗ

### 6.2.2. Перечень вопросов для подготовки к экзамену:

1. Предпосылки организации заводнения.
2. Проектирование водонапорного режима.
3. Современные виды систем заводнения.
4. Способы контроля и совершенствования процессов заводнения
5. Одномерная теория водонапорного режима.
6. Характеристики вытеснения
7. Теория вытеснения Бакли-Левретта.
8. Описание движения фронта вытеснения
9. Математическое описание процесса вытеснения нефти из пласта при водонапорном режиме.
10. Использование относительных фазовых проницаемостей в численных моделях.
11. Проведении аналитического исследования динамики вытеснения нефти водой.
12. Типы неоднородности
13. Влияние на эффективность заводнения факторов неоднородности.
14. Понятие и физический смысл коэффициента вертикального охвата по мощности в неоднородных пластах.
15. Способ оценки коэффициента вертикального охвата по мощности в неоднородных пластах.
16. Оценка влияния неоднородности по методу Стайлса.
17. Оценка влияния неоднородности по методу Дикстры-Парсонса.
18. Метод, основанный на уравнении Вэлджа.



19. Прогнозирование при движении отдельных фаз в потоке.
20. Основные положения и приемы анализа эффективности разработки месторождений.
21. Анализ эффективности разработки месторождения Восточный Техас.
22. Периоды разработки месторождений
23. Месторождения с длительным периодом разработки.
24. Карбонатные коллектора. Характеристика и особенности.
25. Сложно-построенные месторождения в карбонатных коллекторах.
26. Месторождения в регионах Северного моря.
27. Режим уплотнения пласта
28. Основные физические свойства пластовых систем газовых месторождений.
29. Уравнения состояния идеального газа.
30. Уравнения состояния реального газа. Характеристика уравнения Менделеева-Клапейрона.
31. Законы Бойля-Мариотта, Гей-Люссака, Шарля.
32. Свойства и законы движения природного газа.
33. Взаимосвязь параметров в стандартных и пластовых условиях.
34. Концепция материального баланса для газового месторождения.
35. Основы вытеснения нефти газом.
36. Динамика несмешивающегося вытеснения нефти газом.
37. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений.
38. Разработка ретроградных газоконденсатных пластов.
39. Газовый сайклинг-процесс в ретроградных газоконденсатных пластах.
40. Характеристика потока с помощью функции Бакли-Левретта. Анализ Производной функции Бакли-Левретта.
41. Движение фронта вытеснения нефти водой при различных моделях вытеснения
42. Использование метода Стайлса. Адаптация и прогнозирования показателей разработки месторождения.
43. Использование метода Дикстры-Парсонса. Расчет вытеснения.
44. Разработка месторождений шельфа и на море. Уплотнение пласта. Аномальные показатели давления.
45. Динамика технологических показателей разработки при газовом режиме. Коэффициент газаотдачи.
46. Динамика технологических показателей разработки при упруговодогазонапорном режиме. Коэффициент газаотдачи.
47. Основы расчета гипотетической газовой залежи с заданными темпами отбора газа.
48. Основы расчета сайклинг-процесса. Расчет коэффициента охвата по мощности.
49. Применение сайклинг-процесса при разработке месторождений газа и газоконденсата.
50. Классификация запасов нефти и газа.

### 6.2.3. Состав выполнения разделов курсового проекта

Курсовой проект связан с изучением промысловой, научной, учебной, нормативной и другой литературы и с выполнением необходимых расчетов.

Тематика курсового проекта – «Проектирование добычи нефти на поздней стадии разработки месторождения с использованием характеристик вытеснения» – определяется общей направленностью подготовки магистра. Обязательным элементом курсового проекта является расчетно-пояснительная записка. Расчетно-пояснительная записка включает такие структурные части:

- титульный лист;
- задание на курсовой проект;
- содержание;
- введение;



основная (расчетная) часть;  
 обсуждение полученных результатов;  
 заключение (выводы);  
 список использованной литературы и нормативных источников.

Графическая часть курсового проекта может включать в себя в зависимости от задания диаграммы, принципиальные схемы, профили и графики технологических показателей

Задание на курсовой проект выдается преподавателем, ведущим данную дисциплину.

Фонд оценочных средств, перечень заданий для проведения промежуточной аттестации, а также методические указания для проведения промежуточной аттестации приводятся в Приложении 4 к рабочей программе.

## 7. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины

### 7.1. Перечень основной и дополнительной учебной литературы

Таблица 8.

#### Основная литература

№ п/п	Учебник, учебное пособие (приводится библиографическое описание учебника, учебного пособия)	Ресурс НТБ СамГТУ
1.	Палий А.О. Разработка нефтяных месторождений на различных режимах. Учебное пособиеИздательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина 2011г.-165 с.: с ил.ISBN978-5-91961-011-3	Электронная нефтегазовая библиотека РГУ нефти и газа им.Губкина
2.	Л.И.Бережная, Л.В. Колядов Разработка нефтяных месторождений, сбор и подготовка и транспорт продукции Краткий курс. Учебное пособие. Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина 2014 г.-74 с.	Электронная нефтегазовая библиотека РГУ нефти и газа им.Губкина
3.	Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов М- Ижевск Ижевский институт компьютерных исследований 2013 г.-484 с.{ЭБС «IPRbooks» (Рекомендуемые к подключению)}	ЭБС «IPRbooks»

Таблица 9.

#### Дополнительная литература

№ п/п	Учебник, учебное пособие, монография, справочная литература (приводится библиографическое описание)	Ресурс НТБ СамГТУ
1.	Л.П.Дэйк Практический инжиниринг резервуаров Ин-т компьютер.исслед. 2008 г.-667 с. : рис. Табл.- (Б-ка нефтяного инжиниринга)Парал.титул. л.англ.-Библиогр. В конце глав.- ISBN978-5-93972-639-9 ( в пер.): 1620.00р.	Электронный каталог НТБ СамГТУ
2.	Гиматудинов Ш.К., Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений Недра 1988 г. 302 с. : ил.-Библиогр.: с.299	Электронный каталог НТБ СамГТУ
3.	Ю.П. Желтов 2-е изд. перераб. и доп. Разработка нефтяных месторождений Недра 1998 г.-365 с.: ил.: граф.- Библиогр.: с 359- ISBN 5-247-03806-1 (в пер.): 31.00 р.	Электронный каталог НТБ СамГТУ

## 7.2. Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

- <http://elibrary.ru/defaultx.asp> - НЭБ - Научная электронная библиотека;  
<https://www.onepetro.org/> - Электронный ресурс Social Petroleum Engineering;  
<http://www.sciencedirect.com/> - Электронный ресурс ScienceDirect;  
<http://www.scopus.com/> - Scopus база данных рефератов и цитирования;  
<http://link.springer.com/> - Мировая интерактивная база данных SpringerLink;  
<http://www.taylorandfrancis.com/info/permissions/> - международное книжное издательство;
- <http://www.ngv.ru/> - Журнал "Нефтегазовая вертикаль";  
<http://www.oil-industry.ru/> - Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство»;
- <http://www.tehлит.ru/> - ГОСТ. Техническая литература;  
<http://www.knigafund.ru/> - Электронная библиотечная система «КнигаФонд»;  
<http://e.lanbook.com/> - Электронная библиотечная система «Лань»;  
<http://www.iprbookshop.ru/> - Электронная библиотечная система IPRbooks;  
<http://elib.gubkin.ru/> - Электронная нефтегазовая библиотека РГУ нефти и газа им. Губкина;
- <http://irbis.samgtu.local/> - Электронная библиотека трудов сотрудников СамГТУ.  
 Сайты научно-технической библиотеки ФГБОУ СамГТУ  
 Роспатент

## 8. МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

### 1. Лекционные занятия:

- комплект электронных презентаций/слайдов;
- аудитория, оснащенная презентационной техникой (проектор, экран, компьютер / ноутбук, интерактивная доска);

### 2. Практические занятия:

- аудитория, оснащенная презентационной техникой (проектор, экран, компьютер / ноутбук, интерактивная доска);
- компьютерный класс на 10 посадочных мест;
- пакеты ПО общего назначения;
- наличие справочников и литературы по темам практических занятий.

### 3. Прочее:

- рабочее место преподавателя, оснащенное компьютером с доступом в Интернет;
- ресурсы НТБ СамГТУ;
- ресурсы ИВЦ СамГТУ.



**Дополнения и изменения в рабочей программе  
дисциплины на 20\_\_/20\_\_ уч.г.**

Внесенные изменения на 20\_\_/20\_\_ учебный год

УТВЕРЖДАЮ

\_\_\_\_\_  
(подпись, расшифровка подписи)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20... г

В рабочую программу вносятся следующие изменения:

- 1) .....
- 2) .....

или делается отметка о нецелесообразности внесения каких-либо изменений на данный учебный год

Рабочая программа пересмотрена на заседании кафедры

\_\_\_\_\_  
(дата, номер протокола заседания кафедры, подпись зав. кафедрой).

ОДОБРЕНА на заседании методической комиссии факультета " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г."

Эксперты методической комиссии по УГНП

\_\_\_\_\_  
*шифр наименование личная подпись расшифровка подписи дата*

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий выпускающей кафедрой

\_\_\_\_\_  
*наименование кафедры личная подпись расшифровка подписи дата*

Декан

\_\_\_\_\_  
*наименование факультета, где производится обучение, личная подпись расшифровка подписи дата*

Начальник УВО

\_\_\_\_\_  
*личная подпись расшифровка подписи дата*

### Аннотация рабочей программы

Дисциплина «Разработка нефтяных месторождений» относится к вариативной или базовой части (обязательные дисциплины или дисциплины по выбору) блока 1 учебного плана направления подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело», магистерской программы «Разработка нефтяных месторождений». Дисциплина реализуется на нефтетехнологическом факультете Самарского государственного технического университета кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Дисциплина нацелена на формирование профессиональных компетенций:

ПК-6 «Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности»;

ПК-7 «Способность применять методологию проектирования».

Содержание дисциплины охватывает круг вопросов, связанных с теорией и практикой применения и проектирования различных технологий и использования методов и способов обеспечения и сопровождения процессов разработки месторождений углеводородов.

Преподавание дисциплины предусматривает следующие формы организации учебного процесса: лекции, практические занятия, самостоятельная работа студента, курсовой проект, консультации.

Программой дисциплины предусмотрены следующие виды контроля: текущий контроль успеваемости в форме оценки работы на практических занятиях и/или лабораторных и промежуточный контроль в форме зачета с оценкой в 1-ом семестре и устного экзамена и защиты курсового проекта во 2-ом семестре.

Общая трудоемкость освоения дисциплины составляет 8 зачетных единиц, 288 часов. Программой дисциплины предусмотрены лекции – 54 часов, практические занятия – 108 часов, 126\* часов самостоятельной работы студента, в том числе 36 часов – курсовой проект, 8 часов – контактная внеаудиторная работа (4 часа консультаций при подготовке к практическим занятиям, 4 часа консультаций по курсовому проекту) и 27 часов для подготовки к экзамену.



## **МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЕ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ «РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»**

### **1. Виды самостоятельной работы по дисциплине**

Целью самостоятельной работы по дисциплине является выполнение магистрантами большой индивидуальной работы, связанной с осмыслением теоретического материала по темам лекций и практических занятий, с умением использовать теоретические знания при решении задач на практических занятиях, при выполнении курсовой работы и т.п.

В образовательном процессе СамГТУ применяются два вида самостоятельной работы:

- аудиторная – под руководством преподавателя и по его заданию;
- внеаудиторная – по заданию преподавателя, но без его непосредственного участия.

В рамках дисциплины предусмотрено выполнение самостоятельной работы **без участия преподавателей**:

- подготовка к зачету с оценкой;
- подготовка к практическим занятиям;
- выполнение курсового проекта (работы).

Контроль выполнения самостоятельной работы осуществляется путем устных опросов на практических занятиях. Кроме того, учебным планом и рабочей программой предусмотрена внеаудиторная контактная самостоятельная работа в форме консультаций при подготовке к практическим занятиям и по курсовому проектированию.

### **2. Подготовка к практическим занятиям**

#### 2.1. Общие сведения

Подготовка к практическим занятиям предполагает проработку теоретического материала по лекциям, учебниками, первоисточниками, дополнительной литературе, периодическим изданиям, ресурсам сети Интернет и проч.

При изучении нового материала на лекциях, освещаются наиболее важные и сложные вопросы учебной дисциплины, вводится новый фактический материал. Поэтому к каждому практическому занятию студенты готовятся по следующей схеме:

- разобраться с основными положениями соответствующей темы, разобранными на лекциях;
- найти и изучить дополнительный материал по соответствующей теме по учебникам, первоисточникам, дополнительной литературе, периодическим изданиям, ресурсам сети Интернет и проч.

Работа с дополнительной учебной и научной литературой включает в себя составление плана текста; графическое изображение структуры текста; конспектирование текста; выписки из текста; работу со словарями и справочниками; ознакомление с нормативными документами; конспектирование научных статей заданной тематики.

#### 2.2. Перечень тем для подготовки к практическим занятиям

**Подготовка к практическому занятию № 1. «Изучение механических свойств пород коллекторов».**

1. Способы определения гранулометрического состава пород коллекторов.
2. Влияние коэффициента неоднородности и выветрелости горных пород на процессы добычи.

**Подготовка к практическому занятию № 2. «Определение физико-химических свойств пластовых вод».**

1. Способы изучения плотности, вязкости пластовых вод. Минерализация.
2. Классификация по содержанию ионов.
3. Водородный показатель. Жесткость воды. Термическая характеристика.

**Подготовка к практическому занятию № 3. «Изучение геологического разреза».**

1. Способы построения литолого-стратиграфической колонки.
2. Применение результатов исследования скважин.
3. Принципы построения геохронологической шкалы местности.

**Подготовка к практическому занятию № 4. «Построение структурной карты по кровле продуктивного пласта».**

1. Способы получения исходной информации для построения структурных карт.
2. Методы обработки данных полученных при бурении скважин.
3. Основные типы и предназначение геолого-промысловой и нормативной документации.

**Подготовка к практическому занятию № 5. «Построение схематического геолого-литологического профиля продуктивных отложений».**

1. Виды и способы определения проницаемости горных пород.
2. Виды и способы определения характера залегания горных пород.
3. Виды и способы определения распространения коллектора.

**Подготовка к практическому занятию № 6. «Изучение энергетического состояния залежи».**

1. Виды и способы изучения пластовой энергии.
2. Определение преобладающего типа пластовой энергии.
3. Особенности режимов разработки нефтяных залежей.

**Подготовка к практическому занятию № 7. «Изучение энергетического состояния залежи (продолжение)».**

1. Определение коэффициента нефтеотдачи.
2. Особенности искусственного и смешанного режимов добычи.
3. Основные особенности динамики показателей разработки при преобладании различных типов пластовой энергии.

**Подготовка к практическому занятию № 8. «Теория упругого режима».**

1. Способы определения и физический смысл Коэффициент упругости пласта.
2. Определение упругого запаса для нефтяной и водоносной частей залежи.
3. Определение доли запасов, извлекаемых на режиме естественного истощения.

**Подготовка к практическому занятию № 9. «Изучение процесса перераспределения давления в пласте».**

1. Способы и методы определения, физический смысл коэффициента сжимаемости скелета породы и флюида, характера насыщенности горных пород.
2. Предназначение и физический смысл дифференциального уравнение потока.
3. Понятие и физический смысл безразмерных гидродинамических параметров.

**Подготовка к практическому занятию № 10. «Изучение процесса перераспределения давления в пласте (продолжение)»**

1. Понятие и определение упругости скелета породы и флюида.
2. Дифференциальное уравнение пьезопроводности.
3. Взаимосвязь безразмерных и размерных параметров. Достоинства и недостатки.

**Подготовка к практическому занятию № 11. «Начальная стадия разработки нефтяного и газового месторождения».**

1. Классификация запасов.
2. Оценка и определение гидродинамических параметров месторождения по данным испытания трех скважин.
3. Понятие и определение фильтрационных параметров.
4. Понятие и определение емкостных параметров.



**Подготовка к практическому занятию № 12. «Применение уравнения материального баланса при проектировании добычи».**

1. Применение уравнения материального баланса.
2. Способы и методы оценки добычи из залежи, имеющей линзовидную форму.

**Подготовка к практическому занятию № 13. «Применение уравнения материального баланса при проектировании добычи (продолжение)»**

1. Определение механизма вытеснения.
2. Расчет запасов для пласта, содержащего растворенный газ.

**Подготовка к практическому занятию № 14. «Применение уравнения материального баланса при проектировании добычи (продолжение)»**

1. Адаптация модели водоносного пласта.
2. Использование метода Хавлены-Оуде.

**Подготовка к практическому занятию № 15. «Изучение фильтрационных параметров залежи».**

1. Проведение и оценка результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС).
2. Основные виды и предназначение ГДИС.
3. Способы интерпретации

**Подготовка к практическому занятию № 16. «Изучение фильтрационных параметров залежи (продолжение)»**

1. Метод детерминированных моментов давления (ДМД).
2. Оценка геометрии разломов по результатам базовых ГДИС в оценочных скважинах.

**Подготовка к практическому занятию № 17. «Разработка месторождений с нетрадиционными и трудно-извлекаемыми запасами».**

1. Классификация месторождений, содержащих нетрадиционные трудно извлекаемые запасы.
2. Категории трудно-извлекаемых запасов (ТИЗ).
3. Особенности формирования и условия залегания ТИЗ.

**Подготовка к практическому занятию № 18. «Разработка месторождений с нетрадиционными и трудно-извлекаемыми запасами (продолжение)».**

1. Классификация способов и технологий добычи, применяемых для добычи ТИЗ.
2. Критерии применения технологий для добычи ТИЗ.
3. Обоснование выбора того или иного способа добычи ТИЗ и нетрадиционных запасов.

**Подготовка к практическому занятию № 19. «Изучение вытеснения нефти водой».**

1. Характеристика и построение функции Бакли-Левверетта.
2. Характеристика потока с помощью функции Бакли-Левверетта.
3. Анализ производной функции Бакли-Левверетта.

**Подготовка к практическому занятию № 20. «Изучение вытеснения нефти водой (продолжение)».**

1. Относительные фазовые проницаемости.
2. Описание динамика обводнения залежи, характер насыщения.
3. Движение фронта вытеснения нефти водой при различных моделях вытеснения.

**Подготовка к практическому занятию № 21. «Водонапорный режим вытеснения нефти из пласта».**

1. Использование метода Стайлса.
2. Адаптация и прогнозирования показателей разработки месторождения.

**Подготовка к практическому занятию № 22. «Водонапорный режим вытеснения нефти из пласта (продолжение)».**

1. Использование метода Дикстры-Парсонса.
2. Расчет вытеснения.

**Подготовка к практическому занятию № 23. «Морские нефтяные месторождения».**

1. Разработка месторождений шельфа и на море.

2. Уплотнение пласта.
3. Аномальные показатели давления.

**Подготовка к практическому занятию № 24. «Изучение энергетического состояния газовой залежи».**

1. Характеристика динамики технологических показателей разработки при газовом режиме.
2. Характеристика динамики технологических показателей разработки при упруговодогазонапорном режиме.
3. Коэффициент газаотдачи.

**Подготовка к практическому занятию № 25. «Разработка газовых и газоконденсатных месторождений».**

1. Проектирование и прогнозирование разработки гипотетической газовой залежи с заданными темпами отбора газа.
2. Применение уравнений движения газа.
3. Теория об удельных объемах дренирования.

**Подготовка к практическому занятию № 26. «Разработка газовых и газоконденсатных месторождений (продолжение)».**

1. Основные технологические параметры сайклинг-процесса.
2. Условия успешного протекания сайклинг-процесса.
3. Расчет сайклинг-процесса.

**Подготовка к практическому занятию №27. «Разработка газовых и газоконденсатных месторождений (продолжение)».**

1. Расчет коэффициента охвата по мощности.
2. Применение сайклинг-процесса при разработке месторождений газа и газоконденсата.

Подробный перечень дидактических единиц по рассматриваемым вопросам приведён в разделе 3.2 Рабочей программы. Данные вопросы включены в Перечень вопросов для подготовки к экзамену или зачету по дисциплине, приводимый в разделе 6.2 Рабочей программы.

**2.3. Требования к представлению и оформлению результатов подготовки к практическим занятиям**

Результатом выполненной самостоятельной работы по подготовке к практическим занятиям по дисциплине является, в первую очередь, конспект (краткое изложение) изученного теоретического материала по темам практических занятий. Особых требований к оформлению конспекта нет, кроме соответствия представленного материала вопросам для подготовки к практическим занятиям.

Одним из видов представления результатов выполнения самостоятельной работы, позволяющей студенту более полно освоить учебный материал, является подготовка сообщений (докладов) по темам практических занятий. Для иллюстрации текста доклада рекомендуется создание презентации. Создание презентации состоит из трех этапов:

- планирование презентации – многошаговая процедура, включающая определение целей, изучение аудитории, формирование структуры и логики подачи материала;
- разработка презентации – методологические особенности подготовки слайдов презентации, включая вертикальную и горизонтальную логику, содержание и соотношение текстовой и графической информации;
- репетиция презентации – проверка и отладка созданной презентации.

Подготовка доклада и презентации производится по инициативе самого обучающегося.



### **3. Методические рекомендации по выполнению курсового проекта.**

Прогнозирование технологических показателей разработки месторождений нефти с использованием характеристик вытеснения служит базой для проектирования добычи и является неотъемлемой частью контроля над разработкой и эксплуатацией месторождений, находящихся на поздней стадии.

Основной целью такого анализа является оценка существующей системы разработки, которая проводится путем изучения технологических показателей по средствам составления прогноза добычи по базовому варианту на перспективный период при условии постоянства сложившейся системы добычи. В результате определяется потенциальная степень выработки извлекаемых запасов и принимается решение о необходимости внедрения методов контроля и регулирования добычи. Улучшить технологические показатели можно путем применения различных методов повышения нефтеотдачи. В большей степени технологические показатели зависят от геолого-физической характеристики залежи, причем определяющим является, размер, форма залежи ее неоднородность, а также коллекторские свойства породы и физико-химические свойства вмещаемых флюидов.

На основе данного анализа делаются выводы об эффективности сложившейся системы разработки и выдаются рекомендации по ее усовершенствованию.

### **ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Целью курсового проекта (КП) является закрепление знаний, полученных студентами в процессе изучения данной дисциплины; ознакомление магистрантов с понятием характеристик вытеснения и спецификой их применения при выполнении промысловых расчетов при проектировании добычи.

Основной задачей курсового проекта является подготовка магистрантов к выполнению выпускной квалификационной работы.

Курсовой проект состоит из пояснительной записки с расчетами и графической частью. Пояснительная записка состоит из трех основных частей: геологической, технологической и технической.

Изложение пояснительной записки должно быть технически грамотным, четким и сжатым и строиться на фактическом материале. Графическая часть должна включать не менее трех листов формата А1, а также должна быть продублирована на листах формата А4 в приложениях к пояснительной записке.

Порядок оформления Курсового Проекта следующий:

1. Титульный лист
2. Реферат (должен быть на одном листе; нумеруется, но номер страницы не проставляется)
3. Содержание
4. Введение
5. Геологическая часть
6. Технологическая часть
7. Заключение
8. Литературный обзор
9. Список используемых источников

#### **3.1. Рекомендации по выполнению геологической части курсового проекта**

##### **1.1 Общие сведения о месторождении**

Указывается географическое и административное положение месторождения, ближайшие населенные пункты, железнодорожные станции, автомобильные дороги и расстояния до них. Характеризуются природно-климатические условия. Приобщается обзорная карта-схема расположения месторождения.





величин + \_\_\_\_\_ - + \_\_\_\_\_ м, к юго-востоку рельеф понижается. Наиболее высокие отметки принадлежат \_\_\_\_\_.

Климат района континентальный: с сухим жарким летом и холодной зимой. Абсолютно – высокая температура +31,9<sup>0</sup> С отмечается в июне, абсолютно – низкая –29,1<sup>0</sup> С в декабре. Максимальное количество осадков отмечается в период от ноября до мая месяца от 29 до 50 мм ежемесячно. Минимальное количество осадков было отмечено в июне месяце, не превышающее 3,2 мм. А всего в году выпадает 522мм осадков. Толщина снегового покрова не превышает 32 см. Число дней со снеговым покровом 137. Продолжительность безморозного периода 108 дней.

### 1.3 Стратиграфия

Приводится литолого-стратиграфическое описание всего разреза отложений по данному месторождению, начиная от кристаллического фундамента до современных.

#### *Пример 1.3 Стратиграфия*

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения бавлинской серии, девона, каменноугольной, пермской, четвертичной систем, которые представлены как терригенными, так и карбонатными породами.

Залежи углеводородов \_\_\_\_\_ - месторождения залегают в терригенных отложениях визейского яруса нижнего карбона (пласты С<sub>2</sub>, С<sub>3</sub> и С<sub>4</sub> радаевского горизонта), а также тиманского и пашийского горизонтов верхнего девона (пл. Дк и Д<sub>1</sub>).

Бавлинская серия представлена в нижней части разреза переслаиванием красно-бурых, палеовшпатовых песчаников и гравелитов. В верхней части бавлинской серии преобладают серые и светло-зеленые песчаники и гравелиты. Вскрытая мощность отложений составляет \_\_\_\_\_ м.

#### **Девонская система**

Средний отдел (живетский ярус) представлен воробьевским, ардатовским и муллинским горизонтами.

Воробьевский горизонт представлен аргиллитами и песчаниками светло-серыми с прослоями глин. Мощность \_\_\_\_\_ м.

Ардатовский горизонт сложен песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми и алевролитами серыми, глинистыми. Встречаются маломощные прослои глин и известняков темно-серых. Мощность отложений составляет \_\_\_\_\_ м.

Муллинский горизонт представлен глинами зеленовато-серыми, плотными и алевролитами глинистыми темно-серыми. Мощность \_\_\_\_\_ м.

Верхний отдел представлен франским и фаменским ярусами.

Франский ярус включает в себя отложения пашийского, тиманского горизонтов, саргаевского и семилукского горизонтов.

Пашийский горизонт представлен в основном кварцевыми песчаниками, мелкозернистыми, алевролитами кварцевыми, светлосерыми и маломощными прослоями глин. Нефтяная залежь пласта Д<sub>1</sub> приурочена к песчаным прослоям в его кровельной части. Мощность горизонта \_\_\_\_\_ м.

Тиманский горизонт преимущественно сложен мергелями и глинами, в нижней части разреза – известняками плотными, алевролитами и в незначительной степени песчаниками. Небольшая залежь пласта Дк сформировалась в песчаном теле, имеющем локальное распространение. Мощность горизонта \_\_\_\_\_ м.

Саргаевский горизонт сложен мергелями темно-серыми, плотными с прослоями известняков серых, иногда глинистых. Мощность \_\_\_\_\_ м.

Семилукский горизонт представлен известняками серыми и темно-серыми, плотными, с прослоями доломитов и мергелей. Мощность \_\_\_\_\_ м.

Выше по разрезу залегают известняки верхнефранского подъяруса общей мощностью \_\_\_\_\_ м.

Фаменский ярус представлен доломитами и известняками серыми, плотными, крепкими.

#### **Каменноугольная система**

Нижний отдел представлен турнейским, визейским и серпуховским ярусами.

Турнейский ярус сложен, в основном, известняками серыми с прослоями доломита и мергеля. Мощность \_\_\_\_\_ м.

#### Визейский ярус

Нижний отдел

Кожимский надгоризонт

Косьвинский горизонт представлен глинами темносерыми, плотными, которые в верх по разрезу опесчаниваются. В гравельной своей части горизонт представлен алевролитами и песчаниками серыми, мелкозернистыми. Мощность отложений составляет \_\_\_\_\_ м.

Радаевский горизонт представлен чередованием песчаных и глинистых разностей. Песчаники, в основном, кварцевые, мелкозернистые, от светло-серых до бурых, пористые; глины алевролитистые, углистые с прослоями сидерита темно-серого плотного, трещиноватого.

К песчаным прослоям горизонта приурочены нефтегазоносные пласты С<sub>4</sub>, С<sub>3</sub> и С<sub>2</sub>. Мощность радаевских отложений колеблется от \_\_\_ до \_\_\_ м.

Бобриковский горизонт сложен переслаивающимися между собой песчаниками кварцевыми, серыми, иногда бурыми, алевролитами кварцевыми, слюдястыми и глинами темно-серыми, алевролитистыми, с включениями углистого материала.

С песчаными отложениями данного горизонта связана нефтеносность пластов (пачек) С<sub>1</sub><sup>а</sup>, С<sub>1</sub> и С<sub>1</sub>', однако промышленная ценность этих отложений к настоящему времени не доказана. Мощность отложений \_\_\_\_\_ м.

Тульский горизонт представлен: в нижней части чередованием известняков темно-серых, плотных, алевролитов темно-серых, тонкослоистых и мергелей серых, плотных; в верхней части известняками и доломитами темно-серыми, скрытокристаллическими, глинистыми. Мощность \_\_\_\_\_ м.

Выше по разрезу залегают породы окского надгоризонта, представленные доломитами серыми крепкими с прослоями известняков общей мощностью \_\_\_\_\_ м.

Далее вверх по разрезу залегают нижний и верхний отделы каменноугольных отложений, а также породы пермской и четвертичной систем.

Таким образом, стратиграфический разрез N-ского месторождения полностью согласуется с региональными закономерностями, установленными для данного района. Осадочный чехол достоверно разделяется на слои и ритмы пород.

Продуктивные пласты Д<sub>к</sub> и Д<sub>1</sub> приурочены к отложениям верхнего девона, пласты С<sub>2</sub>, С<sub>3</sub> и С<sub>4</sub> связаны с породами нижнего этажа каменноугольной системы.

#### **1.4 Коллекторские свойства пласта и нефтегазоводоносность.**

Раздел включает характеристику коллекторских свойств пород, (пористость, проницаемость). Характеризуется неоднородность пласта. Приводятся коэффициенты песчаности и расчлененности.

Коллекторские свойства пластов: наиболее важными являются пористость, проницаемость, нефтенасыщенность. Пористость определяет запасы нефти и газа в залежи. Проницаемость способствует пропусканию жидкости под действием перепада давления. Нефтенасыщенность это содержание в породах нефти, газа и воды. Нефтенасыщенность меньше 0,7, способствует появлению воды в продукции скважин с начала эксплуатации. Знание проницаемости необходимо для проведения ГТМ и является важным фактором от которого зависит коэффициент нефтеотдачи пластов - КИН).

Литологический состав залежи, также играет важную роль. Терригенный, сложенный в основном песками; карбонатный, состоящий из плотных непроницаемых пород, таких как известняки, доломиты. Знание литологического состава необходимо для правильного проведения геолого-технологических мероприятий. Например, для карбонатных пород



необходимы очистки призабойных зон соляной кислотой. Для терригенных пород соляной и плавиковой.

#### **Пример 1.4 Коллекторские свойства пласта и нефтегазоводоносность**

В составе \_\_\_\_\_ месторождения выделяется \_\_\_\_\_ купола: \_\_\_\_\_.

В кровельной части отложений бобринского горизонта выделяется нефтенасыщенный пласт Б<sub>2</sub>, сложенный песчаниками кварцевыми, в основном мелкозернистыми, реже разномзернистыми, участками алевритистыми, в различной степени отсортированными, разделенными более плотными породами (в основном алевритами и глинами). Покрышкой залежи служат известняки темно-серые, расположенные в нижней части отложений тульского горизонта (репер «плита») и глинистые породы верхней части бобринского горизонта. Полного замещения коллекторов непроницаемыми породами ни в одной скважине не наблюдается.

\_\_\_\_\_ купол.

Пласт залегает на глубине \_\_\_\_\_ м. Общая толщина пласта изменяется от \_\_\_\_\_ м (скв. № \_\_\_\_\_) до \_\_\_\_\_ м (скв. № \_\_\_\_\_). Эффективная толщина меняется от \_\_\_\_\_ м в скв. № \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_ м в скв. № \_\_\_\_\_ м. В контуре нефтеносности пласт состоит из \_\_\_\_\_ проницаемых пропластков мощностью от \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_. Мощность плотных пропластков изменяется \_\_\_\_\_ м.

В нефтенасыщенной части пласта, в основном, представлен монолитным или слабо расчленённым по мощности высокопроницаемым песчаником. Общая нефтенасыщенная толщина пласта меняется от \_\_\_\_\_ (скв. № \_\_\_\_\_) до \_\_\_\_\_ м (скв. № \_\_\_\_\_). Эффективная нефтенасыщенная толщина меняется от \_\_\_\_\_ м в скв. № \_\_\_\_\_ и достигает \_\_\_\_\_ м. Количество нефтенасыщенных прослоев варьирует от \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_, их мощность изменяется от \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_ м. Мощность плотных прослоев изменяется от \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_ м. Коэффициент песчаности \_\_\_\_\_, расчленённость \_\_\_\_\_.

Промышленная нефтеносность пласта доказана опробованием ряда скважин, в результате опробования получены притоки нефти дебитом от \_\_\_\_\_ м<sup>3</sup>/сут (скв. \_\_\_\_\_) до \_\_\_\_\_ м<sup>3</sup>/сут (скв. \_\_\_\_\_).

Положение ВНК (водо-нефтяного контакта) установлено по комплексу ГИС (геолого-физических исследований скважин) с учетом данных керна и результатам опробования в колонне.

Притоки безводной нефти получены на абсолютных отметках от минус \_\_\_\_\_ м в скважине № \_\_\_\_\_ до минус \_\_\_\_\_ м в скважине № \_\_\_\_\_. Водонефтяной контакт фиксируется в диапазоне абс. отметок от минус \_\_\_\_\_ (скв. \_\_\_\_\_) до минус \_\_\_\_\_ (скв. \_\_\_\_\_).

На основании вышеизложенного, положение водонефтяного контакта, как и принято на абс. отметке минус \_\_\_\_\_ м.

Залежь по типу является неполнопластовой. Размер залежи \_\_\_\_\_ х \_\_\_\_\_ км, этаж нефтеносности \_\_\_\_\_ м. Разработка \_\_\_\_\_ купола осуществляется с \_\_\_\_\_ года.

Все данные сведены в таблицы I. \_\_\_\_\_ и I. \_\_\_\_\_.

Таблица 1. \_\_\_\_\_  
**Характеристика коллекторских свойств пласта X \_\_\_\_\_ месторождения, \_\_\_\_\_**  
**купол (определение пористости и проницаемости)**

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Пористость, доли ед.
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.		
	Количество определений, шт.		
	Среднее значение		
	Коэффициент вариации, доли ед.		
	Интервал изменения		
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		
	Количество определений, шт.		
	Среднее значение		
	Коэффициент вариации, доли ед.		
	Интервал изменения		
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.		
	Количество определений, шт.		
	Среднее значение		
	Коэффициент вариации, доли ед.		
	Интервал изменения		
Принятые при проектировании параметры		при значения	



Таблица 1 \_\_\_\_\_

**Характеристика коллекторских свойств пласта X \_\_\_\_\_ месторождения, \_\_\_\_\_****купол**

Средняя глубина, м	Тип залежи	Тип коллектора	Абсолютная отметка ВНК, м	Средневзвешенная нефтенас. толщ., м	Коэф. песчанистости	Коэф. расчленённости	Нач. Рпл, атм

Промышленное скопление нефти приурочено к пласту X бобриковского горизонта.

Нефтегазоводоносность пласта X \_\_\_\_\_ месторождения рассматриваемого \_\_\_\_\_ купола согласно геофизическим исследованиям скважин представлена в таблице 1. \_\_\_\_\_

Таблица 1. \_\_\_\_\_

**Нефтегазоводонасыщенность пласта X \_\_\_\_\_ месторождения, Центральный****купол**

Наименование	Начальная		Насыщенность связанной водой, доли ед.
	нефтенасыщенность, доли ед.	газонасыщенность, м <sup>3</sup> /т.	
Количество скважин, шт.			
Количество определений, шт.			
Среднее значение			
Принятые при проектировании значения параметров			

**1.5 Физико-химические свойства нефти, газа и воды**

В данном разделе необходимо привести основные свойства нефти газа и воды основываясь на данных проектных документов.

Важными характеристиками являются: вязкость нефти, на которую затрачивается основная часть энергии при движении жидкостей по пласту, наличие парафина, асфальтенов, смол, которые носят общее название АСПО (асфальтосмолистопарафиновые отложения), способствующие осаждению их в призабойной зоне, на оборудовании и трубопроводах. Учет этих параметров, при разработке месторождений, необходим для своевременного проведения ГТМ (геолого-технических мероприятий), способствующих достижению проектного КИН (коэффициента нефтеизвлечения).

**Пример 1.5 Физико-химические свойства нефти, газа и воды**

Нефти залежей верхнего девона относятся к тяжелым/легким (плотность в пластовых условиях более \_\_\_\_\_ г/см<sup>3</sup>), с вязкостью в пластовых условиях \_\_\_\_\_ мПа\*с, с давлением насыщения (\_\_\_\_ - \_\_\_\_ МПа) и газосодержанием на уровне \_\_\_\_\_ м<sup>3</sup>/т (таблица 1. \_\_\_\_\_).

Таблица 1. \_\_\_\_\_  
Свойства нефти и воды \_\_\_\_\_ месторождения пласта X

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
Пласт X				
а) Нефть				
Давление насыщения нефти, МПа				
Газосодержание при однократном разгазировании, м <sup>3</sup> /т				
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.				
Газосодержание при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /т				
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, д. ед.				
Плотность, кг/м <sup>3</sup>				
Вязкость, мПа*с				
Температура насыщения парафином, °С				
Б) вода				
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т				
- в т.ч. сероводорода, м <sup>3</sup> /т				
Объемный коэффициент, доли ед.				
Общая минерализация, г/л				
Плотность, кг/м <sup>3</sup>				

По товарной характеристике нефть высокосернистая (\_\_\_ %), смолистая (смолянистая) (\_\_\_ % вес.), парафинистая (\_\_\_ %). Выход светлых фракций при разгонке до 300°С – \_\_\_ %. В поверхностных условиях средняя величина плотности нефти составляет \_\_\_ кг/м<sup>3</sup>, средняя вязкость сепарированной нефти при 20°С – \_\_\_ мПа\*с.

Растворенный в нефти газ жирный, содержит \_\_\_ % метана, \_\_\_ % углекислого газа и \_\_\_ % азота, без признаков сероводорода (таблица 1.\_\_\_\_). Отношение этана к пропану меньше единицы, что характерно для газа нефтяных залежей.

Воды пласта X охарактеризованы по единичной пробе, отобранной из скв\_\_\_\_. По результатам исследования этой пробы воды девонских отложения относятся к высокометаморфизованным рассолам хлоркальциевого типа. Плотность вод составляет \_\_\_ г/см<sup>3</sup>, минерализация – порядка \_\_\_ г/л, вязкость при пластовой температуре – \_\_\_ мПа\*с, объемный коэффициент – \_\_\_\_\_.



Таблица 1. \_\_\_\_\_

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти месторождения пласта X

Наименование		Пласт X			
		количество исследованных		диапазон изменения	среднее значение
		скважин	проб		
Вязкость динамическая, мПа*с					
при 20 °С					
при 50 °С					
Вязкость кинематическая, м <sup>2</sup> /с					
при 20 °С					
при 50 °С					
Температура застывания, °С					
Температура насыщения парафином, °С					
Массовое содержание, %	Серы				
	Смол силикагелевых				
	Асфальтенов				
	Парафинов				
	Солей				
	Воды				
	Мехпримесей				
Температура плавления парафина, °С					
Объемный выход фракций, %	н.к.				
	до 150 °С				
	до 200 °С				
	до 300 °С				
	до 350 °С				
Классификация нефти		тяжелая, высокосернистая, смолистая, парафинистая			

Таблица 1 \_\_\_\_\_

Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти месторождения пласта X

Наименование параметра	_____ купол				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, %					
- сероводород					
- углекислый газ					
- азот + редкие					
в т.ч. гелий					
- метан					

Наименование параметра	_____ купол				пластовая нефть
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, %					
- этан					
- пропан					
- изобутан					
- н. бутан					
- изопентан					
- н. пентан					
- гексаны					
- гептаны					
- октаны					
- остаток (C <sub>8</sub> +высшие)					
Молекулярная масса					
Плотность:					
- газа, кг/м <sup>3</sup>					
- газа относительная (по воздуху), доли ед.					
- нефти, кг/м <sup>3</sup>					

Сводная геолого-физическая характеристика залежи приводится в таблице 1. \_\_\_\_\_

Таблица 1. \_\_\_\_\_

**Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов  
Месторождения 0**

Параметры	Пласты		
	1	2	3
Средняя глубина залегания, м			
Тип залежи			
Тип коллектора			
Площадь нефтегазоносности, тыс. м <sup>2</sup>			
Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м			
Пористость, %			
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.			
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>			
Коэффициент песчанистости, доли ед.			
Коэффициент расчлененности, доли ед.			
Начальная пластовая температура, °С			



Начальное пластовое давление,	МПа			
Вязкость нефти в пластовых условиях,	мПа·с			
Плотность нефти в пластовых условиях,	г/см <sup>3</sup>			
Плотность нефти в поверхностных условиях,	г/см <sup>3</sup>			
Абсолютная отметка ВНК,	м			
Объемный коэффициент нефти,	доли ед.			
Пересчетный коэффициент,	доли ед.			
Содержание серы в нефти,	%			
Содержание парафина в нефти,	%			
Давление насыщения нефти газом,	МПа			
Газосодержание нефти,	м <sup>3</sup> /т			
Газовый фактор,	м <sup>3</sup> /т			
Вязкость воды в пластовых условиях,	мПа·с			
Плотность воды в пластовых условиях,	г/см <sup>3</sup>			
Плотность воды в стандартных условиях,	г/см <sup>3</sup>			
Начальные геологические запасы нефти,	млн.			
Начальные извлекаемые запасы нефти,	млн. т			
Плотность газа по воздуху,	доли ед.			
Коэффициенты сжимаемости, 10 <sup>-5</sup> 1/МПа				
	нефти			
	воды			
	пористой среды			

### 1.6 Подсчет запасов нефти и газа \_\_\_\_\_ месторождения

В разделе приводятся необходимые для подсчета параметры, и по ним рассчитываются балансовые, извлекаемые и остаточные запасы нефти и растворенного газа. В качестве примера приведен подсчет объемным методом однако студент вправе использовать более совершенные методы подсчета в соответствии с рекомендациями руководителя курсового проекта.

#### Пример 1.6. Подсчет запасов нефти и газа объемным методом

Таблица 1. \_\_\_\_\_

Исходные данные на 01.01.20\_\_ года:

Пласт	Площадь нефтеносности тыс. м <sup>2</sup>	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициенты			Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	КИН, конечный проектный	Газовый фактор при диффер. разгазиров. м <sup>3</sup> /т	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т
			пористости	объемный	нефтенасыщенности				
X									

Подсчет запасов нефти проводится по формуле объемного метода:

$$Q_{\text{бал}} = F \cdot h \cdot m \cdot \rho \cdot \lambda \cdot \square \quad (1.1)$$

$Q_{\text{бал}}$  – балансовые запасы, тыс. т

$F$  – площадь нефтеносности – 5802 тыс. м<sup>2</sup>

$h$  – средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина – 11,6 м

$m$  – коэффициент пористости – 0,23 доли ед.

$\lambda$  – коэффициент нефтенасыщенности – 0,94 доли ед.

$\rho$  – плотность нефти в поверхностных условиях – 0,907 кг/м<sup>3</sup>

$\square\square$  – пересчетный коэффициент – 0,978 доли. ед.

1

$\square\square = \frac{1}{B}$  где В – объемный коэффициент

1) Начальные балансовые запасы нефти:

$$Q_{\text{бал}} = 5802 \cdot 11,6 \cdot 0,23 \cdot 0,907 \cdot 0,94 \cdot 0,978 = 12901 \text{ тыс. т}$$

2) Извлекаемые запасы нефти:

$$Q_{\text{извл}} = Q_{\text{бал}} \cdot K, \text{ где} \quad (1.2)$$

K – коэффициент нефтеизвлечения.

$$Q_{\text{изв}} = 12901 \cdot 0,566 = 7302 \text{ тыс. т}$$

3) Остаточные балансовые запасы нефти на 01.01. 20\_\_\_\_ г. составят:

$$Q_{\text{бал. ост}} = Q_{\text{бал}} - Q_{\text{доб}} \quad (1.3)$$

$Q_{\text{доб}}$  – добыча нефти с начала разработки на анализируемую дату – 3052 тыс.т.

$$Q_{\text{ост. бал.}} = 12901 - 6692,69 = 6208,3 \text{ тыс. т}$$

4) Остаточные извлекаемые запасы на 01.01 2008г. составят:

$$Q_{\text{извл. ост.}} = Q_{\text{извл}} - Q_{\text{доб}} \quad (1.4)$$

$$Q_{\text{извл. ост.}} = 7302 - 6692,69 = 609,3 \text{ тыс. т}$$

5) Начальные балансовые запасы газа:

$$V_{\text{бал. нач.}} = Q_{\text{бал. нач.}} \cdot \Gamma = 12901 \cdot 6,67 = 86 \text{ млн. м}^3 \quad (1.5)$$

$\Gamma$  – газовый фактор по пласту.

6) Начальные извлекаемые запасы газа:

$$V_{\text{нач. изв.}} = Q_{\text{изв. нач.}} \cdot \Gamma \quad (1.6)$$

$$V_{\text{нач. изв.}} = 7302 \cdot 6,67 = 48,7 \text{ млн. м}^3$$

7) Остаточные балансовые запасы газа на 01.01.2014

$$V_{\text{бал. ост. газа}} = Q_{\text{бал. ост. неф.}} \cdot \Gamma \quad (1.7)$$

$$V_{\text{бал. ост. газа}} = 6208,3 \cdot 6,67 = 41,4 \text{ млн. м}^3$$

8) Остаточные извлекаемые запасы газа на 01.01 2014 г.

$$Q_{\text{извл. ост. газа}} = Q_{\text{изв. ост. неф.}} \cdot \Gamma \quad (1.8)$$

$$Q_{\text{извл. ост. газа}} = 609,27 \cdot 6,67 = 4,1 \text{ млн. м}^3$$

Подсчитанные и остаточные запасы нефти по пласту на 1.01.2014 г. представлены в виде таблицы 1. \_\_\_\_\_

Таблица 1. \_\_\_\_\_

### Начальные и остаточные запасы нефти и газа по пласту

Запасы нефти тыс. т				Запасы газа тыс. м <sup>3</sup>			
Начальные		Остаточные		Начальные		Остаточные	
Бал	Изв	Бал	Изв	Бал	Изв	Бал	Изв
12901	7302	6208,3	609,3	86	48,7	41,4	4,1

Подсчитанные запасы нефти \_\_\_\_\_ месторождения пласта Х– начальные балансовые \_\_\_\_\_ тыс.т , начальные извлекаемые \_\_\_\_\_ тыс.т, а также остаточные балансовые \_\_\_\_\_ тыс.т и остаточные извлекаемые запасы нефти \_\_\_\_\_ тыс.т на 01.01.20\_\_\_\_. Подсчитанные запасы газа \_\_\_\_\_ месторождения пласта Х \_\_\_\_\_ купола – начальные балансовые \_\_\_\_\_ млн.м<sup>3</sup>, начальные извлекаемые \_\_\_\_\_ млн.м<sup>3</sup>, а также остаточные балансовые \_\_\_\_\_ млн.м<sup>3</sup> и остаточные извлекаемые запасы газа \_\_\_\_\_ млн.м<sup>3</sup> на 01.01.2\_\_\_\_\_.

### ВЫВОДЫ

В выводах должны быть подытожены все геологические сведения об анализируемом пласте, которые в той или иной мере влияют на разработку месторождения:

В конце приводятся подсчитанные запасы нефти – балансовые, извлекаемые и утвержденный КИН по залежи, а также остаточные балансовые и извлекаемые запасы нефти и газа.

## **2. Рекомендации по выполнению технологической части курсового проекта.**

Под кривыми вытеснения понимают различные математические зависимости между отборами нефти, воды и жидкости.

Методы прогноза технологических показателей добычи на перспективный период с использованием характеристик вытеснения основаны на применении аппарата математической статистики. Каждый из более чем 40 методов разработан для условий различных залежей, отличающихся не только геолого-физическими характеристиками продуктивных отложений, физико-химическими свойствами вмещаемых флюидов, географическим положением месторождения, но и степенью выработанности извлекаемых запасов. Поэтому в практике проектирования достаточно часто встает вопрос об обосновании применяемых методов прогноза базовой добычи нефти, то есть при условии сохранения сложившейся системы разработки неизменной.

Идентификация и определение наиболее адекватного метода прогноза производится как правило эмпирическим путем.

Для этого производят оценку начальных геологических и извлекаемых запасов нефти с использованием характеристик вытеснения по нескольким методам, после чего сравнивают полученные значения запасов с утвержденными величинами, подсчитанными при помощи геологических методов (3D-моделирование, ручной счет с помощью методов подсчетных планов, объемный метод и т.д.).

### **2.1 Определение стадии разработки на основе динамики основных технологических показателей**

Основной целью выполнения данного курсового проекта помимо подготовки к написанию выпускной квалификационной работы является изучение магистрантами как можно большего числа методов прогноза на фактическом материале как можно большего числа объектов разработки. Таким образом по результатам проведенных расчетных исследований каждый магистрант должен будет определить какие методы наиболее адекватны для тех или иных условий залежи в зависимости от степени их выработанности.

Поскольку для прогноза показателей разработки одних и тех же залежей в зависимости от степени выработки (стадии разработки) будут применяться различные методы, то выбор конкретного метода необходимо начинать с определения стадии разработки.

Для этого по имеющимся фактическим данным по добыче для конкретного объекта разработки строится график разработки.

График основных технологических параметров разработки составляется для эксплуатационного объекта или месторождения в целом и представляет собой комплекс кривых, отражающих динамику основных годовых показателей разработки за весь период добычи. На графике должны быть приведены кривые изменения: добычи нефти (газа), жидкости, обводненности продукции, действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин, закачка рабочего агента, пластовое давление.

Разработка нефтяных месторождений условно делится на четыре стадии (рис. 2.1) по добыче нефти.

Первая стадия – ввод месторождения в эксплуатацию. Характеризуется ростом добычи нефти, происходит разбуривание и обустройство месторождения. На этой стадии обеспечивается ввод в разработку новых добывающих скважин в условиях высоких



пластовых давлений. Обычно в течении первой стадии добывается безводная нефть, наблюдается некоторое падение пластового давления вследствие роста добычи. За окончание стадии, принимается точка резкого перегиба кривой добычи нефти или темпа разработки.

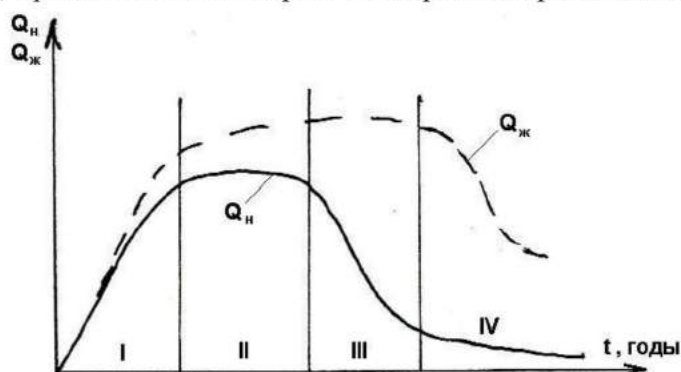


Рис. 2.1 График разработки залежи

Вторая стадия – стабилизация добычи нефти. Характеризуется максимальной добычей нефти (газа). Задача разработчиков состоит в том, чтобы продлить этот период разработки как можно дольше. Для этого выполняются различные геолого-технические мероприятия (ГТМ). Происходит добуривание резервного фонда скважин. Вводится и обустроивается система заводнения (при необходимости).

Третья стадия – падающая добыча нефти (газа), характеризуется значительным и относительно высокими темпами роста обводненности и падения добычи нефти (газа) вследствие подтягивания подошвенных вод к забою добывающих скважин. Наблюдается резкое или постепенное уменьшение количества действующих добывающих скважин, выбывающих из-за обводнения, переводом фонда скважин на механизированную добычу и т. д.

На данной стадии задача разработки заключается в том, чтобы замедлить падение добычи нефти (газа).

**Для газовой залежи третья стадия является последней. Основным периодом разработки нефтяной залежи являются первая, вторая и третья стадии, на протяжении которых должно быть отобрано порядка 80 – 90% запасов извлекаемой нефти.**

Четвертая стадия – конечная, завершающая, поздняя стадия разработки (характерна только для нефтяных залежей). Для нее характерны замедленные темпы падения добычи нефти и роста обводненности добываемой продукции. Эксплуатация скважин проводится до предела рентабельности, то есть обводненности скважин 95-98%. Четвертая стадия самая длительная по времени.

Разделение на стадии разработки проводится по 2 показателям: годовой добыче нефти ( $Q_n$ ) или темпу отбора и обводненности добываемой продукции. Для этого с помощью любой программы для работы с базами данных (например, Microsoft Office Excel) строится график разработки (рис. 2) Первоначально определяется вторая стадия разработки. По таблице разработки находится максимальная годовая добыча нефти (газа).

**Граница между концом первой и началом второй стадиями определяется по графику разработки как отклонение от максимальной добычи нефти (газа) примерно на 10% влево.**

**Граница между концом второй и началом второй стадии определяются по графику разработки как отклонение от максимальной добычи нефти (газа) примерно на 10% вправо.**

В результате определяются границы между первой и второй стадией и началом третьей. Четвертая стадия характеризуется выполаживанием кривой добычи нефти относительно оси абсцисс. Обычно этому соответствует темп отбора нефти ниже 1% и увеличение обводненности выше 90%. Найдя на графике это соотношение, определяем начало четвертой стадии. Иногда вследствие невысокой активности законтурных вод наблюдается выполаживание кривой добычи нефти при обводненности меньше 90%. В этом

случае за начало 4 стадии принимается год, когда темп отбора становится стабильно меньше 1 % или год, когда начинается замедленное падение добычи нефти и рост обводненности (выполаживания кривой добычи нефти).

Таким образом определяются все 4 стадии разработки. При анализе разработки на каждой стадии проводится анализ по определенным показателям.

На первой стадии анализируется темп разбуривания месторождения проектным фондом скважин, рост добычи нефти, темп отбора, изменение дебитов нефти и жидкости, динамика изменения обводненности добываемой продукции.

Изначально считается, что на первой стадии разработки добывается безводная продукция. До внедрения на месторождении закачки рабочего агента (воды) увеличению обводненности могут способствовать трещиновато-порový тип коллектора, нефтенасыщенность пласта менее 0,7 д.ед., наличие водо-нефтяных зон (ВНЗ), массивный тип залежи, высокие темпы отбора, технические причины и т.д.

На второй стадии определяется год максимальной добычи. Приводится характеристика мероприятия, с помощью которых достигается и поддерживается на определенном уровне стабилизация добычи нефти (газа): доразбуривание залежи резервным фондом скважин, мероприятия, направленные на снижение обводненности и увеличение производительности скважин. Производится оценка динамики пластового давления, если закачка рабочего еще не внедрена, то рассматривается возможность целесообразность ее организации.

В третьей и четвертой стадии падающей и завершающей добычи анализируются эффективность геолого-технические мероприятий, проводимых для замедления падения добычи нефти, согласно созданной системе разработки.

Для некоторых месторождений характерно, что сразу за первой стадией начинается падение добычи нефти. Это характерно для месторождений с высоковязкой нефтью или при достижении к концу первой стадии высоких темпов отбора 12-20% и более.

Также на третьей или четвертой стадии может наблюдаться увеличение добычи нефти вплоть до достижения второго максимума, что связано с применением новых технологий извлечения нефти из недр или вовлечением в разработку ранее не охваченных воздействием участков залежи или месторождения.

Косвенно об эффективности разработки на поздней стадии можно судить по соотношению показателей степени выработки и средней обводненности по пласту. Если эти параметры близки между собой, то разработка ведется удовлетворительно. Превышение обводненности над степенью выработки, указывает на недостаточную эффективность разработки, и чем выше это превышение, тем хуже разрабатывается пласт. В случае если степень выработки значительно превышает обводненность необходимо провести уточнение геологического строения залежи и пересчет запасов.

### ***Пример 2.1 Определение стадии разработки на основе динамики основных технологических показателей***

Месторождение открыто в N году, в промышленной эксплуатации залежь пласта X находится с 1 года. Имеет сложное геологическое строение и включает в себя 2 поднятия. Согласно проектному документу, анализируемый пласт X 1 купола вводится в разработку с 19\_\_ года на упруговодонапорном режиме. Утвержденные начальные извлекаемые запасы (НИЗ) – 2878 тыс. т, КИН – 0,575 (принимаются равными подсчитанным в геологической части курсового проекта).

Фактические показатели разработки представлены в табл. 2.1 и на рис. 2.2. Таблица 2.1

## Фактические показатели разработки пласта Х1 купола

Год	Фонд добы- ваю- щих сква- жин	Годовая добыча		Накопленная добыча		Об- вод- нен- ность, %	КИН теку- щий, д.ед.	Темп отбо- ра от НИЗ, %	Степен ь выра- ботки НИЗ, %	Фонд нагне- татель- ных сква- жин	Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>		Компенсация отбора закач- кой, %		Плас- товое давле- ние, МПа
		Неф- ти, тыс т	Жид- кости, тыс т	Нефти, тыс т	жид- кости, тыс т						годо- вая	накопл.	годо- вая	накопл.	
1	1	0,03	0,03	0,03	0,03	0	0,000	0,001	0,001	0	0	0	0		
2	2	8,1	8,1	8,1	8,1	0	0,002	0,3	0,3	0	0	0	0	0	23,5
3	2	17,8	18	25,9	26,1	1,3	0,005	0,6	0,9	0	0	0	0	0	23
4	8	47,2	51,4	73	77,6	8,3	0,015	1,6	2,5	0	0	0	0	0	21,5
5	14	120,8	126,8	193,9	204,4	4,7	0,039	4,2	6,8	0	0	0	0	0	21,1
6	15	156,8	170,1	350,6	374,4	7,8	0,070	5,5	12,2	0	0	0	0	0	19,5
7	16	160,3	194,8	510,9	569,3	17,7	0,102	5,6	17,8	0	0	0	0	0	18,2
8	16	154,2	192,8	665,2	762,1	20	0,133	5,4	23,2	0	0	0	0	0	18,3
9	16	145,3	197,3	810,5	959,4	26,4	0,162	5,1	28,3	0	0	0	0	0	17,4
10	16	127	181,6	937,5	1141	30	0,187	4,4	32,7	0	0	0	0	0	17,6
11	16	113,1	159,8	1050,6	1300,8	29,2	0,210	3,9	36,7	0	0	0	0	0	17,5
12	16	100,2	174,4	1150,8	1475,2	42,5	0,230	3,5	40,2	0	0	0	0	0	20
13	16	89,2	155,4	1240,1	1630,6	42,6	0,248	3,1	43,3	0	0	0	0	0	19,7
14	16	80,5	179,5	1320,6	1810,1	55,2	0,264	2,8	46,1	0	0	0	0	0	19,8
15	15	71,1	153,6	1391,7	1963,8	53,7	0,278	2,5	48,6	0	0	0	0	0	19,7
16	15	67	174,5	1458,7	2138,3	61,6	0,291	2,3	50,9	1	28,3	28,3	15,3	1,1	19
17	15	69	193,2	1527,7	2331,5	64,3	0,305	2,4	53,3	1	54,8	83,1	27,1	3,0	20
18	14	69,3	207,5	1597	2539	66,6	0,319	2,4	55,7	2	66,8	149,9	31,1	5,0	19,5
19	14	56,6	167,9	1653,5	2706,9	66,3	0,330	2	57,7	2	69,4	219,3	39,9	7,0	19
20	14	44,7	180,1	1698,2	2887	75,2	0,339	1,6	59,3	1	87,1	306,4	48,6	9,2	18
21	13	40,7	183,3	1738,9	3070,3	77,8	0,347	1,4	60,7	2	97,1	403,5	53,9	11,5	19,5
22	12	38,8	181,8	1777,7	3252,1	78,7	0,355	1,4	62	2	97,2	500,7	54,6	13,6	20,5
23	11	34,3	199,3	1812	3451,4	82,8	0,362	1,2	63,2	2	86,3	587	45,1	15,1	20,5
24	12	32,4	218,1	1844,5	3669,5	85,1	0,368	1,1	64,4	2	130,6	717,6	63,1	17,6	19,5
25	11	33,2	234,3	1877,6	3903,8	85,8	0,375	1,2	65,5	1	124,4	842	56,2	19,6	20
26	12	35,5	230,1	1913,2	4133,9	84,6	0,382	1,2	66,8	2	135	977	61,7	21,6	19,7
27	11	34,5	233,8	1947,7	4367,7	85,2	0,389	1,2	68	2	140	1117	63,2	23,5	20
28	11	26,4	224,8	1974,1	4592,5	88,3	0,394	0,9	68,9	2	139,3	1256,3	66,3	25,4	20,5
29	11	20,8	201,1	1994,9	4793,5	89,6	0,399	0,7	69,6	2	134,3	1390,6	72,0	27,1	20,9
30	11	19,5	191,6	2014,4	4985,2	89,8	0,402	0,7	70,3	2	133,6	1524,2	75,2	28,7	22
31	11	19,1	192,6	2033,5	5177,8	90,1	0,406	0,7	71	2	109,9	1634,1	61,7	29,7	22,1
32	11	18,8	193,4	2052,3	5371,2	90,4	0,410	0,6	71,6	2	107,4	1741,5	60,1	30,7	21,7
33	11	18,5	193,9	2070,8	5565,1	90,7	0,414	0,6	72,2	2	105,2	1846,7	58,7	31,5	21,2
34	11	18,1	194,2	2088,9	5759,3	91,1	0,417	0,5	72,7	2	103,8	1950,5	57,9	32,3	20,5
35	11	17,9	195,0	2106,8	5954,3	91,5	0,421	0,5	73,2	2	101,2	2051,7	56,3	33,0	19,7



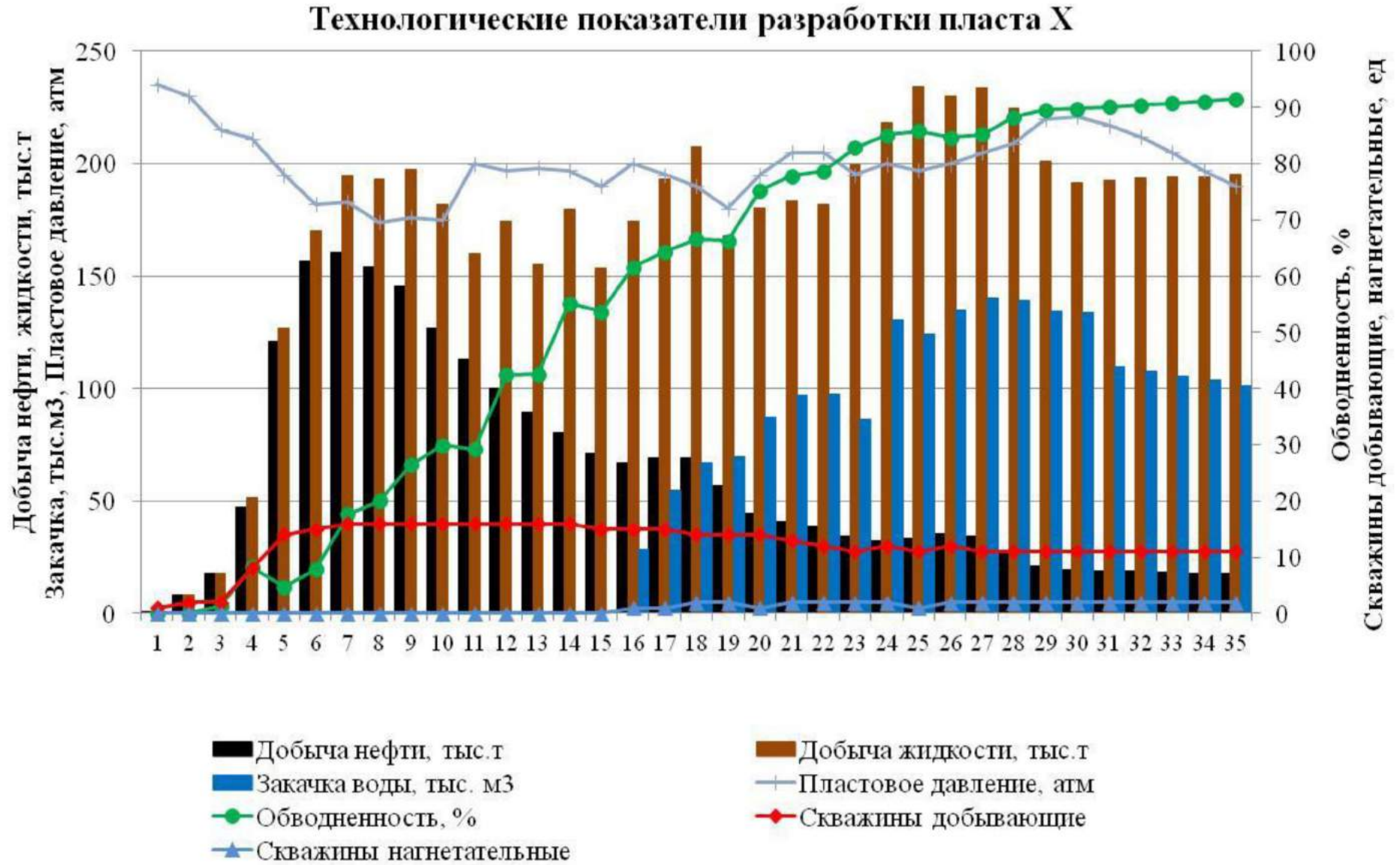


Рис. 2.2 График основных технологических показателей разработки пласта X.

Для выделения стадий находится максимальная добыча нефти, которая в рассматриваемом примере была достигнута в 7 году – 160,3 т. тонн нефти, 10% от нее составляет 16 т. тонн и с учетом характера динамики годовой добычи нефти (вида кривой годовой добычи нефти), вторая стадия определяется с 5 по 9 годы. Соответственно первая стадия длилась с 1 по 4 год, вторая стадия – с 5 по 9 годы. Начало третьей стадии – 10 год. Для выделения четвертой стадии находим год, где темп отбора нефти ниже 1%, а обводненность выше 90%. В рассматриваемом примере темп отбора становится стабильно менее 1 % в 28 году при обводненности 88,3 %. Так как темп отбора является более значимым показателем, чем обводненность 28 год принимается за начало четвертой стадии разработки. В результате, определилась третья стадия разработки – с 10 по 27 год.

Таким образом, по графику выделены 4 стадии разработки:

1-ая стадия с 1 по 4 год;

2-ая стадия с 17 по 19 год;

3-ая стадия с 20 по 29 год;

4-ая стадия с 30 по настоящее время.

На основе промысловой информации проводится анализ динамики технологических показателей на каждой стадии разработки.

1-ая стадия 1 – 4 годы: называется начальной, характеризуется вводом месторождения в эксплуатацию, ростом добычи нефти с 0,03 до 47,2 тыс. т, к концу стадии. Происходит разбуривание залежи (пробурено 8 добывающих скважин) в течении всей стадии залежи и ее обустройством, среднесуточный дебит 1-ой скважины по нефти на конец стадии возрос до 77,6 т/сут. На первой стадии добывается, как правило, безводная нефть, но в связи с условиями, рассмотренными ниже, добыча воды из пласта X началась уже на первой стадии разработки. В связи с разбуриванием пластовое давление снизилось не значительно до 21,1 МПа, при начальном  $R_{пл}$  – 23,5 МПа. На конец стадии обводненность – 8,3 % вес., выработка от НИЗ – 2,5%. Количество действующих добывающих скважин – 8, нагнетательных 0.

2-ая стадия 5 – 9 г: стабилизация добычи нефти, характеризуется достижением максимальной добычи нефти, которая была достигнута в 7 году – 160,3 тыс. Темп отбора от НИЗ в среднем составил – 5,45%. Количество действующих добывающих скважин увеличилось до 16 штук. Среднесуточные дебиты одной скважины составляют 31,4 – 26,4 т/сут. Увеличение годовой добычи нефти в 3 раза, достигнуто за счёт добуривания проектного и резервного фонда скважин. На конец стадии обводненность – 26,4% вес., выработка НИЗ – 28,3 %.  $R_{пл}$  колеблется в пределах 17 – 19 МПа. На конец стадии было добыто 810,5 тыс. т нефти и 959,4 тыс. т жидкости.

3-ая стадия 10 – 27г: падающей добычи нефти, характеризуется скачкообразным падением годовой добычи нефти с 127 до 34,5 тыс. т, значительным ростом обводненности до 85,2 % вес.

За счет перевода на вышележащие горизонты высокообводнившихся скважин, фонд добывающих скважин постепенно снижается и на конец стадии составляет 11 единиц, что наряду с переводом нескольких скважин в периодическую эксплуатацию, а также с организацией очагового заводнения в 16 году, способствовало сначала стабилизации пластового давления, а затем и его росту до 20,5 МПа на конец стадии. Фонд нагнетательных скважин в 27 году составляет – 2 скважины.

Промысловый анализ показал также, что извлечение нефти сопровождается подъемом водонефтяного контакта (ВНК), наличием зон низкой и высокой продуктивности. Закачка воды постепенно растет и в 2002 году составляет 140 тыс. м<sup>3</sup>. На конец стадии выработка НИЗ – 68 %, темп отбора - 1,2%, обводненность – 85,2% вес., закачено воды – 1117 тыс. м<sup>3</sup>, накопленная добыча нефти – 1947,7 тыс. т, жидкости – 4367,7 тыс. т.

4-ая с 28 года по настоящее время: завершающая, конечная стадия разработки. Наблюдается медленное, но стабильное падение добычи нефти с 26,4 до 17,9 тыс. т и увеличение обводненности до 91,5 % вес. Темп отбора 0,7 – 0,5 % от НИЗ. Годовая закачка постепенно снижается до 100 тыс. м<sup>3</sup>, вследствие чего  $R_{пл}$  также постепенно снижается до 19

МПа, накопленная добыча нефти – 2106,8 тыс. т, жидкости – 5954,3 тыс.т. Фонд добывающих скважин на конец 2010 года – 11, нагнетательных - 2.

Разработка пласта X будет вестись до предела рентабельности, что соответствует обводненности 95% вес.

Для рассматриваемого пласта X основные причины обводнения, на первой стадии разработки до применения на месторождении системы поддержания пластового давления (ППД – закачки воды), делятся на две большие группы: техническая и геолого-физическая и технологическая.

К техническим причинам обводнения в основном относятся:

- нарушение герметичности эксплуатационной колонны из-за коррозии, она вызвана достаточно высоким содержанием серы в нефти (массовое содержание серы 3 %);
- заколонная циркуляция в интервале продуктивных пластов;
- нарушение технологии при разбуривании цементных мостов.

К геолого-физическим и технологическим причинам относятся:

- наличие широких водонефтяных зон от 100 до 300 м (ВНЗ);

Несмотря на это, промысловые данные показывают, что в условиях относительно однородного пласта запасы водонефтяной зоны также участвуют в разработке. Поскольку закачка воды в пласт начата только в 16 г., одним из главных факторов, влияющим на обводнение скважин на начальном этапе, является активность водонапорной системы (ВНЗ занимает почти 62%).

Это подтверждается результатами наблюдений за работой скв. 1, расположенной на расстоянии 70 м от внутреннего контура нефтеносности и обводнившейся до 10-15 % уже в первые месяцы эксплуатации. Сква. 2, расположенная на расстоянии около 20 м от внутреннего контура нефтеносности, вскрыла перфорацией весь нефтенасыщенный интервал целиком и вступила в эксплуатацию с обводненностью 10 %, а еще через месяц обводнилась до 15 %.

Также причиной обводнения является высокая вязкость нефти (11,7 – 15,2 мПа·с), за счет чего вода с вязкостью примерно 1 мПа·с быстрее поступает к забою добывающих скважин, что приводит к явлению конусообразования.

Косвенно о недостаточной эффективности разработки говорит тот факт, что при текущем значении обводненности 91,5 % вес. степень выработки составляет 73,2 %. В сложившихся условиях существует риск значительной невыработки извлекаемых запасов, так как в ближайшее время будет достигнут предел рентабельности по обводненности (95%), а накопленная добыча нефти при этом, очевидно, не достигнет проектных значений.

## 2.2. Проведение расчетов по характеристикам вытеснения.

Исходными данными для составления перспективного плана базовой добычи, как правило, служат три последние года разработки, на протяжении которых отсутствуют аномальные скачки. Если в каком-то году наблюдается нестандартное поведение показателей, то такой год можно «выключить» из прогноза, взяв для расчета предыдущий. Таким образом расчет производится для тренда добычи наблюдаемого на текущем периоде разработки, исходя из условия, что годовая добыча жидкости остается неизменной при постоянно растущей обводненности вследствие роста степени выработки залежи.

Дальнейший прогноз проводится в предположении, что установленный тренд добычи является линейным и постоянным. Предполагается, что характеристики вытеснения, построены в соответствующих координатах, в прогнозируемый период представляют собой прямые линии, что и позволяет осуществлять дальнейшую их экстраполяцию, то есть расчет прогнозных показателей разработки.

Так как для прогнозирования будут использоваться коэффициенты, характеризующие график линейной функции  $Q_n = A Q_{ж} + b$  (или его аналоги), определенные по методу наименьших средних квадратов, очевидно, что точность расчетов будет зависеть от



количества лет предшествующего периода, по которым будут рассчитаны коэффициенты А и б.

Как отмечалось ранее, если расчет проводится по трем годам текущего периода добычи, то исходные данные можно представить в виде:

**Исходные данные для расчёта:**

**Данные по добыче за последние три года разработки.**

Данные по добыче	Обозначение / Годы		Значение, тыс. т	Значение м <sup>3</sup>
Накопленная добыча жидкости	Q <sub>ж1</sub>	20__		
	Q <sub>ж2</sub>	20__		
	Q <sub>ж3</sub>	20__		
Накопленная добыча нефти	Q <sub>н1</sub>	20__		
	Q <sub>н2</sub>	20__		
	Q <sub>н3</sub>	20__		
Накопленная добыча воды	Q <sub>в1</sub>	20__		
	Q <sub>в2</sub>	20__		
	Q <sub>в3</sub>	20__		
Годовая добыча жидкости	ΔQ <sub>ж1</sub>	20__		
	ΔQ <sub>ж2</sub>	20__		
	ΔQ <sub>ж3</sub>	20__		
Годовая добыча нефти	ΔQ <sub>н1</sub>	20__		
	ΔQ <sub>н2</sub>	20__		
	ΔQ <sub>н3</sub>	20__		
Годовая добыча воды	ΔQ <sub>в1</sub>	20__		
	ΔQ <sub>в2</sub>	20__		
	ΔQ <sub>в3</sub>	20__		
Геологические запасы нефти, подсчитанные объемным методом	Q <sub>геол</sub>			
Извлекаемые запасы нефти, подсчитанные объемным методом	Q <sub>изв</sub>			
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>			ρ <sub>н пов</sub>	
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>			ρ <sub>в пов</sub>	

Далее по приведенным исходным данным проводятся расчеты с оценкой потенциальных извлекаемых запасов с учетом предела рентабельности и при условии бесконечной промывки для нескольких методик из каждой группы методов по согласованию с руководителем курсового проекта.

В конце делается вывод о применимости методик расчета для различных геолого-физических условий залежи и степени ее выработанности.

**Пример 2.2 Описание и расчет перспективного плана по добыче по методу Г.С Камбарова.**

Для прогноза показателей разработки и оценки эффективности существующей системы разработки правомерно использовать методику Г.С. Камбарова только если обводненность по залежи превысила 70%, (в случае если это условие не выполняется необходимо обратиться к преподавателю для замены расчета).

Одним из важных проектных перспективных документов является план разработки месторождения.

На поздней стадии разработки нефтяных месторождений в условиях значительной выработки запасов нефти и высокой обводнённости добываемой нефти, когда имеется достаточно данных о накопленной добыче нефти, воды и жидкости, можно пользоваться эмпирическими методиками прогноза технологических показателей. Эмпирические методики называют ещё и характеристиками вытеснения.

Под *характеристикой вытеснения нефти водой* понимается кривая, отображающая обводнения продукции залежи нефти в процессе её эксплуатации. Предполагается, что характеристики вытеснения, построены в соответствующих координатах, в прогнозируемый период представляют прямые линии, что и позволяет осуществлять дальнейшую их экстраполяцию.

Все многочисленные эмпирические методики дают хорошие результаты лишь для определённого интервала обводнённости залежи.

Методики Г.С. Камбарова, С.Н. Назарова, А.М. Пирвердяна, А.А. Казакова и т.д. дают удовлетворительные результаты при обводнённости залежей более 70%.

Методики Б.Ф. Сазонова, М.И. Максимова, А. Фореста и т.д. хорошо себя проявили в интервале обводнённости 40-70%.

Метод Г.С. Камбарова основан на том, что годовая добыча жидкости за последний год принимается за константу и исходя из этого рассчитывается план эксплуатации залежи.

На основе изучения показателей целого ряда истощенных месторождений была установлена линейная зависимость, представляющая собой прямую линию, описываемую уравнением:

$$Q_H = a - \frac{b}{Q_{ж}}$$

где  $Q_H$  и  $Q_{ж}$  – накопленная добыча нефти и жидкости по годам прошедшего периода;  $a$  и  $b$  – параметры прямой.

Добычу воды можно найти как разницу между добычей жидкости и добычей нефти

Поскольку годовые и накопленные добычи жидкости, воды и нефти почти всегда приводятся в тоннах ее необходимо перевести в  $m^3$ , для этого необходимо добычу нефти разделить на плотность нефти в поверхностных условиях и умножить на ее объемный коэффициент.

Аналогичный перевод необходимо провести и для геологических и извлекаемых запасов нефти.

Добыча жидкости определяется следующим образом:

Из добычи жидкости в тоннах вычитается добыча нефти в тоннах, получается добыча воды в тоннах, затем добыча воды в тоннах делится на плотность воды и получается добыча воды в  $m^3$ . После этого путем суммирования добычи нефти в  $m^3$  и воды в  $m^3$  получается суммарная добыча жидкости в  $m^3$ .

Например, если сказано, что накопленная добыча нефти на 2010 год составила 17 тыс. т при плотности нефти  $0,864 \text{ т}/m^3$  с объемным коэффициентом 1,002, а накопленная добыча жидкости составила 247 тыс. т, при плотности добываемой воды  $1,16 \text{ т}/m^3$  перевод в  $m^3$  будет выглядеть следующим образом:

Накопленная добыча нефти в  $m^3$ :

$$17000/0,864 \cdot 1,002 = 19715,3 \text{ м}^3.$$

Накопленная добыча воды в  $m^3$ :

$$(247000-17000)/1,16 = 198275,9 \text{ м}^3.$$

Накопленная добыча жидкости в  $m^3$ :

$$19715,3 + 198275,9 = 217991,2 \text{ м}^3.$$

Данный перевод необходимо произвести для всех трех лет исходных данных. Для годовой добычи перевод из тонн в  $m^3$  аналогичен.

### Последовательность расчета

1. Начальные извлекаемые запасы нефти численно равны коэффициенту  $a$ :  $a = Q_{изв}$ , где:

$$a = \frac{(Q_H \cdot Q_{Ж})_3 + (Q_H \cdot Q_{Ж})_2 - 2(Q_H \cdot Q_{Ж})_1}{Q_{Ж}_3 + Q_{Ж}_2 - 2 \cdot Q_{Ж}_1};$$

$$b = a \cdot Q_{Ж}_3 - (Q_H \cdot Q_{Ж})_3.$$

Для корректности последующих расчетов необходимо сравнить начальные извлекаемые запасы, определенные по методу Камбарова и объемным методом, если они приблизительно совпадают, то расчет будет верен.

2. Определяем годовую добычу нефти  $\Delta Q_{H_i}$  по годам прогнозного периода при заданных годовых отборах жидкости  $\Delta Q_{Ж_{const}}$ :

$$\Delta Q_{H_i} = a - \frac{b}{\sum Q_{Ж_{фин}} + \Delta Q_{Ж_{const}} \cdot t_i} - \sum Q_{H_{i-1}},$$

где  $t_i$  – год прогнозного периода ( $i=1, 2, 3 \dots n$ );

$\sum Q_{Ж_{фин}}$  – постоянная величина для всех лет прогноза, принимается равной  $Q_{Ж}$  (фактической накопленной добыче жидкости за последний год разработки);

$\Delta Q_{Ж_{const}}$  – заданный годовой отбор жидкости, постоянная величина для всех лет прогноза, принимается равным  $\Delta Q_{Ж}$  (годовой добыче жидкости за последний год разработки);

$\sum Q_{H_{i-1}}$  – накопленная добыча нефти на конец предыдущего года (при расчете первого года прогноза принимается равной накопленной добыче нефти за последний фактический год разработки  $Q_{H3}$ , для второго – принимается равной накопленной добыче нефти на конец первого прогнозного года  $Q_{H3пр}$  и т.д.).

Таким образом:

$$\Delta Q_{H_{1пр}} = a - \frac{b}{\sum Q_{Ж_{фин}} + \Delta Q_{Ж_{const}} \cdot 1} - Q_{H_3}$$

1 пр. год:

здесь  $Q_{H_3}$  – накопленная добыча нефти за последний фактический год разработки;

$$\Delta Q_{H_{2пр}} = a - \frac{b}{\sum Q_{Ж_{фин}} + \Delta Q_{Ж_{const}} \cdot 2} - Q_{H_{1пр}}$$

2 пр. год:

здесь  $Q_{H_{1пр}}$  – накопленная добыча нефти на конец первого прогнозного года;

$$\Delta Q_{H_{3пр}} = a - \frac{b}{\sum Q_{Ж_{фин}} + \Delta Q_{Ж_{const}} \cdot 3} - Q_{H_{2пр}};$$

3 пр. год:

здесь  $Q_{H_2}$  – накопленная добыча нефти на конец второго прогнозного года.

Для последующих лет прогноза расчет годовой добычи проводится аналогичным образом.

3. Определяем добычу попутной воды по годам прогнозного периода:



$$\Delta Q_{\text{в}_i} = \Delta Q_{\text{Ж}_{\text{const}}} - \Delta Q_{\text{н}_i},$$

где  $\Delta Q_{\text{Ж}_{\text{const}}}$  = годовая добыча жидкости = const.

$$1 \text{ пр. год: } \Delta Q_{\text{в}_1} = \Delta Q_{\text{Ж}_{\text{const}}} - \Delta Q_{\text{н}_1},$$

$$2 \text{ пр. год: } \Delta Q_{\text{в}_2} = \Delta Q_{\text{Ж}_{\text{const}}} - \Delta Q_{\text{н}_2},$$

$$3 \text{ пр. год: } \Delta Q_{\text{в}_3} = \Delta Q_{\text{Ж}_{\text{const}}} - \Delta Q_{\text{н}_3}, \text{ и т.д.}$$

4. Определяем среднегодовую объемную обводненность добываемой жидкости, %:

$$B_i = \frac{\Delta Q_{\text{в}_i}}{\Delta Q_{\text{Ж}_{\text{const}}}} \cdot 100\%$$

$$1 \text{ пр. год: } B_i = \frac{\Delta Q_{\text{в}_1}}{\Delta Q_{\text{Ж}_{\text{const}}}} \cdot 100\%$$

$$2 \text{ пр. год: } B_i = \frac{\Delta Q_{\text{в}_2}}{\Delta Q_{\text{Ж}_{\text{const}}}} \cdot 100\%$$

$$3 \text{ пр. год: } B_i = \frac{\Delta Q_{\text{в}_3}}{\Delta Q_{\text{Ж}_{\text{const}}}} \cdot 100\%$$

и т.д.

5. Рассчитываются накопленные отборы нефти, воды и жидкости в пластовых условиях по годам прогнозируемого периода:

$$Q_{\text{н}_i} = Q_{\text{н}_{i-1}} + \Delta Q_{\text{н}_i};$$

$$Q_{\text{в}_i} = Q_{\text{в}_{i-1}} + \Delta Q_{\text{в}_i};$$

$$Q_{\text{ж}_i} = Q_{\text{ж}_{i-1}} + \Delta Q_{\text{ж}_i}.$$

Здесь  $Q_{\text{н}_{i-1}}$ ,  $Q_{\text{в}_{i-1}}$  и  $Q_{\text{ж}_{i-1}}$  – накопленная добыча соответственно нефти, воды и жидкости на, год предшествующий прогнозному.

Таким образом, накопленные отборы нефти:

$$1 \text{ пр. год: } Q_{\text{н}_{1\text{пр}}} = Q_{\text{н}_3} + \Delta Q_{\text{н}_1},$$

$$2 \text{ пр. год: } Q_{\text{н}_{2\text{пр}}} = Q_{\text{н}_{1\text{пр}}} + \Delta Q_{\text{н}_2},$$

$$3 \text{ пр. год: } Q_{\text{н}_{3\text{пр}}} = Q_{\text{н}_{2\text{пр}}} + \Delta Q_{\text{н}_3}, \text{ и т.д.}$$

Для накопленных отборов воды:

$$1 \text{ пр. год: } Q_{\text{в}_{1\text{пр}}} = Q_{\text{в}_3} + \Delta Q_{\text{в}_1},$$

$$2 \text{ пр. год: } Q_{\text{в}_{2\text{пр}}} = Q_{\text{в}_{1\text{пр}}} + \Delta Q_{\text{в}_2},$$

$$3 \text{ пр. год: } Q_{\text{в}_{3\text{пр}}} = Q_{\text{в}_{2\text{пр}}} + \Delta Q_{\text{в}_3}, \text{ и т.д.}$$

Для накопленных отборов жидкости:

$$1 \text{ пр. год: } Q_{\text{ж}_{1\text{пр}}} = Q_{\text{ж}_3} + \Delta Q_{\text{Ж}_{\text{const}}},$$

$$2 \text{ пр. год: } Q_{\text{ж}_{2\text{пр}}} = Q_{\text{ж}_{1\text{пр}}} + \Delta Q_{\text{Ж}_{\text{const}}},$$

$$3 \text{ пр. год: } Q_{\text{ж}_{3\text{пр}}} = Q_{\text{ж}_{2\text{пр}}} + \Delta Q_{\text{Ж}_{\text{const}}}, \text{ и т.д.}$$

**ВНИМАНИЕ** расчет до этого момента ведется в кубометрах, однако выводы всегда делаются на основе весовых параметров разработки, поэтому прежде чем считать дальше

необходимо полученные значения перевести из кубов в тонны. Все исходные параметры в дальнейших расчетах также берутся в тоннах.

6. Рассчитывается весовая обводненность аналогично пункту 4, все данные подставляются в тоннах при этом  $\Delta Q_{Жconst}$  следует определять, как сумму годовой добычи нефти и воды в тоннах. Несложно заметить, что в м<sup>3</sup>  $\Delta Q_{Жconst}$  - величина постоянная, а в тоннах переменная.

7. Рассчитываются годовые темпы отбора нефти и жидкости от начальных извлекаемых запасов нефти в пластовых условиях по годам:

$$\tau_{H_i} = \frac{\Delta Q_{H_i}}{Q_{изв.}} \cdot 100\% \quad ; \quad \tau_{Ж} = \frac{\Delta Q_{Жconst}}{Q_{изв.}} \cdot 100\%$$

$$1 \text{ пр. год: } \tau_{H_1} = \frac{\Delta Q_{H_1}}{Q_{изв.}} \cdot 100\%$$

$$2 \text{ пр. год: } \tau_{H_2} = \frac{\Delta Q_{H_2}}{Q_{изв.}} \cdot 100\%$$

$$3 \text{ пр. год: } \tau_{H_3} = \frac{\Delta Q_{H_3}}{Q_{изв.}} \cdot 100\% \quad \text{и т.д.}$$

$\tau_{Ж}$  – этот параметр определяется один раз, т.к.  $\Delta Q_{Жconst}$  постоянна.

8. Определяем коэффициент текущего нефтеизвлечения по годам прогнозного периода (доли единиц):

$$КИН_{ТЕК_i} = \frac{Q_{H_{инр}}}{Q_{геол}}, \text{ где } Q_{геол} - \text{начальные геологические запасы нефти.}$$

$$1 \text{ пр. год: } КИН_{ТЕК1} = \frac{Q_{H_{1инр}}}{Q_{геол}},$$

$$2 \text{ пр. год: } КИН_{ТЕК2} = \frac{Q_{H_{2инр}}}{Q_{геол}},$$

$$3 \text{ пр. год: } КИН_{ТЕК3} = \frac{Q_{H_{3инр}}}{Q_{геол}} \quad \text{и т.д.}$$

## ВЫВОДЫ

В выводах коротко рассматривается проведенный анализ разработки. Отмечаются особенности процесса разработки, тенденции, которые наметились в последние годы, оценивается существующая система разработки.

Расчет проводится до достижения предела рентабельности по весовой обводненности, который задается проектным документом на уровне 96-98%, после чего составляется таблица прогнозных параметров и делается вывод.

**Таблица прогнозных технологических показателей**

Годы	Прогнозная годовая добыча, тонны			Обводненность вес., %	Прогнозная накопленная добыча, тонны			Темп отбора жидкости, %	Темп отбора нефти, %	Текущий КИН, д.ед.
	нефти	воды	жидкости		нефти	воды	жидкости			
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
...										
n										

**Контрольные вопросы**

1. Что понимают под характеристикой вытеснения нефти водой?
2. В чем заключается методика Камбарова?
3. Что называют коэффициентом текущего нефтеизвлечения?
4. Как рассчитываются накопленные отборы нефти, воды и жидкости?
5. Как определяют коэффициент текущего нефтеизвлечения по годам прогнозного периода?



### **3. Рекомендации по выполнению литературного обзора.**

Поскольку процесс добычи углеводородов включает в себя не только геологическое обоснование, процессы разработки и эксплуатации месторождений, основной целью выполнения литературного обзора является дополнения знаний студентов по процессам, не вошедшим в основной объем курсового проектирования. Литературный обзор состоит из двух вопросов, освещаемых студентом по индивидуальному заданию преподавателя, Литературный обзор не входит в основной текст пояснительной записки, не нумеруется и помещается в курсовой проект после заключения перед приложениями. На основании проведенного обзора необходимо сделать соответствующие выводы.

### **4. Рекомендации по выполнению графической части курсового проекта.**

Графическая часть должна содержать не менее трех демонстрационных плакатов с основной надписью. Для геологической части необходимо представить геологический профиль рассматриваемого пласта. Для технологической части необходимо представить график разработки по семи основным технологическим показателям и график прогнозных технологических показателей по всем рассчитанным методикам. Также все перечисленные чертежи необходимо представить в приложениях к пояснительной записке на листах формата А4.

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.**

1. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД Приложение к приказу МПР России от 21.03.2007 г. № 61.
2. Методические указания. «Геолого - промысловый анализ разработки нефтяных к газовых месторождений». РД 153-39.0-110-01. Руководящие документы -М: Недра, 2002.
3. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Метод. указ. к курсовому проекту/ Самар. гос. техн. ун-т ; Сост. : Баландин Л.Н. Самара, 2008. 22 с.
4. Технологический регламент по эксплуатации УЭЦН предприятиями ОАО "Самаранефтегаз" (Версия 4.0). – Самара, 2007г. – 41с.
5. Анализ разработки пласта, месторождения: Метод. указ. к курсовому проекту/ Самар. гос. техн. ун-т ; Сост. : Ю.А. Головина, Л.Н. Хромых, И.А.Маринин, Самара, 2006.- 17 с.
6. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М: Недра, 2005 г.
7. Абдулмазитов Р.Д., Баймухаметов К.С., Викторин В.Д. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. М: ВНИИОЭНГ, 1996г. – 280с.
8. В. С. Бойко. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1990.
9. Акульшин А.И., Бойко В.С., Зарубин Ю.А., Дорошенко В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1989.
10. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др. Оборудование для добычи нефти и газа. М.: РГУ Нефти и газа, 2002.
11. Оркин К.Г., Юрчук А.М. Расчеты в технологии и технике добычи нефти. М: Недра, 1967.

**Пример оформления титульного листа**



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ  
Федеральное государственное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ

Факультет \_\_\_\_\_ Нефтетехнологический \_\_\_\_\_

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

По дисциплине «Разработка нефтяных месторождений:

« \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_»

Выполнил:

Студент \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Проверил:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Оценка \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 г.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 г.

Самара 20 \_\_\_\_ год.

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

Поля: слева- 30мм; справа- 10 мм; сверху и снизу- по 20 мм. Текст может быть рукописным или машинописным.

При наборе текста на компьютере следует придерживаться следующих правил:

- шрифт- Times New Roman 14 размера;
- полуторный межстрочный интервал;
- абзац- 10 мм;
- выравнивание по ширине.

Заголовки разделов- прописными буквами без переносов. Расстояние между заголовком и последующим текстом должно быть равно 15 мм при рукописном тексте или двум интервалам- при машинописном.

Страницы записки нумеруются последовательно (считая с титульного листа) до последней страницы, включая приложение. Номера страниц проставляются в правом верхнем углу поля арабскими буквами. На титульном листе и техническом задании номера считаются, но не проставляются.

Таблицы- обозначаются в пределах раздела двойной нумерацией (первая цифра- номер раздела, вторая- порядковый номер таблицы). Таблица должна иметь заголовок, выше которого над правым углом таблицы пишется слово «таблица». Формулы и рисунки нумеруют в пределах раздела также двойной нумерацией. Рисунки должны иметь заголовок, который помещают над изображением, а номер рисунка- под изображением. Рисунки могут располагаться по тексту или в приложении. В тексте должны быть ссылки на таблицы и рисунки, например: «В табл. 2.1 приведено...», «На рис. 2.5 изображено...», «На рис. 2.2П показано...». Буква П указывает, что рисунок расположен в приложении. Повторные ссылки даются в круглых скобках: (см. рис. 3.3), (см. табл. 1.3).

*Пример оформления реферата.*



Курсовой проект содержит. \_\_\_ стр., \_\_\_ таблиц, \_\_\_ рисунок, \_\_\_ формул, \_\_\_ использованных источников.

Ключевые слова: НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, СКВАЖИНА, ВЯЗКОСТЬ, ПРОНИЦАЕМОСТЬ, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ АНАЛИЗ, АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ, ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА, МЕТОДЫ АНАЛИЗА, ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫТЕСНЕНИЯ.

В курсовом проекте рассмотрен геолого-промысловый материал анализируемого пласта \_\_\_\_\_ месторождения, произведен подсчет начальных и остаточных балансовых и извлекаемых запасов нефти и газа объемным методом.

Приведен анализ разработки пласта по стадиям и на текущую дату. \_\_. Произведены технологические расчеты основных показателей разработки.

Сделаны выводы и даны рекомендации по дальнейшей разработке и эксплуатации пласта \_\_\_\_\_ месторождения.

### **Примерное содержание курсового проекта**

#### **ВВЕДЕНИЕ**

#### **1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

- 1.1. Общие сведения о месторождении
- 1.2. Ортогидрография
- 1.3. Стратиграфия
- 1.4. Коллекторские свойства пласта и нефтегазоводоносность.
- 1.5. Физико-химические свойства нефти, газа и воды
- 1.6. Подсчет запасов нефти и газа объемным методом

#### **ВЫВОДЫ**

#### **2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

- 2.1. Определение стадии разработки на основе динамики основных технологических показателей
- 2.2. Проведение расчетов по характеристикам вытеснения.

#### **ВЫВОДЫ**

#### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

#### **СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ**

#### **ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР**

#### **ПРИЛОЖЕНИЯ**

*Пример технического задания на курсовой проект*  
**УТВЕРЖДАЮ**

Зав. каф. «РиЭНиГМ»  
В.В.  
Коновалов \_\_\_\_\_

## ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на курсовое проектирование по дисциплине «Разработка нефтяных и газовых месторождений»

Выдано  
студенту \_\_\_\_\_ курса \_\_\_\_\_ группы \_\_\_\_\_ подпись \_\_\_\_\_ дата \_\_\_\_\_  
Кем выдано \_\_\_\_\_ подпись \_\_\_\_\_ дата \_\_\_\_\_

## СТРУКТУРА И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ

### 1.1 Общие сведения о месторождении

Указывается географическое и административное положение месторождения, ближайшие населенные пункты, железнодорожные станции, автомобильные дороги и расстояния до них. Характеризуются природно-климатические условия. Приобщается обзорная карта-схема расположения месторождения.

### 1.2 Орогидрография

Приводятся данные о наличии рек и озер на территории месторождения

### 1.3 Стратиграфия

Приводится литолого-стратиграфическое описание всего разреза отложений по данному месторождению, начиная от кристаллического фундамента до современных.

### 1.4 Геолого-физическая характеристика залежи

Раздел включает характеристику неоднородности пласта, приводятся коэффициенты песчанистости и расчлененности, тип коллектора (карбонатный, терригенный) и залежи (пластовая, массивная, неполнопластовая, литологически экранированная и др.). Знание литологического состава необходимо для правильного проведения геолого-технологических мероприятий (ГТМ).

### 1.5 Физико-химические свойства нефти, газа и воды

В данном разделе необходимо привести основные свойства нефти, газа и воды основываясь на данных проектных документов.

Важными характеристиками являются: плотность нефти, вязкость нефти, на которую затрачивается основная часть энергии при движении жидкостей по пласту, наличие парафина, асфальтенов, смол, которые носят общее название АСПО (асфальтосмолистопарафиновые отложения), способствующие осаждению их в призабойной зоне, на оборудовании и трубопроводах. Учет этих параметров, при разработке месторождений, необходим для своевременного проведения ГТМ, способствующих достижению проектного КИН.

### 1.6 Подсчет запасов нефти и газа

В разделе приводятся необходимые для подсчета объемным методом параметры, и по ним рассчитываются балансовые, извлекаемые и остаточные запасы нефти и растворенного газа.

### Выводы по геологической части

В выводах должны быть приведены все основные геологические сведения об анализируемом пласте, которые в той или иной мере влияют на разработку месторождения.

## СТРУКТУРА И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ

### 2.1 Анализ истории разработки по стадиям

Привести разбиение по стадиям и охарактеризовать их. Таблицу разработки вставить полную. Обратите внимание, если некоторые показатели разработки ведут себя нестандартно, нужно обратить на это внимание и указать причины (*например*: «...к концу третьей стадии наблюдается снижение обводненности (хотя она должна расти), что объясняется выбытием из эксплуатации наиболее обводнившихся скважин...»), и так далее).

## **2.2 Анализ системы заводнения и энергетического состояния залежи (выполнять с построением всех таблиц и гистограмм)**

Характеризуется режим, на котором разрабатывается залежь (как правило естественный упруговодонапорный – если нет закачки, и искусственный упруговодонапорный – если есть). Указывается принятая при проектировании (законтурная, приконтурная, внутриконтурная, и какой подвид) и фактически реализованная система заводнения (система поддержания пластового давления – ППД), если была закачка, когда началось ее внедрение, интенсивность. Приводится гистограмма распределения действующих нагнетательных скважин по приемистости. Необходимо проанализировать динамику пластовых давления и температуры (начальные и текущие значения), какое влияние на них оказала организация ППД. Эффективность закачки определяется по реакции на нее пластовых давления и температуры, отбора жидкости и нефти по годам, для чего строятся и анализируются соответствующие зависимости.

### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Делается общее заключение по работе, что и с каким результатом рассмотрено.

### **ПЕРЕЧЕНЬ ОБЯЗАТЕЛЬНОГО ГРАФИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА (не меньше формата А3 в цветном исполнении)**

1. Геолого-литологический профиль анализируемого объекта.
2. Динамика основных технологических показателей разработки пластов;
3. Динамика основных технологических показателей разработки пластов на перспективный период.

### **ИСТОЧНИКИ ИНФОРМАЦИИ**

1. Актуальный проект разработки анализируемого месторождения (целиком);
2. Таблица разработки анализируемого объекта на дату анализа;
3. Технологический режим эксплуатации скважин на дату анализа;



Министерство образования и науки Российской Федерации

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

«Самарский государственный технический университет»

**Нефтетехнологический факультет**

**Кафедра Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений**

**ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ**

**текущего контроля и промежуточной аттестации**

**дисциплины «Разработка нефтяных месторождений»**

в составе основной образовательной программы по направлению подготовки:

**21.04.01 Нефтегазовое дело**

по уровню высшего образования: **магистратура**

направленность (профиль) программы: **Разработка нефтяных месторождений**

**Составители:**

**к.т.н., доцент кафедры «РиЭНиГМ»**

**Н.Б. Сопронюк**

**к.т.н., доцент кафедры «РиЭНиГМ»**

**А.М. Зиновьев**

Самара 2015г.

**1. Паспорт фонда оценочных средств  
по дисциплине Разработка нефтяных месторождений**

№ п/п	Контролируемые разделы дисциплины	Код контролируемой компетенции	Шифр дескриптора (описания компетенции)	Наименование оценочного средства
1	2	3	4	5
1	Раздел 1. Общие понятия технологических параметров и процессов разработки месторождений углеводородов	ПК-6	З (ПК-6) -1 <sup>1</sup>	Собеседование (устный опрос) Зачет с оценкой
		ПК-7	З (ПК-7) -1 <sup>1</sup>	Собеседование (устный опрос) Зачет с оценкой
2	Раздел 2. Физико-математические и гидродинамические основы вытеснение нефти водой	ПК-6,	У (ПК-6) -1 <sup>1</sup> ; В (ПК-6) -1 <sup>1</sup>	Собеседование (устный опрос) Курсовой проект
		ПК-7	У (ПК-7) -1 <sup>1</sup> ; В (ПК-7) -1 <sup>1</sup>	
3	Раздел 3. Теория и практика разработки залежей газообразных углеводородов	ПК-6,	З (ПК-6) -1 <sup>1</sup>	Собеседование (устный опрос) Экзамен

**2. Матрица соответствия достижения запланированных показателей  
по дисциплине «Разработка нефтяных месторождений»**

	1 семестр					2 семестр					
	Подготовка к практическим занятиям (раздел 1)	Подготовка к зачету с оценкой	Зачет с оценкой			Подготовка к практическим занятиям (раздел 2)	Подготовка к практическим занятиям (раздел 3)	Курсовой проект	Экзамен		
			1 вопрос	2 вопрос	Итоговая оценка				1 вопрос	2 вопрос	Итоговая оценка
			Вопросы для зачета						Виды СРС, предусмотренные рабочей программой дисциплины		
Виды СРС, предусмотренные рабочей программой дисциплины		Вопросы для зачета			Виды СРС, предусмотренные рабочей программой дисциплины			Экзаменационные вопросы			
<b>ПК-6:</b> Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности	3 (ПК-6) -1 <sup>1</sup> ;	3 (ПК-6) -1 <sup>1</sup> ;	3 (ПК-6) -1 <sup>1</sup> ;		3 (ПК-6) -1 <sup>1</sup> ;	У (ПК-6) -1 <sup>1</sup> ; В (ПК-6) -1 <sup>1</sup>	3 (ПК-6) -1 <sup>1</sup>	У (ПК-6) -1 <sup>1</sup> ; В (ПК-6) -1 <sup>1</sup>	3 (ПК-6) -1 <sup>1</sup>	3 (ПК-6) -1 <sup>1</sup>	3 (ПК-6) -1 <sup>1</sup>
<b>ПК-7:</b> Способность применять методологию проектирования	3 (ПК-7) -1 <sup>1</sup>	3 (ПК-7) -1 <sup>1</sup>		3 (ПК-7) -1 <sup>1</sup>	3 (ПК-7) -1 <sup>1</sup>	У (ПК-7) -1 <sup>1</sup> ; В (ПК-7) -1 <sup>1</sup>		У (ПК-7) -1 <sup>1</sup> ; В (ПК-7) -1 <sup>1</sup>	3 (ПК-7) -1 <sup>1</sup>	3 (ПК-7) -1 <sup>1</sup>	3 (ПК-7) -1 <sup>1</sup>



### 3. Критерии оценивания достижений студентом запланированных результатов обучения

Оценка	Критерии
«отлично»	<i>Выставляется, если уровень сформированности заявленных компетенций по 80 и более % дескрипторов (в соответствии с картами компетенций ОПОП) оценивается на уровнях «4» и «5», при условии отсутствия уровней «1»–«3»: студент показал прочные знания основных положений фактического материала, умение самостоятельно решать конкретные практические задачи повышенной сложности, свободно использовать справочную литературу, делать обоснованные выводы из результатов анализа конкретных ситуаций</i>
«хорошо»	<i>Выставляется, если уровень сформированности заявленных компетенций по 60 и более % дескрипторов (в соответствии с картами компетенций ОПОП) оценивается на уровнях «4» и «5», при условии отсутствия уровней «1»–«2»: студент показал прочные знания основных положений фактического материала, умение самостоятельно решать конкретные практические задачи, предусмотренные рабочей программой, ориентироваться в рекомендованной справочной литературе, умеет правильно оценить полученные результаты анализа конкретных ситуаций</i>
«удовлетворительно»	<i>Выставляется, если уровень сформированности заявленных компетенций по 60 и более % дескрипторов (в соответствии с картами компетенций ОПОП) оценивается на уровнях «3»–«5»: студент показал знание основных положений фактического материала, умение получить с помощью преподавателя правильное решение конкретной практической задачи из числа предусмотренных рабочей программой, знакомство с рекомендованной справочной литературой</i>
«неудовлетворительно»	<i>Выставляется, если уровень сформированности заявленных компетенций менее чем по 60 % дескрипторов (в соответствии с картами компетенций ОПОП) оценивается на уровнях «3»–«5»: При ответе студента выявились существенные пробелы в знаниях основных положений фактического материала, неумение с помощью преподавателя получить правильное решение конкретной практической задачи из числа предусмотренных рабочей программой учебной дисциплины</i>

## **Вопросы для собеседования (устного опроса)**

### **Практическое занятие № 1. «Изучение механических свойств пород коллекторов».**

1. Способы определения гранулометрического состава пород коллекторов.
2. Влияние коэффициента неоднородности и выветрелости горных пород на процессы добычи.

### **Практическое занятие № 2. «Определение физико-химических свойств пластовых вод».**

1. Способы изучения плотности, вязкости пластовых вод. Минерализация.
2. Классификация по содержанию ионов.
3. Водородный показатель. Жесткость воды. Термическая характеристика.

### **Практическое занятие № 3. «Изучение геологического разреза».**

1. Способы построения литолого-стратиграфической колонки.
2. Применение результатов исследования скважин.
3. Принципы построения геохронологической шкалы местности.

### **Практическое занятие № 4. «Построение структурной карты по кровле продуктивного пласта».**

1. Способы получения исходной информации для построения структурных карт.
2. Методы обработки данных полученных при бурении скважин.
3. Основные типы и предназначение геолого-промысловой и нормативной документации.

### **Практическое занятие № 5. «Построение схематического геолого-литологического профиля продуктивных отложений».**

1. Виды и способы определения проницаемости горных пород.
2. Виды и способы определения характера залегания горных пород.
3. Виды и способы определения распространения коллектора.

### **Практическое занятие № 6. «Изучение энергетического состояния залежи».**

1. Виды и способы изучения пластовой энергии.
2. Определение преобладающего типа пластовой энергии.
3. Особенности режимов разработки нефтяных залежей.

### **Практическое занятие № 7. «Изучение энергетического состояния залежи (продолжение)».**

1. Определение коэффициента нефтеотдачи.
2. Особенности искусственного и смешанного режимов добычи.
3. Основные особенности динамики показателей разработки при преобладании различных типов пластовой энергии.

### **Практическое занятие № 8. «Теория упругого режима».**

1. Способы определения и физический смысл Коэффициент упругости пласта.
2. Определение упругого запаса для нефтяной и водоносной частей залежи.
3. Определение доли запасов, извлекаемых на режиме естественного истощения.

### **Практическое занятие № 9. «Изучение процесса перераспределения давления в пласте».**

1. Способы и методы определения, физический смысл коэффициента сжимаемости скелета породы и флюида, характера насыщенности горных пород.
2. Предназначение и физический смысл дифференциального уравнения потока.
3. Понятие и физический смысл безразмерных гидродинамических параметров.

### **Практическое занятие № 10. «Изучение процесса перераспределения давления в пласте (продолжение)»**

1. Понятие и определение упругости скелета породы и флюида.

2. Дифференциальное уравнение пьезопроводности.
3. Взаимосвязь безразмерных и размерных параметров. Достоинства и недостатки.

**Практическое занятие № 11. «Начальная стадия разработки нефтяного и газового месторождения».**

1. Классификация запасов.
2. Оценка и определение гидродинамических параметров месторождения по данным испытания трех скважин.
3. Понятие и определение фильтрационных параметров.
4. Понятие и определение емкостных параметров.

**Практическое занятие № 12. «Применение уравнения материального баланса при проектировании добычи».**

1. Применение уравнения материального баланса.
2. Способы и методы оценки добычи из залежи, имеющей линзовидную форму.

**Практическое занятие № 13. «Применение уравнения материального баланса при проектировании добычи (продолжение)»**

1. Определение механизма вытеснения.
2. Расчет запасов для пласта, содержащего растворенный газ.

**Практическое занятие № 14. «Применение уравнения материального баланса при проектировании добычи (продолжение)»**

1. Адаптация модели водоносного пласта.
2. Использование метода Хавлены-Оуде.

**Практическое занятие № 15. «Изучение фильтрационных параметров залежи».**

1. Проведение и оценка результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС).
2. Основные виды и предназначение ГДИС.
3. Способы интерпретации

**Практическое занятие № 16. «Изучение фильтрационных параметров залежи (продолжение)»**

1. Метод детерминированных моментов давления (ДМД).
2. Оценка геометрии разломов по результатам базовых ГДИС в оценочных скважинах.

**Практическое занятие № 17. «Разработка месторождений с нетрадиционными и трудно-извлекаемыми запасами».**

1. Классификация месторождений, содержащих нетрадиционные трудно извлекаемые запасы.
2. Категории трудно-извлекаемых запасов (ТИЗ).
3. Особенности формирования и условия залегания ТИЗ.

**Практическое занятие № 18. «Разработка месторождений с нетрадиционными и трудно-извлекаемыми запасами (продолжение)».**

1. Классификация способов и технологий добычи, применяемых для добычи ТИЗ.
2. Критерии применения технологий для добычи ТИЗ.
3. Обоснование выбора того или иного способа добычи ТИЗ и нетрадиционных запасов.

**Практическое занятие № 19. «Изучение вытеснения нефти водой».**

1. Характеристика и построение функции Бакли-Левретта.
2. Характеристика потока с помощью функции Бакли-Левретта.
3. Анализ производной функции Бакли-Левретта.



**Практическое занятие № 20. «Изучение вытеснения нефти водой (продолжение)».**

1. Относительные фазовые проницаемости.
2. Описание динамика обводнения залежи, характер насыщения.
3. Движение фронта вытеснения нефти водой при различных моделях вытеснения.

**Практическое занятие № 21. «Водонапорный режим вытеснения нефти из пласта».**

1. Использование метода Стайлса.
2. Адаптация и прогнозирования показателей разработки месторождения.

**Практическое занятие № 22. «Водонапорный режим вытеснения нефти из пласта (продолжение)».**

1. Использование метода Дикстры-Парсонса.
2. Расчет вытеснения.

**Практическое занятие № 23. «Морские нефтяные месторождения».**

1. Разработка месторождений шельфа и на море.
2. Уплотнение пласта.
3. Аномальные показатели давления.

**Практическое занятие № 24. «Изучение энергетического состояния газовой залежи».**

1. Характеристика динамики технологических показателей разработки при газовом режиме.
2. Характеристика динамики технологических показателей разработки при упругогазонапорном режиме.
3. Коэффициент газаотдачи.

**Практическое занятие № 25. «Разработка газовых и газоконденсатных месторождений».**

1. Проектирование и прогнозирование разработки гипотетической газовой залежи с заданными темпами отбора газа.
2. Применение уравнений движения газа.
3. Теория об удельных объемах дренирования.

**Практическое занятие № 26. «Разработка газовых и газоконденсатных месторождений (продолжение)».**

1. Основные технологические параметры сайклинг-процесса.
2. Условия успешного протекания сайклинг-процесса.
3. Расчет сайклинг-процесса.

**Практическое занятие №27. «Разработка газовых и газоконденсатных месторождений (продолжение)».**

1. Расчет коэффициента охвата по мощности.
2. Применение сайклинг-процесса при разработке месторождений газа и газоконденсата.

### **Перечень вопросов для промежуточной аттестации (зачет по результатам 1-го семестра)**

1. Профессиональные обязанности специалистов по разработке.
2. Профессиональная оценка режима месторождения.
3. Основные гидродинамические параметры пластовой системы
4. Способы оценки гидродинамических параметров в начальный период разработки.
5. Оценка запасов и энергетического состояния разработки.
6. Техничко-экономическое обоснование разработки нового месторождения.

7. Аналитические методы проектирования показателей разработки, применяемые в начальной стадии разработки месторождения.
8. Выбор стратегии разработки на первом этапе проектирования.
9. Основные законы и уравнения фильтрации нефти в пласте.
10. Основные законы и уравнения фильтрации газа в пласте.
11. Основные PVT свойства пластовых систем.
12. Определение PVT свойств пластовых систем.
13. Уравнение материального баланса
14. Теория упругого режима разработки залежи
15. Коэффициенты сжимаемости и упругости
16. Вывод уравнения суммарного материального баланса для нефтяных пластов
17. Условия, необходимые для успешного применения уравнения материального баланса.
18. Решение уравнения материального баланса. Метод Хавлены-Оуде
19. Решение уравнения материального баланса для месторождений с различными режимами.
20. Определение гранулометрического состава пород коллекторов.
21. Коэффициент неоднородности. Выветрелость и прочность пород.
22. Плотность, вязкость пластовой воды. Минерализация. Классификация по содержанию ионов.
23. Водородный показатель. Жесткость воды. Термическая характеристика
24. Построение литолого-стратиграфической колонки. Применение результатов исследования скважин.
25. Геохронологическая шкала.
26. Построение структурной карты по кровле продуктивного пласта.
27. Структурная карта. Обработка данных полученных при бурении скважин.
28. Минерализация пластовой воды. Классификация по содержанию ионов.
29. Виды пластовой энергии. Преобладающая пластовая энергия. Режим нефтяных залежей.
30. Изучение динамики показателей разработки при преобладании различных типов пластовой энергии.
31. Коэффициент упругости пласта. Определения упругого запаса залежи.
32. Коэффициент сжимаемости скелета породы и флюида, насыщенность. Дифференциальной уравнение потока. Безразмерные гидродинамические параметры.
33. Упругость скелета породы и флюида. Дифференциальное уравнение пьезопроводности.
34. Взаимосвязь безразмерных и размерных параметров. Достоинства и недостатки.
35. Проведение и оценка результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Основные виды и предназначение ГДИС. Способы интерпретации
36. Метод детерминированных моментов давления (ДМД).
37. Оценка геометрии разломов по результатам базовых ГДИС в оценочных скважинах.
38. Разработка месторождений с нетрадиционными и трудно-извлекаемыми запасами. Классификация месторождений, содержащих нетрадиционные трудно извлекаемые запасы.
39. Категории трудно-извлекаемых запасов. Особенности формирования. Условия залегания.
40. Классификация и обоснование применения способов и технологий добычи ТИЗ

## Примерная структура билета для зачета с оценкой



МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

### БИЛЕТ № 1

по дисциплине \_\_\_\_\_

**Разработка нефтяных месторождений**

(наименование дисциплины)

Направление подготовки \_\_\_\_\_

**21.04.01**

(шифр)

Факультет \_\_\_\_\_

**НТФ**

(наименование факультета)

Семестр \_\_\_\_\_

**1**

(номер)

1. Профессиональные обязанности специалистов по разработке.
2. Коэффициент неоднородности. Выветрелость и прочность пород.

Составитель:

\_\_\_\_\_ доцент Н.Б. Сопронюк

\_\_\_\_\_ доцент А.М. Зиновьев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ года

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ В.В. Коновалов

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ года



## **Перечень вопросов для промежуточной аттестации (вопросы к защите курсового проекта)**

1. Опишите геолого-физическую характеристику рассматриваемой залежи и вмещаемого флюида;
2. Обоснуйте и опишите методику расчета запасов
3. Дайте краткую характеристику текущего состояния разработки залежи
4. Приведите причины нестандартного поведения основных показателей разработки на протяжении всей истории добычи;
5. Приведите результаты и опишите процедуру проведения анализа энергетического состояния залежи и системы заводнения
6. Когда, зачем, как и с какой эффективностью внедрялись мероприятия по регулированию и контролю за процессом добычи;
7. Опишите цель и процедуру проведения расчетов на основе характеристик вытеснения;
8. Приведите детальное описание методики проведения расчетно-теоретической части;
9. Обоснуйте выводы и дайте рекомендации по результатам проведенного анализа

## **Перечень вопросов для промежуточной аттестации (экзамен)**

1. Предпосылки организации заводнения.
2. Проектирование водонапорного режима.
3. Современные виды систем заводнения.
4. Способы контроля и совершенствования процессов заводнения
5. Одномерная теория водонапорного режима.
6. Характеристики вытеснения
7. Теория вытеснения Бакли-Левретта.
8. Описание движения фронта вытеснения
9. Математическое описание процесса вытеснения нефти из пласта при водонапорном режиме.
10. Использование относительных фазовых проницаемостей в численных моделях.
11. Проведении аналитического исследования динамики вытеснения нефти водой.
12. Типы неоднородности
13. Влияние на эффективность заводнения факторов неоднородности.
14. Понятие и физический смысл коэффициента вертикального охвата по мощности в неоднородных пластах.
15. Способ оценки коэффициента вертикального охвата по мощности в неоднородных пластах.
16. Оценка влияния неоднородности по методу Стайлса.
17. Оценка влияния неоднородности по методу Дикстры-Парсонса.
18. Метод, основанный на уравнении Вэлджа.
19. Прогнозирование при движении отдельных фаз в потоке.
20. Основные положения и приемы анализа эффективности разработки месторождений.
21. Анализ эффективности разработки месторождения Восточный Техас.
22. Периоды разработки месторождений
23. Месторождения с длительным периодом разработки.
24. Карбонатные коллектора. Характеристика и особенности.
25. Сложно-построенные месторождения в карбонатных коллекторах.

26. Месторождения в регионах Северного моря.
27. Режим уплотнения пласта
28. Основные физические свойства пластовых систем газовых месторождений.
29. Уравнения состояния идеального газа.
30. Уравнения состояния реального газа. Характеристика уравнения Менделеева-Клапейрона.
31. Законы Бойля-Мариотта, Гей-Люссака, Шарля.
32. Свойства и законы движения природного газа.
33. Взаимосвязь параметров в стандартных и пластовых условиях.
34. Концепция материального баланса для газового месторождения.
35. Основы вытеснения нефти газом.
36. Динамика несмешивающегося вытеснения нефти газом.
37. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений.
38. Разработка ретроградных газоконденсатных пластов.
39. Газовый сайклинг-процесс в ретроградных газоконденсатных пластах.
40. Характеристика потока с помощью функции Бакли-Левретта. Анализ Производной функции Бакли-Левретта.
41. Движение фронта вытеснения нефти водой при различных моделях вытеснения
42. Использование метода Стайлса. Адаптация и прогнозирования показателей разработки месторождения.
43. Использование метода Дикстры-Парсонса. Расчет вытеснения.
44. Разработка месторождений шельфа и на море. Уплотнение пласта. Аномальные показатели давления.
45. Динамика технологических показателей разработки при газовом режиме. Коэффициент газаотдачи.
46. Динамика технологических показателей разработки при упруговодогазонапорном режиме. Коэффициент газаотдачи.
47. Основы расчета гипотетической газовой залежи с заданными темпами отбора газа.
48. Основы расчета сайклинг-процесса. Расчет коэффициента охвата по мощности.
49. Применение сайклинг-процесса при разработке месторождений газа и газоконденсата.
50. Классификация запасов нефти и газа.

## Примерная структура билета для экзамена



МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

### ЭКЗАМЕНАЦИОННЫЙ БИЛЕТ № 1

по дисциплине

Разработка нефтяных месторождений

(наименование дисциплины)

Направление подготовки

21.04.01

(цифр)

Факультет

НТФ

(наименование факультета)

Семестр

2

(номер)

1. Предпосылки организации заводнения.
2. Месторождения в регионах Северного моря.

Составитель:

\_\_\_\_\_ доцент Н.Б. Сопролюк

\_\_\_\_\_ доцент А.М. Зиновьев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ года

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ В.В. Коновалов

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ года



**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К АУДИТОРНЫМ  
ЗАНЯТИЯМ ПО ДИСЦИПЛИНЕ  
«РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»**

**1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

Вид учебных занятий	Организация деятельности студента
Лекция	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 преподавателю на консультации, на практическом занятии.
Практические занятия	Проработка рабочей программы, уделяя особое внимание целям и задачам структуре и содержанию дисциплины. Конспектирование источников. Работа с конспектом лекций, самостоятельное изучение теоретического материала, выступление с докладом по результатам подготовки к практическим занятиям с представлением иллюстрационного материала в виде презентации Microsoft PowerPoint.
Подготовка к зачету с оценкой	При подготовке к зачету с оценкой необходимо ориентироваться на конспекты лекций, рекомендуемую литературу, материалы практических занятий.
Подготовка к экзамену	При подготовке к экзамену необходимо ориентироваться на конспекты лекций, рекомендуемую литературу, материалы практических занятий.
Подготовка к защите курсового проекта	При подготовке к защите курсового проекта необходимо ориентироваться на конспекты лекций, рекомендуемую литературу, материалы практических занятий, результаты, полученные в курсовом проекте.

**2. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ЛЕКЦИОННЫХ  
ЗАНЯТИЙ**

Лекция представляет собой систематическое устное изложение учебного материала. С учетом целей и места в учебном процессе различают лекции вводные, установочные, текущие, обзорные и заключительные. В зависимости от способа проведения выделяют лекции:

- *информационные;*
- *проблемные;*
- *визуальные;*
- *бинарные (лекция-диалог);*
- *лекции-провокации;*
- *лекции-конференции;*
- *лекции-консультации;*
- *лекции-беседы;*
- *лекция с эвристическими элементами;*

- лекция с элементами обратной связи;
- лекция с решением производственных и конструктивных задач;
- лекция с элементами самостоятельной работы студентов;
- лекция с решением конкретных ситуаций;
- лекция с коллективным исследованием;
- лекции спецкурсов.

Лекции по настоящей дисциплине проводятся в форме информационных, т.е. с использованием объяснительно иллюстративного метода изложения.

Перед началом лекции до обучающихся доводятся основные литературные источники, сообщается тема лекции и последовательность вопросов, подлежащих рассмотрению. При этом обращается внимание на логику построения вопросов, их формулировку и взаимосвязь.

По ходу лекции при возникновении проблемных вопросов (или ситуаций) процесс познания происходит через научный поиск, диалог, анализ, сравнение разных точек зрения.

При объяснении различных вопросов большое значение имеет иллюстрационный материал (формы документов, структур систем управления и проч.), поэтому в случае их сложного или долгого воспроизводства на лекции используется раздаточный материал.

Обращается внимание на вопросы, сведения из которых будут использоваться при проведении практических и лабораторных занятий и самостоятельной работе студентов. В Рабочей программе приводится содержание лекций и вопросы, выносимые на самостоятельное изучение с учётом дидактических единиц.

В некоторых случаях преподавателем может использоваться способ индивидуального общения, построенный на непосредственном контакте преподавателя и студента, который позволяет привлекать к двухстороннему обмену мнениями по наиболее важным вопросам темы занятия, менять темп изложения с учетом особенности аудитории.

В начале лекции и по ходу ее преподаватель задает слушателям вопросы не для контроля усвоения знаний, а для выяснения уровня осведомленности по рассматриваемой проблеме. Вопросы могут быть элементарными: для того, чтобы сосредоточить внимание, как на отдельных нюансах темы, так и на проблемах. Продумывая ответ, студенты получают возможность самостоятельно прийти к выводам и обобщениям, которые хочет сообщить преподаватель в качестве новых знаний. При этом необходимо следить, чтобы вопросы не оставались без ответа, иначе лекция будет носить риторический характер.

Обратная связь устанавливается посредством ответов студентов на вопросы преподавателя по ходу лекции. Чтобы определить осведомленность студентов по излагаемой проблеме, в начале какого-либо раздела лекции задаются необходимые вопросы.

Если студенты правильно отвечают на вводный вопрос, преподаватель может ограничиться кратким тезисом или выводом и перейти к следующему вопросу. Если же ответы не удовлетворяют уровню желаемых знаний, преподаватель сам излагает подробный ответ, и в конце объяснения снова задает вопрос, определяя степень усвоения учебного материала.

#### Рекомендации обучающимся при работе с лекционным материалом:

1. Материал каждой законспектированной лекции должен прочитываться и прорабатываться с выявлением затрудненных в понимании вопросов и неясностей.
2. Необходимо попытаться добиться ясности понимания с использованием проработки рекомендованных литературных источников.
3. Если и в этом случае не удастся добиться результата, то следует получить консультацию преподавателя по этому вопросу.
4. Следует посмотреть, как этот вопрос формулируется в вопросах для подготовки к экзамену и быть готовым представить по нему информацию при проведении экзамена.

### 3. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

**Практическое занятие** — форма организации обучения, которая направлена на формирование практических умений и навыков и является связующим звеном между самостоятельным теоретическим освоением студентами учебной дисциплины и применением ее положений на практике.

Практические занятия по дисциплине проводятся в целях выработки практических умений и приобретения навыков в решении управленческих задач, выполнении заданий, разработке и оформлении документов, практического овладения компьютерными технологиями. Главным их содержанием является практическая работа каждого студента.

Подготовка студентов к практическому занятию – один из видов самостоятельной работы в рамках данной дисциплины. Подготовка производится по вопросам, разработанным для каждой темы практических занятий. Данная информация доводится до студентов заранее. По желанию обучающихся, они могут не только составить конспект по материалам подготовки к практическому занятию, но и подготовить доклад по соответствующей теме, которая формулируется самим обучающимся и согласуется с преподавателем. Доклад иллюстрируется с помощью презентации Microsoft PowerPoint. Рекомендации по выполнению самостоятельной работы представлены в соответствующих методических указаниях.

Работа студентов во время практического занятия осуществляется на основе заданий, которые выдаются обучающимся в начале занятия. Предварительно преподаватель проводит устный опрос по материалам подготовки к практическому занятию.

Практические занятия составляют значительную часть всего объема аудиторных занятий и имеют важнейшее значение для усвоения программного материала. Выполняемые задания могут быть:

- 1) иллюстрацией теоретического материала и носить воспроизводящий характер; они выявляют качество понимания студентами теории;
- 2) образцами задач и примеров, разобранных в аудитории; для самостоятельного выполнения требуется, чтобы студент овладел показанными методами решения;
- 3) видом заданий, содержащим элементы творчества; одни из них требуют от студента обобщений, для их выполнения необходимо привлекать ранее приобретенный опыт, устанавливая внутрисубъектные и межпредметные связи; решение других требует дополнительных знаний, которые студент должен приобрести самостоятельно; третьи предполагают наличие у студента некоторых исследовательских умений;
- 4) может применяться выдача индивидуальных или опережающих заданий на различный срок, определяемый преподавателем, с последующим представлением их для проверки в указанный срок.

По данной дисциплине предусмотрено проведение 27 практических занятий длительностью 4 академических часа каждое. Темы практических занятий приведены в Разделе 4.2 Рабочей программы.

В начале занятия рассматриваются основные теоретические положения, положенные в основу занятия. Обращается внимание на основные понятия, расчетные формулы, алгоритмы, практическую значимость рассматриваемых вопросов. Далее студентам предлагаются определенные условия (задачи), для которых требуется выполнить расчет определенных параметров или выработать определенные технологические решения. Задания могут быть групповые и индивидуальные. В зависимости от сложности предлагаемых заданий, целей занятия, общей подготовки обучающихся преподаватель может подсказать обучающимся алгоритм решения, или первое действие, или указать общее направление рассуждений. Полученные результаты обсуждаются с позиций их адекватности или эффективности в рассмотренной ситуации.

Материалы практических занятий используются студентами при выполнении курсового проекта, что позволяет закрепить полученные результаты.



## 5. Методические материалы, определяющие процедуры оценивания знаний, умений, навыков и (или) опыта деятельности, характеризующих этапы формирования компетенций

Поскольку учебная дисциплина призвана формировать несколько дескрипторов компетенций, процедура оценивания реализуется поэтапно:

**1-й этап:** оценивание уровня достижения каждого из запланированных результатов обучения – дескрипторов (знаний, умений, владений) в соответствии со шкалами и критериями, установленными картами компетенций ОПОП (Приложение к ОПОП 1-3). Экспертной оценке преподавателя подлежат уровни сформированности отдельных дескрипторов, для оценивания которых предназначена данная оценочная процедура текущего контроля или промежуточной аттестации согласно матрице соответствия оценочных средств результатам обучения по дисциплине (раздел 3 Фонда оценочных средств).

**2-й этап:** интегральная оценка достижения обучающимся запланированных результатов обучения по итогам отдельных видов текущего контроля и промежуточной аттестации.

### Характеристика процедур текущего и итогового контроля по дисциплине: «Разработка нефтяных месторождений»

№	Наименование оценочного средства*	Периодичность и способ проведения процедуры оценивания	Методы оценивания	Виды выставляемых оценок	Способ учета индивидуальных достижений обучающихся
1.	Отчет по практическим занятиям (собеседование);	систематически на занятиях	экспертный, групповая оценка, взаимооценка, самооценка	зачтено /не зачтено	журнал учета успеваемости
2.	Зачет с оценкой	раз в семестр, по окончании изучения дисциплины	экспертный	по пятибалльной шкале	ведомость, зачетная книжка и учебная карточка, индивидуальный план, портфолио
3.	Экзамен	раз в семестр, по окончании изучения дисциплины	экспертный	по пятибалльной шкале	ведомость, зачетная книжка и учебная карточка, индивидуальный план, портфолио
4.	курсовой проект / работа	По итогам выполнения работы и допуска к защите	экспертный, групповая оценка, взаимооценка	по пятибалльной шкале	ведомость, зачетная книжка и учебная карточка, индивидуальный план, портфолио

Удовлетворительная оценка по дисциплине, может выставляться и при неполной сформированности компетенций в ходе освоения отдельной учебной дисциплины, если их формирование предполагается продолжить на более поздних этапах обучения, в ходе изучения других учебных дисциплин.