


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ. М.С. ГУЦЕРИЕВА

«Утверждаю»

Директор института
/ С.Б. Колесова
«28» февраля 2020 года



РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ
Разработка нефтяных месторождений

Направление подготовки
21.03.01 «НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО»

Направленность (профиль подготовки)
21.03.01.01 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Квалификация выпускника
БАКАЛАВР


Форма обучения
Очно-заочная

ПРИЕМ 2020/2021 уч. года

Разработчик(и) рабочей программы дисциплины(модуля)

ФИО	Ученая степень, звание, должность	Контактная информация (служебные E-mail и телефон)
Р.Р. Хузин	Ст.преподаватель	E-mail: nfkafedra@udsu.ru Тел.: 8 (3412) 91-63-12


Экспертиза рабочей программы

Первый уровень (оценка качества содержания программы, соответствие целям и задачам ООП ВО)	
Руководитель ООП ВО	Подпись руководителя ООП ВО
С.Ю. Борхович, к.т.н., доцент	

Выписка из решения

Программа составлена в соответствии с требованиями ФГОС ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело. Соответствует целям и задачам ООП по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело.

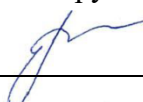
Программа рекомендуется к использованию в учебном процессе.

Второй уровень (оценка качества содержания программы и применяемых педагогических технологий)		
Наименование кафедры	№ протокола, дата	Подпись зав. кафедрой
РЭНГМ	№ 6/1 от 28.01.2020 г.	С.Ю. Борхович 

Выписка из решения

Программа составлена в соответствии с требованиями ФГОС ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело. Составители учли все рекомендации УМУ УдГУ.

Программа рекомендуется к использованию в учебном процессе.


Третий уровень (соответствие целям подготовки и учебному плану образовательной программы)		
Методическая комиссия института, в структуре ООП которого будет реализовываться данная программа	№ протокола, дата	Подпись председателя МК
	№ 6 от 03.02.2020 г.	Н.Г. Трубицына 

Выписка из решения

Рабочая программа и фонд оценочных средств составлены в соответствии с требованиями ФГОС ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело. Составители учли все рекомендации УМУ УдГУ

Программа и фонд оценочных средств рекомендуется к использованию в учебном процессе.

Рабочая программа дисциплины (модуля) рассмотрена и переутверждена на 2021-2022 учебный год на заседании кафедры РЭНГМ от 24.06.2021 года, протокол № 9.

Зав. кафедрой  к.т.н., доцент С.Ю. Борхович

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Цель и задачи освоения дисциплины	4
2. Место дисциплины в структуре основной образовательной программы	4
3. Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине, соотнесенных с планируемыми результатами освоения основной образовательной программы	4
4. Объем дисциплины в зачетных единицах с указанием количества часов, выделенных на контактную работу обучающихся с преподавателем (по видам учебных занятий) и на самостоятельную работу обучающихся	9
5. Содержание дисциплины, структурированное по темам (разделам) с указанием отведенного на них количества часов и видов учебных занятий	10
6. Перечень учебно-методического обеспечения для самостоятельной работы студентов по дисциплине	15
7. Фонд оценочных средств для проведения промежуточной аттестации по дисциплине	19
8. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины	30
9. Методические указания для обучающихся по освоению дисциплины	38
10. Описание материально-технической базы, необходимой для осуществления образовательного процесса по дисциплине	35
11. Особенности организации образовательного процесса по дисциплине для инвалидов и лиц с ограниченными возможностями здоровья	36
Разработка нефтяных месторождений (методические указания к курсовому проектированию)	37

Рабочая программа дисциплины составлена в соответствии с требованиями ФГОС ВО 3++ по направлению подготовки 21.03.01. Нефтегазовое дело, утвержденного Приказом Минобрнауки РФ от « 09 » февраля 2018 г., № 96.

1. ЦЕЛЬ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

Целью освоения дисциплины «Разработка нефтяных месторождений» является приобретение знаний и навыков по применению различных технологических процессов извлечения углеводородов из недр с помощью скважин.

Изучение дисциплины позволит овладеть необходимыми знаниями о физических процессах, происходящих в нефтесодержащих пластах при извлечении из них нефти и газа, о способах воздействия на фильтрационные поля с целью контроля и регулирования фильтрации пластовых флюидов и увеличения степени извлечения нефти из залежей, а также о методологии технологических расчетов показателей разработки залежей нефти, и принципах гидродинамического моделирования процесса разработки нефтяной залежи, что является залогом успешной профессиональной деятельности.

2. Место дисциплины в структуре основной образовательной программы

Дисциплина входит в часть, формируемая участниками образовательных отношений ООП бакалавриата

Для изучения данной учебной дисциплины необходимы знания, умения и навыки, формируемые предшествующими дисциплинами: модули математика, физика, химия, экономика, экология, физика пласта, общая геология, физическая и коллоидная химия, подземная гидромеханика

Успешное освоение дисциплины позволяет перейти к изучению производственной практики, сдачи ВКР и Госэкзамена.

3. Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине, соотнесенных с планируемыми результатами освоения основной образовательной программы

Планируемые результаты обучения по дисциплине – это знания, умения, навыки и (или) опыт деятельности. Планируемые результаты освоения образовательной программы – это формируемые дисциплиной компетенции.

Освоение дисциплины направлено на формирование элементов следующих компетенций в соответствии с ФГОС ВО и ООП ВО по данному направлению подготовки:

Результаты освоения ООП ВО (компетенции)	Индикаторы достижения компетенций	Результаты обучения по дисциплине	
<p>ПК-1 способность осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПК-1.1 знать основные производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий</p> <p>ПК-1.2 уметь при взаимодействии с сервисными компаниями и специалистами технических служб корректировать технологические процессы с учетом реальной ситуации</p> <p>ПК-1.3 владеть навыками руководства производственными процессами с применением современного оборудования и материалов</p>	<p>Знать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - источники пластовой энергии и режимы разработки нефтяных месторождений; - особенности проявления и характеристику режимов дренирования нефтяных залежей; - математическое описание процесса фильтрации флюидов в пористых средах при разных режимах разработки; - основные принципы построения по площади месторождения системы разработки; - методологические принципы расчета технологических показателей разработки нефтяных и газонефтяных залежей при различных условиях (с воздействием и без воздействия на продуктивные пласты); - механизм физико-химического, теплового, газового и др. воздействия на продуктивные пласты с целью увеличения нефтеотдачи. 	<p>Уровень 1*</p>

		<ul style="list-style-type: none"> - осуществлять сбор данных для выполнения работ по добыче нефти и газа, промышленному контролю и регулированию извлечения углеводородов; - выполнять отдельные элементы проектов на стадиях эскизного, технического и рабочего проектирования разработки нефтяного и газонефтяного месторождения. 	Уровень 2**
		<ul style="list-style-type: none"> - изучать и анализировать зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области добычи нефти; - планировать и проводить необходимые эксперименты, обрабатывать, в том числе с использованием прикладных программных продуктов, интерпретировать результаты и делать выводы; - использовать физико-математический аппарат для решения расчетно-аналитических задач, возникающих в ходе профессиональной деятельности. 	Уровень 3***
		<p>Уметь:</p> <ul style="list-style-type: none"> - распознавать механизм фильтрационного процесса пластовых флюидов для условий конкретного месторождения (залежи); - толковать проблемные вопросы процесса нефтеизвлечения по фактическим показателями разработки месторождения (залежи); - применять на практике инженерные методы расчета, оценки эффективности элементов системы разработки; - разрабатывать программу технологических мероприятий по совершенствованию системы разработки месторождения (залежи); - произвести оценку эффективности геолого- 	Уровень 1

		технологических мероприятий, осуществляемых на месторождении (залежи); - использовать отечественный и зарубежный опыт.	
--	--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

		<ul style="list-style-type: none"> - применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику; - оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в нефтегазовом производстве; - применять в практической деятельности принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды; - использовать методы технико-экономического анализа. 	Уровень 2
		<ul style="list-style-type: none"> обобщать, анализировать, воспринимать информацию, ставить цели и выбирать пути её достижения; - адаптироваться к новым экономическим, социальным, политическим, культурным ситуациям, изменениям содержания социальной и профессиональной деятельности. 	Уровень 3
		<p>Владеть:</p> <ul style="list-style-type: none"> - навыками использования накопленного опыта в области разработки нефтяных месторождений; - методологией оценки энергетического состояния месторождения (залежи); - методологией инженерных расчетов технологических показателей разработки нефтяных месторождений (залежей); - основами решения научных проблем и интерпретации информации о состоянии разработки нефтяного месторождения (залежи); - знаниями иностранного языка для изучения зарубежного опыта в области разработки нефтяных месторождений (залежей). 	Уровень 1
		<ul style="list-style-type: none"> - самостоятельно приобретать новые знания, используя современные образовательные и 	Уровень 2

		информационные технологии; - использовать основные законы естественнонаучных дисциплин в профессиональной деятельности, применять методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования;	
		- владеть основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации, работать с компьютером как средством управления информацией.	Уровень 3

**Уровень 1 (повышенный) предполагает готовность решать практические задачи повышенной сложности, нетиповые задачи, принимать профессиональные и управленческие решения в условиях неполной определенности, при недостаточном документальном, нормативном и методическом обеспечении (соответствует оценке «отлично» при оценивании освоения компетенции.*

***Уровень 2 (базовый) позволяет решать типовые задачи, принимать профессиональные и управленческие решения по известным алгоритмам, правилам и методикам (соответствует оценке «хорошо» при оценивании освоения компетенции.*

****Уровень 3 (пороговый) дает общее представление о виде деятельности, основных закономерностях функционирования объектов профессиональной деятельности, методов и алгоритмов решения практических задач (соответствует оценке «удовлетворительно» при оценивании освоения компетенции.*

4. Объем дисциплины в зачетных единицах с указанием количества часов, выделенных на контактную работу обучающихся с преподавателем (по видам учебных занятий) и на самостоятельную работу обучающихся

Общая трудоемкость дисциплины составляет 6 зачетных единиц, 216 академических часов.

Объем контактной работы обучающихся с преподавателем составляет 32 академических часов, из них:

8 сем

- лекции – 6 часов;

- практические (семинарские) занятия - 10 часов;

- прием зачета

Объем самостоятельной работы составляет 92 академических часов

9 сем

- лекции – 6 часов;
 - практические (семинарские) занятия - 10 часов;
 - прием экзамена, курсовая раб./ проект
- Объем самостоятельной работы составляет 83 академических часов

**5. Содержание дисциплины, структурированное по темам
(разделам) с указанием отведенного на них количества часов и видов
учебных занятий**

№ п/п	Разделы, темы дисциплины, аннотация темы	Неделя семестра	Виды учебных занятий, включая самостоятельную работу обучающихся и трудоемкость (в часах)				СРС	Формы текущего контроля успевае- мости	Формируемые компетенции /индикаторы достижения компетенций
			Контактная работа с преподавателем						
			Лек.	Сем. (Практ.)	Лаб.	КСР*			
Семестр 8									
			6	10			92	КОНТР РАБ	ПК-1
1.	Введение. История развития систем разработки нефтяных месторождений								
	Системы разработки нефтяных месторождений. Объект разработки. Факторы, влияющие на выбор объекта разработки. Выделение эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях.								
	Режимы работы нефтяных пластов. Разработка нефтяных залежей при естественных режимах (режимах истощения пластовой энергии).								
	Разработка нефтяных месторождений с заводнением пластов. Системы заводнения, геологические условия их применения. Показатели								

разработки нефтяных месторождений с применением заводнения.									
Методики оценки технологических показателей разработки месторождений при заводнении Гидродинамические расчеты дебитов и давлений до и после прорыва воды при жестком водонапорном режиме (однородный пласт)									
Научно-технологические проблемы разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами									
Увеличение полноты выработки запасов природных углеводородов.									
Методы разработки вязких и высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах									
9 сем		6	10			83	КУРС ПР	ПК-1	
Моделирование пластов (залежей) и процессов разработки									
Технология разработки нефтяного месторождения и технологические показатели разработки.									
Проектирование и регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений.									
Экономические основы разработки нефтяных									

	месторождений								
	Характеристики вытеснения нефтяных залежей								
	Лицензионная деятельность, охрана недр и окружающей среды								

Семестр 8

Модуль 1. Развитие систем разработки нефтяных месторождений

Цели и задачи дисциплины. Содержание дисциплины, ее назначение и связь со смежными дисциплинами направления «Нефтегазовое дело». Роль дисциплины «Разработка нефтяных месторождений» в подготовке бакалавров по направлению «Нефтегазовое дело».

История развития науки о разработке нефтяных и газовых месторождений как теоретической основы проектирования разработки залежей нефти и газа. Развитие систем разработки нефтяных месторождений. Современное состояние нефтедобывающей промышленности России и за рубежом. Инновационное развитие технологии разработки нефтяных месторождений.

Модуль 2. Физические свойства коллекторов, пластовых жидкостей и газов. Общая характеристика параметров месторождения.

Типы пород-коллекторов; гранулометрический состав пород; пористость; проницаемость; нефте-, водо-, и газонасыщенность; упругие свойства горных пород. Плотность, вязкость, сжимаемость нефти, объемный коэффициент пластовой нефти. Пластовые воды, физические свойства пластовых вод. Ловушка, залежь, месторождение. Категории запасов нефти в залежи. Классификация нефтяных месторождений по величине извлекаемых запасов нефти, по качеству извлекаемых запасов, по качеству нефти, по геологическому строению. Балансовые запасы нефти и нефтяного газа в залежи.

Модуль 3. Системы разработки нефтяных месторождений. Объект разработки. Факторы, влияющие на выбор объекта разработки. Выделение эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях.

Система разработки месторождения. Параметры, характеризующие систему разработки: системы разработки без воздействия на пласты; системы разработки с воздействием на пласты; системы разработки с законтурным заводнением; системы с приконтурным воздействием; системы с внутриконтурным воздействием. Выбор системы разработки.

Объект разработки. Факторы, влияющие на выбор объекта разработки. Факторы, влияющие на выделение залежи в объект разработки или объединение нескольких залежей в один объект разработки. Определение технологии разработки месторождений. Основные технологические показатели разработки месторождений.

История проектирования и разработки нефтяных площадей многопластовых месторождений. Выделение эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях. Понятие базового и возвратного горизонтов. Очередность ввода в разработку эксплуатационных объектов. Одновременная эксплуатация двух и более пластов одной сеткой скважин. Раздельная и совместная эксплуатация. Оценка состояния разработки многопластовой залежи на поздней стадии. (

Модуль 4. Режимы разработки залежей нефти. Разработка нефтяных залежей при естественных режимах (режимах истощения пластовой энергии).

Источники и характеристики пластовой энергии. Упругий режим. Водонапорный режим. Режим растворенного газа. Газонапорный режим. Гравитационный режим. Смешанные режимы. Обобщение и реализация режимов работы залежей.

Разработка нефтяных залежей при упругом режиме. Основная формула упругого режима. Изменение давления на контуре залежи при упругом режиме. Определение дебитов скважин. Гидродинамические расчеты дебитов и давлений при жестком водонапорном режиме.

Модуль 5. Разработка нефтяных месторождений с заводнением пластов. Системы заводнения, геологические условия их применения. Показатели разработки нефтяных месторождений с применением заводнения.

Разработка нефтяных месторождений с заводнением пластов. Системы заводнения, геологические условия их применения. Показатели разработки нефтяных месторождений с применением заводнения. Положительные и отрицательные стороны применения систем заводнения нефтяных пластов.

Нестационарное (циклическое) заводнение с переменной направлением фильтрационных потоков жидкости в пласте.

Модуль 6. Методики оценки технологических показателей разработки месторождений при заводнении. Гидродинамические расчеты дебитов и давлений до и после прорыва воды при жестком водонапорном режиме (однородный пласт)

Разработка нефтяных месторождений при жестко-водонапорном режиме. Гидродинамические расчеты отборов жидкости по методу электроанalogии (метод Борисова) для круговой залежи, для полосообразной залежи и законтурного заводнения. Разработка нефтяных месторождений при жестко-водонапорном режиме. Гидродинамические расчеты отборов жидкости по методу электроанalogии (метод Борисова) для полосообразной залежи и внутриконтурного заводнения. Приближенные модели вытеснения нефти водой. Модель поршневого вытеснения. Приближенные модели вытеснения нефти водой. Модель непоршневого вытеснения. Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели двухфазной фильтрации

Модуль 7. Научно-технологические проблемы разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Научно-технологические проблемы разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Современные методы увеличения нефтеотдачи, тенденции развития методов увеличения нефтеотдачи. Особенности разработки месторождений на стадии интенсивного падения добычи нефти (динамика добычи нефти и жидкости, прогрессирующие обводнение, выбытие скважин из действующего фонда)

Модуль 8. Увеличение полноты выработки запасов природных углеводородов.

Причины снижения дебитов скважин. Классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН). Гидродинамические МУН. Влияние темпов разработки на нефтеотдачу. Физико-химические МУН: применение ПАВ, щелочей, кислот, мицеллярных растворов, полимеров, композиций осадко-гелеобразующих растворов. Газовые методы увеличения нефтеотдачи. Механизм воздействия. Тепловые и микробиологические МУН. Принципы выбора МУН для залежей. Условия применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. ГРП. Применение боковых стволов и горизонтальных скважин.

Модуль 9. Методы разработки вязких и высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах.

Воздействие горячей водой (ВГВ). Воздействие паром. Термополимерное воздействие на залежи высоковязкой нефти (ТПВ). Холодное полимерное воздействие (ХПВ). Циклическое внутрипластовое полимерно-термическое воздействие (ЦВПТВ). Импульсно

дозированное тепловое воздействие (ИДТВ). Импульсно-дозированное тепловое воздействие с паузой (ИДТВ(П)). Термоциклическое воздействие на нефтяной пласт (ТЦВП).

Семестр 9

Модуль 1. Моделирование пластов (залежей) и процессов разработки

Модели нефтяных пластов, методики их построения. Типы моделей пластов. Основы методик построения моделей пластов по геолого-физическим и промысловым данным. Построение адресной модели пласта. Построение модели слоисто-неоднородного пласта. Построение моделей трещиноватого и трещиновато-пористого пласта. Построение модели однородного пласта. Моделирование процессов разработки.

Модуль 2. Технология разработки нефтяного месторождения и технологические показатели разработки.

Стадии разработки нефтяного месторождения и динамика технологических показателей на каждой стадии. Показатели разработки нефтяных залежей: фонд скважин, добыча и темп отбора нефти, добыча жидкости, нефтеотдача, добыча попутного газа, расход нагнетаемого агента, распределение давления в залежи и др. Методы расчета показателей разработки.

Модуль 3. Проектирование и регулирование разработки нефтяных месторождений.

Проектирование разработки как непрерывный и развивающийся процесс. Технологическая документация. Стадии проектирования. Исходные данные для проектирования разработки нефтяной залежи, их подготовка. Технологические проектные документы: проект пробной эксплуатации; технологические схемы опытно-промышленной разработки; технологические схемы разработки; уточненные проекты разработки; проекты разработки; уточненные проекты разработки. Обоснование технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт. Контроль и регулирование процесса разработки месторождения.

Модуль 4. Экономические основы разработки нефтяных месторождений

Оценка экономических показателей разработки. Капитальные вложения в разработку нефтяного месторождения. Эксплуатационные и приведенные затраты на добычу нефти. Действующая налоговая система. Оценка сравнительной экономической эффективности систем разработки. Основные показатели разработки, выступающие в роли критериальных при выборе варианта разработки месторождения. Выбор рационального варианта разработки.

Модуль 5. Характеристики вытеснения нефтяных залежей

Прогнозирование показателей разработки с помощью статистических методов. Характеристические кривые вытеснения. Задачи, решаемые с помощью этих кривых, область применения и точность прогнозирования. Показатель эффективности процесса вытеснения. Характеристики вытеснения Максимова, Сазонова и др. Методика оценки технологической эффективности мероприятий.

Модуль 6. Лицензионная деятельность, охрана недр и окружающей среды

Лицензирование. Закон РФ «О недрах». Факторы вредного воздействия процесса разработки и эксплуатации месторождений на недра и окружающую среду. Характеристика мероприятий по охране недр и окружающей среды при разработке и эксплуатации месторождений.

План практических занятий

8 семестр

1. Определение давления на контуре питания круговой залежи при упругом режиме.
2. Определение давления на контуре питания полосовой залежи при упругом режиме
3. Построение карты изобар для единичного элемента пласта с целью определения среднего пластового давления.
4. Расчет показателей разработки при режиме растворенного газа.
5. Расчет показателей разработки нефтегазового месторождения методом материального баланса.
6. Расчет показателей разработки полосовой залежи при заводнении методом эквивалентных фильтрационных сопротивлений.
7. Расчет показателей разработки круговой залежи при заводнении методом эквивалентных фильтрационных сопротивлений.
8. Расчет показателей разработки полосовой залежи при заводнении на основе теории непоршневого вытеснения нефти водой.
9. Расчет дебитов и перепадов давления при разработке полосовой залежи на основе теории непоршневого вытеснения нефти водой.
10. Расчет показателей разработки круговой залежи при заводнении на основе теории непоршневого вытеснения нефти водой.
11. Расчет некоторых показателей разработки прямолинейного пласта при вытеснении нефти раствором ПАВ.
12. Расчет распределения температуры по пласту вокруг нагнетательной скважины для метода тепловых оторочек.
13. Расчет нефтеотдачи кругового элемента пласта при закачке теплоносителя.
14. Расчет распределения температуры по стволу нагнетательной скважины при закачке теплоносителя. Расчет распределения температуры по пласту вокруг нагнетательной скважины при закачке теплоносителя.

9 семестр

Тема 1. Прогнозирование изменения давления на контуре нефтяного месторождения при упругом режиме в законтурной области пласта

Тема 2. Расчет технологических показателей разработки месторождения на основе моделей слоисто-неоднородного пласта и поршневого вытеснения нефти водой

Тема 3. Определение технологических показателей разработки круговой нефтяной залежи, работающей при внутриконтурном и законтурном заводнении

Тема 4. Прогнозирование показателей разработки месторождения по методу материального баланса

Тема 5. Определение показателей разработки месторождения при газонапорном режиме

Тема 6. Определение продолжительности разработки нефтяной залежи при водонапорном режиме

Тема 7. Расчет технологических показателей разработки залежей при вытеснении нефти водой

6. Перечень учебно-методического обеспечения для самостоятельной работы студентов по дисциплине

Текущая самостоятельная работа студента

Текущая самостоятельная работа студента направлена на углубление и закрепление знаний студента, развитие практических умений:

- *поиск, анализ, структурирование и презентация информации;*

- *выполнение расчетных работ;*
- *исследовательская работа и участие в научных студенческих конференциях, семинарах и олимпиадах;*
- *анализ научных публикаций по заранее определенной преподавателем теме.*

Творческая проблемно-ориентированная самостоятельная работа

Творческая проблемно-ориентированная самостоятельная работа, ориентированная на развитие интеллектуальных умений, комплекса универсальных (общекультурных) и профессиональных компетенций, повышение творческого потенциала студентов.

Содержание самостоятельной работы студентов по дисциплине

Самостоятельная работа по освоению теоретических и практических основ дисциплины «Разработка нефтяных месторождений» заключается в следующем:

- работа с конспектом лекций, методической и учебной литературой в соответствии с учебным планом
- подготовка к защите практических работ
- подготовка к входному контролю (тестированию), текущему контролю и итоговому контролю

Пример вопросов для самостоятельной работы

- инновационные системы разработки нефтяных месторождений;
- структура проектных документов, регламентирующих разработку и эксплуатацию нефтяных месторождений;
- особенности применения виброакустических методов в качестве метода увеличения нефтеотдачи пластов;
- циклическое заводнение;
- особенности применения гидравлического разрыва пласта в качестве метода увеличения нефтеотдачи пластов;
- применение боковых стволов для интенсификации притока жидкости к скважинам и для увеличения нефтеотдачи;
- дилатационно-волновое воздействие на продуктивные пласты при интенсификации добычи нефти;
- управляемое вибросейсмическое воздействие на нефтяные залежи;
- тепловое воздействие на пласт методом создания внутрислоевого фронта горения.

Контроль самостоятельной работы

Оценка результатов самостоятельной работы организуется как единство двух форм: самоконтроль и контроль со стороны преподавателей.

Учебно-методическое обеспечение самостоятельной работы студентов

Образовательные ресурсы, рекомендуемые для использования при самостоятельной работе студентов, том числе программное обеспечение, *Internet*- и *Intranet*-ресурсы (электронные учебники, компьютерные модели и др.), учебные и методические пособия:

- рабочая программа дисциплины;
- компьютеризированные учебные пособия по лекционному материалу;
- компьютеризированный демонстрационный материал для проведения лекционных занятий, выполненных в программе *Power Point*;
- компьютеризированные методические указания к выполнению практических заданий, размещенные на электронных ресурсах кафедры РЭНГМ;
- лекционная аудитория с мультимедийным оборудованием, компьютерный класс для проведения практических занятий.

Содержание и структура самостоятельной работы студентов (СРС)

Вопросы для самостоятельного изучения тем	Учебно-методические материалы
Основы методик построения моделей пластов по геолого-физическим и промысловым данным. Моделирование процессов разработки.	См. п. 8
Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах	См. п. 8
Методики расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений с применением заводнения.	См. п. 8
Разработка трещиновато-пористых пластов при вытеснении нефти водой	См. п. 8
Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели двухфазной фильтрации	См. п. 8
Правовые условия для начала разработки месторождений	См. п. 8
Измерение, регистрация и анализ показателей разработки месторождений.	См. п. 8
Методы увеличения нефтеотдачи пластов	См. п. 8
Выбор системы разработки многопластовых месторождений	См. п. 8
Характеристики вытеснения нефти из пласта.	См. п. 8
Контроль и регулирование разработки нефтяных месторождений	См. п. 8

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЕ СТУДЕНТОВ

Изучение дисциплины «Разработка нефтяных месторождений» предусматривает осуществление учебной деятельности состоящей из двух частей: обучения студентов преподавателем и самостоятельной учебной деятельности студентов по изучению дисциплины.

На лекциях преподаватель рассматривает вопросы программы курса, составленной в соответствии с государственным образовательным стандартом. Из-за недостаточного количества аудиторных часов некоторые темы не удастся осветить в полном объеме, поэтому преподаватель, по своему усмотрению, некоторые вопросы выносит на самостоятельную работу студентов, рекомендуя ту или иную литературу.

Самостоятельная работа студентов - это планируемая работа студентов, способ активного, целенаправленного приобретения новых знаний и умений, выполняемая по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия в этом процессе. Объем самостоятельной работы студентов определяется государственным образовательным стандартом и является обязательной для каждого

студента и определяется учебным планом. Преподаватель, ведущий занятия, организует, направляет самостоятельную работу студентов и оказывает им необходимую помощь.

Цели самостоятельной работы студентов:

- овладение фундаментальными знаниями, профессиональными умениями и навыками деятельности по профилю;
- приобретение навыков самоорганизации, ответственности и организованности, творческого подхода к решению проблем учебного и профессионального уровня;
- выработка умений и навыков на основе знаний, приобретаемых на аудиторных занятиях;
- приобретение опыта творческой, исследовательской деятельности;
- развитие основных профессиональных качеств будущего геолога.

Мыслительная деятельность студентов относится к отдельному виду умственного труда. Ее отличает большая и неравномерная нагрузка, следствием которой может быть нарушение режима труда и отдыха, это ведет к переутомлению, снижению способности к усвоению знаний, что отражается на результативности обучения в целом, а так же на эффективность самостоятельной работы.

Характеристикой работоспособности студента может служить объем самостоятельно выполненной работы. При организации самостоятельной работы студентов необходимо учитывать особенности активной адаптации, т.е. перестройки физических процессов в зависимости от изменения условий работы, цели и мотивации.

Также следует предусмотреть равномерное распределение нагрузки на мышление, память, внимание, зрительное восприятие. Самостоятельная учебная деятельность оказывается эффективной и сопровождается вполне обратимыми физиологическими сдвигами в организме, когда она по длительности и интенсивности не превышает возрастных границ умственной работоспособности, так как для студента требуется определенный для него ритм деятельности, оптимальный объем информации. Поэтому, одной из основных задач преподавателя является помощь студентам в организации их самостоятельной работы. Это особенно важно в современных условиях развития общества, когда специалисту после окончания учебного заведения приходится заниматься самообразованием - повышать уровень своих знаний путем самостоятельного изучения.

Контроль самостоятельной работы и оценка ее результатов организуется как единство двух форм: самоконтроль и самооценка студента; контроль и оценка со стороны преподавателя.

Для лучшего освоения материала и систематизации знаний по дисциплине, необходимо постоянно разбирать материалы лекций по конспектам и учебным пособиям. На наш взгляд подготовка к лекциям является одним из видов самостоятельной работы студентов. Следует помнить, что перед началом лекционных занятий надо просмотреть все, что было сделано в предыдущий раз. Это позволит сосредоточить внимание и восстановить в памяти уже имеющиеся знания по данной дисциплине. Кроме того, поможет лучше запомнить как старое, так и новое, углубит понимание того и другого, так как при этом устанавливаются связи нового со старым, что является не только обязательным, но и основным условием глубокого овладения материалом.

В случае необходимости обращаться к преподавателю за консультацией. Указанную помощь студент может получить в часы консультаций. График консультаций по согласованию с преподавателями вывешивается на стенде у деканата. Необходимо отметить, что указанные консультации играют огромную роль в самостоятельной работе студентов. Их основная цель – организовать студентов для учебной и научной работы и направить по тому пути, на котором она окажется наиболее продуктивной. Консультация – это получение совета и методическая помощь, позволяющая наиболее полно овладеть приемами и методами, усвоения учебного и научного материала.

Университет обеспечивает учебно-методическую и материально-техническую базу для организации самостоятельной работы студентов. Студентам рекомендуется получить в Научной библиотеке УдГУ или на кафедре факультета учебную литературу по дисциплине, необходимую для эффективной работы на всех видах аудиторных занятий, а также для самостоятельной работы по изучению дисциплины.

Студентам предоставляется в достаточном объеме возможность для самостоятельной работы в читальном зале.

7. Фонд оценочных средств для проведения промежуточной аттестации по дисциплине

Виды и формы оценки учебной работы обучающихся

Балльно-рейтинговая система основана на суммировании баллов, полученных обучающимся по всем видам учебной работы (работа на практических, семинарских занятиях, выполнение лабораторных, контрольных, расчетно-графических работ, курсовых проектов и т.д.).

БРС по каждой дисциплине, виду учебных работ в течение семестра предусматривает наличие текущего, рубежного контроля успеваемости и промежуточной аттестации.

Текущий контроль - это непрерывно осуществляемое наблюдение за уровнем усвоения знаний, формирования навыков и умений обучающихся за фиксируемый период времени.

Формами текущего контроля могут быть оценка работы обучающихся на семинарских, практических и лабораторных занятиях, написание рефератов, выполнение индивидуальных заданий и др. Формы текущего контроля, критерии оценивания результатов определяются преподавателем и фиксируются в рабочей программе дисциплины.

Текущий контроль проводится в установленные сроки в период проведения аудиторной и самостоятельной работы обучающихся. Его результаты учитываются при выставлении баллов на этапе рубежного контроля.

Рубежный контроль – определение результатов усвоения учебного материала по разделам дисциплины (модулям) по окончании изучения учебного материала согласно графику учебного процесса.

В качестве форм рубежного контроля рекомендуется использовать проведение контрольной работы, тестирования, коллоквиума, отчёта и др.

Промежуточная аттестация – оценка итогов изучения дисциплины - проводится в соответствии с учебным планом и графиком учебного процесса в форме экзамена или зачета.

По сумме баллов, набранных на этапе рубежных контролей и промежуточной аттестации, для оценки знаний, умений, навыков (компетенций) обучающегося по всему объему учебной дисциплины за семестр определяется **итоговый рейтинг** студента, измеряющийся в баллах (**итоговые баллы**).

Комплексным накапливаемым показателем, определяющим успеваемость обучающегося за определенный период обучения (семестр, курс, весь период обучения) является **суммарный рейтинг**. Он служит для ранжирования успеваемости обучающегося в группе, на курсе и учитывается при выборе установленных в УдГУ форм поощрения, измеряется в баллах и определяется суммированием итоговых рейтингов по дисциплинам и другим видам учебной работы, согласно учебному плану.

Расчет баллов

Все знания, умения, навыки (компетенции) обучающихся оцениваются в баллах. Максимальная сумма баллов, которую может набрать обучающийся за семестр по каждой дисциплине, виду учебных работ (курсовая работа, учебная и производственная практики и др.), составляет 100 баллов.

Если дисциплина изучается в течение двух и более семестров, то работа обучающегося в каждом семестре оценивается в 100 баллов.

В течение семестра проводятся два рубежных контроля. Первый рубежный контроль – на 6-10 неделе семестра в зависимости от количества недель теоретического обучения; второй рубежный контроль – на предпоследней неделе теоретического обучения. Конкретные сроки проведения рубежных контролей закрепляются в графике учебного процесса рабочих планов на каждый учебный год.

Максимальное количество баллов, которое может набрать обучающийся за один рубежный контроль, составляет 30, за два – 60 баллов.

Комплексный курсовой проект, курсовая работа, учебная и производственная практика оцениваются в 100 баллов, без проведения рубежных контролей, с учетом качества работы, своевременности представления к защите, ответственности, инициативности обучающегося и т.п. Критерии оценивания определяются на заседании кафедры.

Если по дисциплине (модулю) предусмотрено 18 и менее аудиторных часов занятий, то можно ограничиться проведением одного рубежного контроля с оценкой его результатов максимально в 60 баллов.

Каждый рубежный контроль включает в себя различные виды работ, выполнение которых является обязательным для всех студентов. Виды, формы работ, показатели и критерии их оценивания определяются преподавателем, отражаются в рабочей программе дисциплины и доводятся до сведения обучающихся на вводном (первом) занятии.

Баллы по отдельным видам работ рубежного контроля не перекрывают друг друга. Штрафные и премиальные баллы исключаются. Замена текущего и рубежного контроля внеплановыми рефератами, конспектами учебников и т.п. не допускается.

После каждого рубежного контроля баллы обучающихся вносятся в ведомость. Преподаватели сдают ведомости рубежного контроля в установленные сроки в деканат факультета/института для введения информации в базу ИИАС. Через две недели после рубежного контроля ведомости в электронной базе данных закрываются. Введенные в электронную базу данных баллы рубежного контроля корректировке и пересмотру не подлежат.

Если после проведения последнего в семестре рубежного контроля по дисциплине у обучающегося образовалась задолженность по отдельным видам работ одного из рубежей, то ее ликвидация может быть разрешена на последней (зачётной) неделе семестра по графику, разработанному преподавателем и согласованному с деканатом. Полученные при этом баллы проставляются в ведомости рубежного контроля в графе «дополнительный балл». Задолженность по отдельным видам работ двух рубежей означает, что обучающийся не освоил дисциплину (не выполнил учебный план) и не может быть допущен к сдаче зачета/экзамена по данной дисциплине. Если задолженность возникла по уважительной причине (болезнь, участие в конференциях, олимпиадах, спортивных соревнованиях и т.п.), то для обучающегося разрабатывается индивидуальный график контроля в рамках часов, отводимых на контроль самостоятельной работы (КСР).

Для допуска к зачёту, экзамену обучающийся должен набрать по итогам двух рубежных контролей (с учетом дополнительных баллов) не менее 40 баллов. При этом обязательным является выполнение всех видов работ, предусмотренных рабочей программой по данной дисциплине.

Максимальное количество баллов, которое может быть получено обучающимся на этапе промежуточной аттестации по дисциплине, составляет 40 баллов.

Если обучающийся при изучении дисциплины по итогам 2-х рубежных контролей набрал максимальное количество баллов (60), преподаватель вправе оценить его работу за семестр в 100 баллов (добавив 40) и проставить оценку «отлично» за экзамен (зачет) автоматически. В ином случае автоматическое выставление оценки не допускается.

Если по итогам 2-х рубежных контролей набрано менее 60 баллов, обучающийся обязательно должен пройти промежуточную аттестацию в форме зачета или экзамена. Дисциплина считается не освоенной, если на этапе промежуточной аттестации обучающийся набрал менее 15 баллов и (или) итоговый рейтинг студента по дисциплине за семестр составляет менее 61 балла.

Если в учебном плане по дисциплине в данном семестре нет экзамена (зачета), то должна быть предусмотрена и проведена итоговая (за семестр) контрольная работа, результаты которой оцениваются максимально в 40 баллов.

Интернет-экзамен (ФЭПО) рассматривается как процедура оценки качества освоения ООП, его результаты могут учитываться в балльно-рейтинговой системе. Механизм учета результатов ФЭПО, критерии перевода итогов Интернет-экзамена в баллы БРС разрабатываются преподавателями, согласовываются с методической комиссией и утверждаются ученым советом факультета/института.

Результаты промежуточной аттестации (в баллах) вносятся в ведомость и вводятся в базу ИИАС (экзаменационные баллы отдельно в оценку не переводятся). Сумма баллов рубежных контролей и промежуточной аттестации (итоговый рейтинг) переводится в оценку согласно традиционной системе оценок и проставляется преподавателем в ведомость и зачетную книжку студента.

По итогам каждого рубежного контроля и в конце семестра по окончании сессии формируются рейтинг-листы по дисциплине и суммарный рейтинг-лист, с которыми обучающиеся могут ознакомиться в портале ИИАС.

Шкала оценки

В Университете вводится единая шкала оценивания, которая в обязательном порядке используется при переводе итоговых баллов в традиционную систему оценок.

Таблица перевода итоговых баллов БРС в традиционную систему оценок

Баллы	Полная запись	Сокращенная запись
88-100	Отлично	отл.
74-87	Хорошо	хор.
61-73	Удовлетворительно	удовл.
0-60	Неудовлетворительно	неуд.
61-100	зачтено	

В зачетную книжку и экзаменационную ведомость выставляются традиционные оценки: «отлично» (от 88 до 100 баллов), «хорошо» (от 74 до 87 баллов), «удовлетворительно» (от 61 до 73 баллов).

Каждый вопрос экзаменационного билета оценивается по четырехбалльной системе: «отлично», «хорошо», «удовлетворительно», «неудовлетворительно».

Оценка «отлично» выставляется, если студент при ответе на вопрос билета показал:

- глубокие и исчерпывающие знания по рассматриваемой теме;

- грамотное и логически стройное изложение материала;
- умение обосновывать свои выводы и заключения;
- знакомство со специальной литературой по данному вопросу.

Оценка *«хорошо»* выставляется, если студент проявил:

- твердые и достаточно полные знания в объеме программы экзамена;
- четкое изложение материала;
- умение делать свои выводы и заключения.

Оценка *«удовлетворительно»* выставляется, если:

- обнаружены достаточные знания в объеме программы экзамена, но при изложении ответа допущены отдельные ошибки;
- присутствует неуверенность и неточность ответов на дополнительные вопросы.

Оценка *«неудовлетворительно»* выставляется, если обнаружено:

- наличие грубых ошибок в ответе;
- непонимание сущности вопроса билета.

Методика определения оценки за экзамен в целом:

Итоговая оценка *«отлично»* выставляется, если получены оценки:

за ответы на теоретические вопросы – 5 или 4; ответы на дополнительные вопросы в пределах темы экзаменационных вопросов билета – 5; задача полностью решена;

Итоговая оценка *«хорошо»* выставляется, если получены оценки:

за ответы на теоретические вопросы – 4 или 3; ответы на дополнительные вопросы в пределах темы экзаменационных вопросов билета – 4; задача полностью решена;

Итоговая оценка *«удовлетворительно»* выставляется, если получены оценки:

за ответы на теоретические вопросы – 4 или 3; ответы на дополнительные вопросы в пределах темы экзаменационных вопросов билета – 3; задача не полностью решена;

Итоговая оценка *«неудовлетворительно»* выставляется, если получены оценки:

за ответы на теоретические вопросы – 3 или 2; ответы на дополнительные вопросы в пределах темы экзаменационных вопросов билета – 2; задача не решена.

Итоговая оценка объявляется студенту в день сдачи экзамена. Положительная оценка проставляется в ведомость и зачетную книжку студента. Оценка *«неудовлетворительно»* проставляется только в ведомость.

При использовании модульно-рейтинговой технологии организации и управления учебным процессом, студенты, имеющие высокий рейтинг по дисциплине, могут быть освобождены преподавателем (по согласованию с заведующим кафедрой) от процедуры сдачи экзамена. При этом досрочное внесение экзаменационной оценки в зачетную книжку не допускается. Эти студенты обязаны явиться в день экзамена по расписанию для простановки в зачетную книжку и экзаменационную ведомость оценки по дисциплине.

Студенту, использовавшему на экзамене неразрешенные материалы, выставляется оценка *«неудовлетворительно»*.

Студенту, допущенному к экзамену по дисциплине, но не явившемуся на экзамен в установленное время, в экзаменационную ведомость вносится запись *«Не явился»*. Неявка студента на экзамен по неуважительной причине приравнивается деканатом к оценке *«неудовлетворительно»*.

Повторная сдача экзамена с целью повышения положительной оценки не разрешается.

Пересдача экзамена с неудовлетворительной оценки в период экзаменационной сессии не допускается.

Контрольные вопросы для текущей аттестации

8 семестр

Цели и задачи дисциплины "Разработка нефтяных месторождений", ее назначение и связь со смежными дисциплинами направления «Нефтегазовое дело».

Краткая история развития науки о разработке нефтяных и газовых месторождений как теоретической основы проектирования разработки залежей нефти.

Характеристика современного состояния нефтедобывающей промышленности России и за рубежом.

Инновационные технологии разработки нефтяных месторождений.

Типы пород-коллекторов; гранулометрический состав пород; пористость; проницаемость; нефте-, водо-, и газонасыщенность; упругие свойства горных пород.

Плотность, вязкость, сжимаемость нефти, объемный коэффициент пластовой нефти.

Пластовые воды, физические свойства пластовых вод. Ловушка, залежь, месторождение.

Категории запасов нефти в залежи.

Классификация нефтяных месторождений по величине извлекаемых запасов нефти, по качеству извлекаемых запасов, по качеству нефти, по геологическому строению. Балансовые запасы нефти и нефтяного газа в залежи.

Понятие о системах разработки месторождения.

Параметры, характеризующие системы разработки: системы разработки без воздействия на пласты; системы разработки с воздействием на пласты; системы разработки с законтурным заводнением; системы с приконтурным воздействием; системы с внутриконтурным воздействием.

Объект разработки. Факторы, влияющие на выбор объекта разработки.

Факторы, влияющие на выделение залежи в объект разработки.

Технологии разработки месторождений.

Основные технологические показатели разработки месторождений.

Выделение эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях.

Понятие базового и возвратного горизонтов.

Очередность ввода в разработку эксплуатационных объектов.

Одновременная эксплуатация двух и более пластов одной сеткой скважин.

Раздельная и совместная эксплуатация.

Оценка состояния разработки многопластовой залежи на поздней стадии.

Источники и характеристики пластовой энергии.

Упругий режим.

Водонапорный режим.

Режим растворенного газа.

Газонапорный режим.

Гравитационный режим.

Смешанные режимы.

Разработка нефтяных залежей при упругом режиме.

Разработка нефтяных месторождений с заводнением пластов.

Системы заводнения, геологические условия их применения.

Показатели разработки нефтяных месторождений с применением заводнения.

Положительные и отрицательные стороны применения систем заводнения нефтяных пластов.

Нестационарное (циклическое) заводнение с переменной направлением фильтрационных потоков жидкости в пласте.

Пакет контрольных вопросов для рубежной аттестации

Разработка нефтяных месторождений при жестко-водонапорном режиме. Приближенные модели вытеснения нефти водой.

Модель поршневого вытеснения.

Модель непоршневого вытеснения.

Научно-технологические проблемы разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Современные методы увеличения нефтеотдачи, тенденции развития методов увеличения нефтеотдачи.

Особенности разработки месторождений на стадии интенсивного падения добычи нефти (динамика добычи нефти и жидкости, прогрессирующие обводнение, выбытие скважин из действующего фонда)

Причины снижения дебитов скважин.

Классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН).

Гидродинамические МУН.

Влияние темпов разработки на нефтеотдачу.

Физико-химические МУН: применение ПАВ, щелочей, кислот, мицеллярных растворов, полимеров, композиций осадко-гелеобразующих растворов.

Газовые методы увеличения нефтеотдачи. Механизм воздействия.

Тепловые и микробиологические МУН.

Принципы выбора МУН для залежей.

Условия применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. ГРП.

Применение боковых стволов и горизонтальных скважин.

Воздействие горячей водой (ВГВ).

Воздействие паром.

Термополимерное воздействие на залежи высоковязкой нефти (ТПВ).

Холодное полимерное воздействие (ХПВ).

Циклическое внутрипластовое полимерно-термическое воздействие (ЦВПТВ).

Импульсно дозированное тепловое воздействие (ИДТВ).

Импульсно-дозированное тепловое воздействие с паузой (ИДТВ(П)).

Термоциклическое воздействие на нефтяной пласт (ТЦВП).

Контрольные вопросы для промежуточной аттестации

(экзаменационные вопросы)

1. Цели и задачи дисциплины. Содержание дисциплины, ее назначение и связь со смежными дисциплинами направления «Нефтегазовое дело».
2. История развития науки о разработке нефтяных месторождений как теоретической основы проектирования разработки залежей нефти.
3. Типы пород-коллекторов; гранулометрический состав пород; пористость; проницаемость; нефте-, водо-, и газонасыщенность; упругие свойства горных пород.
4. Плотность, вязкость, сжимаемость нефти, объемный коэффициент пластовой нефти. Растворимость газов в жидкостях.
5. Залежь, месторождение. Категории запасов нефти в залежи. Классификация нефтяных месторождений по величине извлекаемых запасов нефти, по качеству извлекаемых запасов, по качеству нефти, по геологическому строению. Балансовые запасы нефти и нефтяного газа в залежи.
6. Источники и характеристики пластовой энергии. Упругий режим. Водонапорный режим. Режим растворенного газа. Газонапорный режим. Гравитационный режим. Смешанные режимы. Обобщение и реализация режимов работы залежей.
7. Система разработки месторождения. Объект разработки. Факторы, влияющие на выбор объекта разработки. Факторы, влияющие на выделение залежи в объект разработки или объединение нескольких залежей в один объект разработки.
8. Обоснование технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт. Показатели разработки нефтяных залежей: фонд скважин, добыча и темп отбора нефти, добыча жидкости, нефтеотдача, добыча попутного газа, расход нагнетаемого агента, распределение давления в залежи и др.
9. Методы расчета показателей разработки
 - 9.1. Определение давления на контуре питания круговой залежи при упругом режиме.
 - 9.2. Определение давления на контуре питания полосовой залежи при упругом режиме.
 - 9.3. Расчет показателей разработки полосовой залежи при заводнении методом эквивалентных фильтрационных сопротивлений.
 - 9.4. Расчет показателей разработки круговой залежи при заводнении методом эквивалентных фильтрационных сопротивлений.
 - 9.5. Расчет показателей разработки полосовой залежи при заводнении на основе теории непоршневого вытеснения нефти водой.
 - 9.6. Расчет дебитов и перепадов давления при разработке полосовой залежи на основе теории поршневого вытеснения нефти водой.
 - 9.7. Расчет показателей разработки круговой залежи при заводнении на основе теории непоршневого вытеснения нефти водой.
10. Параметры, характеризующие систему разработки: системы разработки без воздействия на пласты; системы разработки с воздействием на пласты; системы разработки с законтурным заводнением; системы с приконтурным воздействием; системы с внутриконтурным воздействием.
11. Разработка нефтяных залежей при упругом режиме. Основная формула упругого режима. Изменение давления на контуре залежи при упругом режиме. Определение дебитов скважин.

12. Разработка нефтяных месторождений с заводнением пластов. Системы заводнения, геологические условия их применения. Методики проектирования разработки нефтяных залежей с применением заводнения.
13. Сущность циклического заводнения и его использование на промыслах Удмуртии и других регионов России.
14. Коэффициент извлечения нефти (КИН) или коэффициент нефтеотдачи, текущий и конечный. Факторы, влияющие на конечный коэффициент нефтеизвлечения. Расчет коэффициентов извлечения нефти из недр. Классификация методов увеличения конечного коэффициента нефтеизвлечения.
15. Разработка нефтяных месторождений с нагнетанием теплоносителя в пласт. Теоретические основы процесса. Выбор типа теплоносителя. Критерии применения тепловых методов воздействия.
16. Физико-химические методы воздействия на пласт. Классификация физико-химических методов. Критерии применения физико-химических методов воздействия.
17. Параметры, характеризующие системы разработки: системы разработки без воздействия на пласты; системы разработки с воздействием на пласты; системы разработки с законтурным заводнением; системы с приконтурным воздействием; системы с внутриконтурным воздействием.
18. Категории запасов нефти в залежи. Классификация нефтяных месторождений по величине извлекаемых запасов нефти, по качеству извлекаемых запасов, по качеству нефти, по геологическому строению. Балансовые запасы нефти и нефтяного газа в залежи.
19. Краткая история развития науки о разработке нефтяных и газовых месторождений как теоретической основы проектирования разработки залежей нефти.
20. Выделение эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях. Понятие базового и возвратного горизонтов. Очередность ввода в разработку эксплуатационных объектов. Одновременная эксплуатация двух и более пластов одной сеткой скважин. Раздельная и совместная эксплуатация.
21. Применение боковых стволов и горизонтальных скважин.
22. Воздействие горячей водой (ВГВ). Воздействие паром.
23. Термополимерное воздействие на залежи высоковязкой нефти (ТПВ). Холодное полимерное воздействие (ХПВ). Циклическое внутрислоево-термическое воздействие (ЦВТТВ).
24. Импульсно дозированное тепловое воздействие (ИДТВ). Импульсно-дозированное тепловое воздействие с паузой (ИДТВ(П)).
25. Термоциклическое воздействие на нефтяной пласт (ТЦВП).

Задача 1. Рассчитать коэффициент абсолютной проницаемости горной породы по данным лабораторных исследований, если в качестве модели фильтрующейся среды используется воздух, а модели пласта – цилиндрический образец. Направление фильтрации совпадает с направлением оси цилиндра. Исходные данные: диаметр лабораторного образца – 30 мм; длина образца 110 мм, давление на входе 750 кПа; давление на выходе 105 кПа; расход воздуха, приведенный к нормальным условиям $15 \text{ дм}^3 / \text{ч}$; средняя температура 293 К.

Задача 2. Определить фазовую проницаемость для нефти в сильнообводненной зоне пласта с водонасыщенностью 0,75 и в зоне высокой нефтенасыщенности если для обеих зон абсолютная проницаемость составляет 0,38 мкм^2 .

Задача 3. Определить коэффициент абсолютной проницаемости, если диаметр образца 50 мм, длина 120 мм, перепад давления 0,2 МПа, давление на выходе 0,11 Мпа, расход воздуха в нормальных условиях 88 $\text{дм}^3/\text{ч}$, средняя температура 293 К.

Задача 4. Какой образец имеет более высокую проницаемость, если параметры фильтрации одинаковы, а $d_1 = 30\text{мм}$, $L_1 = 150\text{мм}$, $d_2 = 40\text{мм}$, $L_2 = 90\text{мм}$?

Задача 5. Найти фазовую проницаемость для воды, если $S_B = 0,72$, $K = 0,48\text{мкм}^2$.

Литература для самостоятельной работы: Артемьев В.Н., Ибрагимов Г.З., Иванов А.И. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. Том 1. Скважина – промысловый сбор – ППД. – М.: Нефтегазтехнология АЛ, 2004. – 416 с. (стр. 9-21).

Задача 6. Рассчитать плотность попутного газа одной из залежей, выделившегося на первой ступени сепарации на ДНС при давлении 1,2 Мпа и температуре 9 $^{\circ}\text{C}$. Состав газа и параметры его компонентов приведены в таблице 1. Оценить относительную плотность газа, если молекулярная масса воздуха составляет 28,96 кг/кмоль.

Компонент попутного газа	Мольная доля	Молекулярная масса, кг/кмоль	Критические параметры	
			давление	температура
Метан	0,35	16,04	4,64	190,6
Этан	0,24	30,07	4,91	305,5
Пропан	0,21	44,09	4,26	370
Бутан	0,11	58,12	3,80	425
Пентан	0,09	72,15	3,37	470

Литература для самостоятельной работы: Артемьев В.Н., Ибрагимов Г.З., Иванов А.И. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. Том 1. Скважина – промысловый сбор – ППД. – М.: Нефтегазтехнология АЛ, 2004. – 416 с. (стр. 21-32).

Задача 7. Рассчитать плотность пластовой нефти при пластовом давлении 20 Мпа, температуре 35 $^{\circ}\text{C}$ по результатам одноступенчатой сепарации: газовый фактор 90 $\text{м}^3/\text{м}^3$, относительная плотность попутного газа 0.92, плотность сепарированной нефти 880 $\text{кг}/\text{м}^3$.

Задача 8. Сравнить вязкость сепарированной. Но нагретой до 80 $^{\circ}\text{C}$ нефти с вязкостью пластовой нефти, если пластовая температура 40 $^{\circ}\text{C}$, плотность сепарированной нефти 900 $\text{кг}/\text{м}^3$, газовый фактор 200 $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Задача 9. Во сколько раз растворимость метана в пластовой воде выше, чем у н-бутана при 8 и 40 МПа?

Литература для самостоятельной работы: Артемьев В.Н., Ибрагимов Г.З., Иванов А.И. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. Том 1. Скважина – промысловый сбор – ППД. – М.: Нефтегазтехнология АЛ, 2004. – 416 с. (стр.32 – 44).

Задача 10. Рассчитать изменение приемистости нагнетательной скважины при закачке сточной пластовой воды центробежным насосом после проведения обработки призабойной зоны пласта, которая привела к двукратному увеличению коэффициента приемистости. Пластовая температура $30\text{ }^{\circ}\text{C}$; вязкость жидкости в пластовых условиях $1,5\text{ мПа}\cdot\text{с}$; коэффициент приемистости $0,4\cdot 10^{-6}\text{ кг}/(\text{с}\cdot\text{Па})$; степень изменения коэффициента приемистости при закачке сточной и пластовой воды 1,05; пластовое давление 22МПа; средняя температура в НКТ $20\text{ }^{\circ}\text{C}$; диаметр НКТ 30мм; плотность сточной пластовой воды $1050\text{ кг}/\text{м}^3$; температура в трубопроводе $10\text{ }^{\circ}\text{C}$; диаметр трубопровода 75 мм; коэффициент шероховатости труб 30мкм; длина трубопровода 3000 м; давление на всасывающей линии насосной установки 0,5 МПа.

Задача 11. При разработке некоторого нефтяного месторождения применена трехрядная схема расположения скважин. Сетка скважин 500 на 600 м. Радиус нагнетательной скважины 0,1 м, а приведенный радиус добывающей скважины 0.01 м. Толщина пласта 10м, вязкость нефти в пластовых условиях $3\cdot 10^{-3}\text{ Па}\cdot\text{с}$. Поршневое вытеснение нефти водой, причем в промытой водой области пласта фазовая воды $0,4\text{ мкм}^2$ для нефти в нефтенасыщенных областях $0,5\text{ мкм}^2$. В рассмотренный момент времени вода, вытесняя нефть из пласта, продвинулась на расстояние $500/\pi$. Давление на забоях нагнетательных скважинах 20 МПа, на забоях скважин первого и второго добывающих рядов 15 МПа. Требуется определить дебиты первого и второго рядов, а также расход закачиваемой воды в часть полосы длиной 1500 м.

Оценочные средства для текущего контроля успеваемости, промежуточной аттестации

Контроль успеваемости студентов осуществляется в виде:

- входного контроля (тестирование);
- текущего контроля (*две* контрольные работы и собеседование при сдаче отчетов по практическим занятиям);
- итогового контроля (*зачета*).

Контроль служит эффективным стимулирующим фактором для организации самостоятельной и систематической работы студентов, усиливает глубину и долговременность полученных знаний. Контроль осуществляется на аудиторных занятиях, в том числе и на консультациях, чем создаются условия, при которых студент вынужден ритмично работать над изучением данного курса.

Организация контроля строится на оценке знаний студентов по принятой в Удмуртском государственном университете рейтинговой системе. Максимальное количество баллов по данной дисциплине, которое может набрать студент, составляет 100 баллов.

Оценка видов занятий дисциплины «Разработка нефтяных месторождений» по рейтинговой системе

<i>№ п./п.</i>	<i>Вид занятий</i>	<i>Баллы</i>
<i>1</i>	<i>Посещение лекций</i>	<i>10</i>
<i>2</i>	<i>Пакет контрольных вопросов для текущей аттестации</i>	<i>20</i>
<i>3</i>	<i>Пакет контрольных вопросов для промежуточной аттестации</i>	<i>20</i>
<i>4</i>	<i>Выполнение и защита практических работ:</i>	<i>30</i>
<i>5</i>	<i>Участие в научных студенческих конференциях</i>	<i>10</i>
<i>Максимальное количество баллов, всего</i>		<i>100</i>

Контрольные вопросы для текущей аттестации

Модели нефтяных пластов, методики их построения. Типы моделей пластов.

Основы методик построения моделей пластов по геолого-физическим и промысловым данным.

Алгоритм построения адресной модели пласта.

Алгоритм построения модели слоисто-неоднородного пласта.

Алгоритм построения Построение моделей трещиноватого и трещинновато-пористого пласта.

Алгоритм построения модели однородного пласта.

Моделирование процессов разработки.

Стадии разработки нефтяного месторождения и динамика технологических показателей на каждой стадии.

Показатели разработки нефтяных залежей: фонд скважин, добыча и темп отбора нефти, добыча жидкости, нефтеотдача, добыча попутного газа, расход нагнетаемого агента, распределение давления в залежи и др.

Проектирование разработки как непрерывный и развивающийся процесс.

Исходные данные для проектирования разработки нефтяной залежи, их подготовка.

Технологические проектные документы: проект пробной эксплуатации; технологические схемы опытно-промышленной разработки; технологические схемы разработки; уточненные проекты разработки; проекты разработки; уточненные проекты разработки.

Контроль и регулирование процесса разработки месторождения.

2. Контрольные вопросы для второго рубежного контроля

Оценка экономических показателей разработки. Капитальные вложения в разработку нефтяного месторождения. Эксплуатационные и приведенные затраты на добычу нефти. Действующая налоговая система.

Основные показатели разработки, выступающие в роли критериальных при выборе варианта разработки месторождения. Выбор рационального варианта разработки.

Прогнозирование показателей разработки с помощью статистических методов. Характеристические кривые вытеснения.

Задачи, решаемые с помощью этих кривых, область применения и точность прогнозирования.

Показатель эффективности процесса вытеснения.

Характеристики вытеснения Максимова, Сазонова и др.

Методика оценки технологической эффективности мероприятий.

Лицензирование. Закон РФ «О недрах».

Факторы вредного воздействия процесса разработки и эксплуатации месторождений на недра и окружающую среду.

Характеристика мероприятий по охране недр и окружающей среды при разработке и эксплуатации месторождений.

8. Учебно-методическое и информационное обеспечение

дисциплины

Основная литература

1. Борхович, С. Ю. Разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учеб. пособие / С. Ю. Борхович, М. Б. Полозов, М-во образования и науки РФ, ФГБОУ ВО "Удмуртский государственный университет", Ин-т нефти и газа им. М. С. Гущериева, Каф. разработ. и эксплуатации нефт. и газ. месторождений. - Ижевск : Удмуртский университет, 2018. – 129 с.
2. Мусин, М. М. Разработка нефтяных месторождений : учебное пособие / М. М. Мусин, А. А. Липаев, Р. С. Хисамов ; под редакцией А. А. Липаева. — 2-е изд. — Москва, Вологда : Инфра-Инженерия, 2019. — 328 с. — ISBN 978-5-9729-0314-6. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/86634.html>
3. Попов, И. П. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений : учебное пособие для вузов / И. П. Попов. — 2-е изд., испр. и доп. — Санкт-Петербург : Лань, 2021. — 312 с. — ISBN 978-5-8114-7359-5. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/174975>
4. Ливинцев, П. Н. Разработка нефтяных месторождений : учебное пособие. Курс лекций / П. Н. Ливинцев, В. Ф. Сизов. — Ставрополь : Северо-Кавказский федеральный университет, 2014. — 132 с. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/63127.html>

Дополнительная литература:

1. Борхович, С. Ю. Разработка нефтяных месторождений : метод. пособие по выполнению курсового проекта для студ. очной и заочной форм обучения направления подгот. бакалавров 21.03.01 - "Нефтегазовое дело", профиля 21.03.01.01 - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти / С. Ю. Борхович, Д. С. Казанкин, М-во образования и науки РФ,

- ФГБОУ ВПО "Удмуртский государственный университет", Ин-т нефти и газа им. М. С. Гучериева, Каф. разработ. и эксплуатации нефт. и газ. месторождений. - Ижевск : Удмуртский университет, 2015. - 75 с. : табл. ; 60x84/8. - Библиогр.: с. 56-66. - + Электрон. ресурс. - Лицензионный договор № 480ис, 481ис от 10.12.2015 (Интернет : без ограничений). - Режим доступа : <http://elibrary.udsu.ru/xmlui/handle/123456789/13907>
2. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 570 с.
 3. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 312 с.
 4. Ерёмин Н.А. Современная разработка месторождений нефти и газа. Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания: Учебное пособие для вузов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 244 с.
 5. Желтов, Ю. В. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах / Ю. В. Желтов, В. И. Кудинов, Г. Е. Малофеев. - 2-е изд., доп. - М. ; Ижевск : Ин-т компьютер. исслед., 2011. - 327 с.
 6. Закиров С.Н., Индрупский И.М. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. - М. - Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2009. - 484 с.
 7. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений: Учебное пособие. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – 304 с.
 8. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
- Липаев, А. А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов / А. А. Липаев. - Москва ; Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2013. - 483 с. Системы автоматизации в газовой промышленности : учеб. пособие / М.Ю. Прахова [и др.] ; под общ. ред. М.Ю. Праховой. - Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия. - 2019. - 480 с. - ISBN 978-5-9729-0307-8. - Текст : электронный. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/1048713>
10. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2009. - 552 с.
 11. Малофеев Г.Е., Мирсаетов О.М., Чоловская И.Д. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. Учебное пособие. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 224 с.
 12. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. / С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров, И.С. Закиров, М.Т. Абасов, Р.Н. Фахретдинов и др. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 484 с.
 13. Хавкин, А. Я. Основы нефтегазодобычи : учеб. пособие / А. Я. Хавкин, Моск. гос. ун-т им. М. В. Ломоносова, Высш. шк. инновац. бизнеса, Ин-т

нефти и газа им. М. С. Гущериева Удмурт. гос. ун-та, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина ; рецензент: Д. Г. Коцуг, А. И. Ермолаев, С. Б. Колесова. - 2-е изд., доп. - Москва : Нефть и газ, 2017. - 393 с.

14. Юшков, И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учеб.-метод. пособие / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с

Периодические издания

1. Журнал "Нефтяное хозяйство".
2. Журнал "Нефтегазовое дело".
3. Журнал "Бурение и нефть".
4. Журнал "Нефтегазовое обозрение".
5. Журнал "Нефть. Газ. Новации". _____

Электронно-библиотечные системы (ЭБС):

1. Удмуртская научно-образовательная Электронная библиотека (УДНОЭБ) (<http://elibrary.udsu.ru/>)
2. ЭБС «Лань» (<https://e.lanbook.com/>)
3. ЭБС «Юрайт» (<https://urait.ru/>)
4. ЭБС «IPR Books» (<http://www.iprbookshop.ru/>)
5. ЭБС «Znanium» (<http://znanium.com/>)

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»

1. <http://www.edu.ru/>
2. <http://ido.tsogu.ru/>
3. <http://www.gubkin.ru/>
4. <http://www.outp.ru/index.jsp>
5. <http://oilcraft.ru/>
6. <http://neft-i-gaz.ru/>
7. <http://www.ogbus.ru/>
8. Библиотека Национального минерально-сырьевого университета «Горный» - www.spmi.ru/node/891
9. Российская государственная библиотека - www.rsl.ru
10. Российская национальная библиотека - www.nlr.ru
11. Библиотека Академии наук - www.ras.ru
12. Библиотека по естественным наукам РАН - www.benran.ru
13. Всероссийский институт научной и технической информации (ВИНИТИ) - www.viniti.ru
14. Государственная публичная научно-техническая библиотека - www.gpntb.ru
15. Научная библиотека Санкт-Петербургского государственного университета - www.geology.spb.ru/library/
16. Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU - www.elibrary.ru

9. Методические указания для обучающихся по освоению дисциплины

Изучение дисциплины предусматривает осуществление учебной деятельности состоящей из двух частей: практической деятельности и самостоятельной учебной деятельности студентов по изучению дисциплины.

При проведении практических занятий реализация компетентного подхода предусматривает широкое использование в учебном процессе активных и интерактивных форм проведения практических занятий.

Самостоятельная работа студентов – это планируемая работа студентов, способ активного, целенаправленного приобретения новых знаний и умений, выполняемая по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия в этом процессе. Объем самостоятельной работы студентов определяется государственным образовательным стандартом и является обязательной для каждого студента и определяется учебным планом. Преподаватель, ведущий занятия, организует, направляет самостоятельную работу студентов и оказывает им необходимую помощь.

Цели самостоятельной работы студентов:

- овладение фундаментальными знаниями, профессиональными умениями и навыками деятельности по профилю;
- приобретение навыков самоорганизации, ответственности и организованности, творческого подхода к решению проблем учебного и профессионального уровня;
- выработка умений и навыков на основе знаний, приобретаемых на аудиторных занятиях;
- приобретение опыта творческой, исследовательской деятельности.

При самостоятельной работе студентам также следует придерживаться описанной выше структуры изучения материала. При работе с основной и дополнительной литературой целесообразно придерживаться такой последовательности. Сначала прочитать весь заданный текст в быстром темпе. Цель такого чтения заключается в том, чтобы создать общее представление об изучаемом материале, понять общий смысл прочитанного. Затем прочитать вторично, более медленно, чтобы в ходе чтения понять и запомнить смысл каждой фразы, каждого положения и вопроса в целом. Чтение приносит пользу и становится продуктивным, когда сопровождается записями. Это может быть составление плана прочитанного текста, тезисы или выписки, конспектирование и др.

Мыслительная деятельность студентов относится к отдельному виду умственного труда. Ее отличает большая и неравномерная нагрузка, следствием которой может быть нарушение режима труда и отдыха, это ведет к переутомлению, снижению способности к усвоению знаний, что отражается на результативности обучения в целом, а так же на эффективность самостоятельной работы. Характеристикой работоспособности студента может служить объем самостоятельно выполненной работы. При организации

самостоятельной работы студентов необходимо учитывать особенности активной адаптации, т.е. перестройки физических процессов в зависимости от изменения условий работы, цели и мотивации.

Также следует предусмотреть равномерное распределение нагрузки на мышление, память, внимание, зрительное восприятие. Самостоятельная учебная деятельность оказывается эффективной и сопровождается вполне обратимыми физиологическими сдвигами в организме, когда она по длительности и интенсивности не превышает возрастных границ умственной работоспособности, так как для студента требуется определенный для него ритм деятельности, оптимальный объем информации. Поэтому, одной из основных задач преподавателя является помощь студентам в организации их самостоятельной работы. Это особенно важно в современных условиях развития общества, когда специалисту после окончания учебного заведения приходится заниматься самообразованием - повышать уровень своих знаний путем самостоятельного изучения.

Кроме этого, для лучшего освоения материала и систематизации знаний по дисциплине, необходимо постоянно разбирать материалы лекций по конспектам и учебным пособиям. На наш взгляд подготовка к лекциям является одним из видов самостоятельной работы студентов. Следует помнить, что перед началом лекционных занятий надо просмотреть все, что было сделано в предыдущий раз. Это позволит сосредоточить внимание и восстановить в памяти уже имеющиеся знания по данной дисциплине. Кроме того, поможет лучше запомнить как старое, так и новое, углубит понимание того и другого, так как при этом устанавливаются связи нового со старым, что является не только обязательным, но и основным условием глубокого овладения материалом.

Практическая работа - При подготовке к выполнению практической работы студентам следует внимательно разобраться с теоретической и методической частью работы используя методические материалы, выданные преподавателем. Наиболее важные моменты из методических материалов необходимо законспектировать в тетрадь. Студенты должны помнить, что часть теоретического материала, входящего в программу рассматривается на практических занятиях. При подготовке к семинару можно выделить 2 этапа: - организационный, - закрепление и углубление теоретических знаний. На первом этапе студент планирует свою самостоятельную работу, которая включает: - уяснение задания на самостоятельную работу; - подбор рекомендованной литературы; - составление плана работы, в котором определяются основные пункты предстоящей подготовки. Составление плана дисциплинирует и повышает организованность в работе. Второй этап включает непосредственную подготовку студента к занятию. Начинать надо с изучения рекомендованной литературы.

В случае необходимости обращаться к преподавателю за консультацией. Указанную помощь студент может получить в часы консультаций. График консультаций по согласованию с преподавателями вывешивается на стенде у кафедры. Необходимо отметить, что указанные консультации играют огромную

роль в самостоятельной работе студентов. Их основная цель – организовать студентов для учебной и научной работы и направить по тому пути, на котором она окажется наиболее продуктивной. Консультация – это получение совета и методическая помощь, позволяющая наиболее полно овладеть приемами и методами, усвоения учебного и научного материала.

Университет обеспечивает учебно-методическую и материально-техническую базу для организации самостоятельной работы студентов. Студентам рекомендуется получить в Научной библиотеке УдГУ или на кафедре факультета учебную литературу по дисциплине, необходимую для эффективной работы на всех видах аудиторных занятий, а также для самостоятельной работы по изучению дисциплины. Полный список литературы по дисциплине приведен в пункте 8, включающем в себя перечень основной и дополнительной литературы. Студентам предоставляется в достаточном объеме возможность для самостоятельной работы в читальном зале.

10. Описание материально-технической базы, необходимой для осуществления образовательного процесса по дисциплине

Требования к аудитории для проведения занятий лекционного типа, занятий семинарского типа, курсового проектирования, текущего контроля и промежуточной аттестации, групповых и индивидуальных консультаций: - стандартные аудитории для проведения занятий

Комплект учебной мебели; наборы демонстрационного оборудования и учебно-наглядных пособий; (проектор, экран, компьютер)

Макет «Схема обустройства нефтепромысла для добычи, замера, транспорта нефти и газа»; макет электроцентробежного и скважинного штангового насоса; нефтепромысловое оборудование.

Лаборатория

Лабораторная мебель, лабораторное оборудование:

термостат LOIP LT-912; газовый порозиметр НЕР-Р; сатуратор MS-350; установка для изучения электрических характеристик; учебный газовый пермеаметр GPE-30; шкаф сушильный UT-4630V; прецизионные весы XS802S; мешалка магнитная US-1500S с подогревом; автоматизированный комплекс для исследования вытеснения нефти; микроскоп Axio Lab F14; оборудование для определения вязкости;

термостат MB-5 Julabo;

учебный групповой капилляриметр CPD-E,

(проектор, экран, компьютер)

Перечень программного обеспечения: наличие программ Microsoft Windows , Microsoft Office PowerPoint, Microsoft Office Excel, Microsoft Office Word

11. Особенности организации образовательного процесса по дисциплине для инвалидов и лиц с ограниченными возможностями здоровья

Реализация дисциплины для лиц с ограниченными возможностями здоровья осуществляется с учетом особенностей психофизического развития, индивидуальных возможностей и состояния здоровья таких обучающихся.

Для адаптации программы освоения дисциплины используются следующие методы:

- для лиц с нарушениями слуха используются методы визуализации информации (презентации, использование компьютера для передачи текстовой информации, интерактивная доска, участие сурдолога и др.)

- для лиц с нарушениями зрения используются такие методы, как увеличение текста и картинки (в программах Windows), программы-синтезаторы речи, в том числе в ЭБС, звукозаписывающие устройства (диктофоны), компьютеры с соответствующим программно-аппаратным обеспечением и портативные компьютеризированные устройства.

Для маломобильных групп населения имеется необходимое материально-техническое обеспечение (пандусы, оборудованные санитарные комнаты, кнопки вызова персонала, оборудованные аудитории для лекционных и практических занятий), возможно применение ассистивных технологий и средств.

Форма проведения текущей и промежуточной аттестации для инвалидов и лиц с ограниченными возможностями здоровья устанавливается с учетом индивидуальных психофизических особенностей (устно, письменно на бумаге, письменно на компьютере, в форме тестирования и т.п.), при необходимости выделяется дополнительное время на подготовку и предоставляются необходимые технические средства.

С. Ю. Борхович

**Разработка нефтяных месторождений
методические указания к курсовому проектированию**



Ижевск 2020

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФГБОУ ВО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ М. С. ГУЦЕРИЕВА**

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

С. Ю. Борхович

Разработка нефтяных месторождений
методические указания к курсовому проектированию

Ижевск 2020

УДК 622.276.1(07)

ББК 33.361.я 7

Б 838

Рекомендовано к изданию учебно-методическим советом УдГУ.

Борхович С. Ю., к.т.н., доцент

Разработка нефтяных месторождений методические указания к курсовому проектированию для студентов очной и заочной форм обучения для студентов очной и заочной форм обучения по направлению 21.03.01 – «Нефтегазовое дело», по профилю 21.03.01.01 – Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти, Ижевск: изд-во «Удмуртский университет», 2020. 50 с.

В методических указаниях изложены требования к оформлению курсовых проектов. Методические указания предназначены студентам Института нефти и газа имени М.С. Гущериева, будут полезны преподавателям, ведущим курсовое и дипломное проектирование.

УДК 622.276.1(07)

ББК 33.361.я 7

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее методическое пособие устанавливает регламентированные требования, структуру и правила оформления курсовых проектов (КП), выполняемых студентами, обучающихся по профилю 21.03.01.01 – «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» в соответствии с требованиями ФГОС ВО направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

Целью методических указаний является формирование у студентов комплекса знаний по вопросам изложения КП и других учебных и научных работ.

Задачи методических указаний – научить студентов излагать и оформлять КП, техническую документацию и другие задания в соответствии с требованиями кафедры РЭНГМ и требованиями ФГОС.

Методические указания будут полезны специалистам-совместителям, ведущим дипломное и курсовое проектирование.

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Курсовой проект (далее – КП) выполняется в формах, соответствующих определенным уровням (ступеням) высшего профессионального образования. Форма КП определяется в соответствии с требованиями Федерального государственного образовательного стандарта ВПО направления подготовки. КП бакалавра представляет собой законченное исследование, в котором анализируется одна из теоретических и (или) практических проблем в области разработки нефтяных месторождений, и должна отражать умение самостоятельно разрабатывать избранную тему и формулировать соответствующие рекомендации.

КП имеет своей целью:

- систематизацию, закрепление и расширение теоретических знаний, практических умений и навыков по проектированию системы разработки нефтяных месторождений;

- выявление уровня подготовленности студентов к самостоятельной работе, исходя из полученных знаний и сформированных профессиональных компетенций, позволяющих осуществлять расчетно-аналитическую работу, решать профессионально значимые задачи, аргументированно защищать свою точку зрения.

Тематика КП формируется кафедрой, отражает проблемы по соответствующей специальности или направлению подготовки, ежегодно актуализируется.

Выбор темы КП осуществляется студентом после консультаций с руководителем.

Студент вправе предложить свою тему, обосновав ее актуальность, целесообразность, согласовать с руководителем КП.

Тема КП должна отвечать следующим требованиям:

- быть актуальной;
- носить научно-исследовательский, практический характер;
- отражать умение студента самостоятельно обобщать, систематизировать и анализировать материалы пройденных практик и корректно использовать статистические данные, опубликованные материалы и иные научные исследования по избранной теме с соблюдением достоверности цитируемых источников;
- иметь четкую структуру, завершенность, отвечать требованиям логичного, последовательного изложения материала, обоснованности сделанных выводов и предложений;
- содержать теоретические положения, самостоятельные выводы и рекомендации.

выполняется ВКР, и стаж практической деятельности в указанных сферах.

В обязанности руководителя КП входит:

- а) составление и выдача задания на КП;
- б) контроль выполнения КП;

- в) формирование и выдача рекомендаций по подбору и использованию источников и литературы по теме КП;
- г) консультирование студента по вопросам выполнения КП согласно установленному на семестр графику консультаций;
- д) анализ содержания КП и выдача рекомендаций по его доработке (по отдельным разделам, подразделам и в целом);
- е) информирование о порядке и содержании процедуры защиты (в т.ч. предварительной);
- ж) консультирование (оказание помощи) в подготовке выступления, подборе наглядных материалов к защите;

За все сведения, изложенные в КП, принятые решения и за правильность всех данных ответственность несет непосредственно студент – автор КП.

СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

КП, выполняемые на кафедре РЭНГМ, посвящены решению проблем по совершенствованию системы разработки, повышению извлечению нефти. Поэтому тематика КП группируется в рамках этих проблем.

КП состоит из расчетно-пояснительной записки и графического материала. Расчетно-пояснительная записка проекта должна содержать в указанной ниже последовательности:

- титульный лист (**Приложение 1**);
- задание на проектирование (**Приложение 2**);
- содержание;
- основную текстовую часть проекта, состоящую из разделов, определенных заданием;
- заключение;
- список использованных источников;
- приложения.

Титульный лист является первой страницей КП.

Задание на проектирование – студент согласует с руководителем с учетом темы КП.

Основная текстовая часть расчетно-пояснительной записки должна включать:

ВВЕДЕНИЕ (объем 1-2 стр.);

1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ (объем 10-15 стр.);

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ (объем 30-40 стр.);

3. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ (объем 10-15 стр.);

ЗАКЛЮЧЕНИЕ (объем 2-3 стр.)

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ (не мене 25-30 источников).

Рекомендуемый объем КП бакалавра должен составлять – 55-65 страниц (без учета приложений).

Во **ВВЕДЕНИИ** излагается значение и современное состояние рассматриваемой проблемы, которой посвящена работа, четко обосновывается актуальность КП, теоретическая и (или) практическая значимость, формулируется цель и задачи КП, определяются методы исследования, дается краткий обзор информационной базы исследования.

I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ включает только те пункты, которые отвечают тематике КП и не перегружают работу излишней информацией:

1.1. Геолого-физическая характеристика месторождения; 1.2. Физико-химические свойства нефти, газа, воды; 1.3. Запасы нефти, газа, КИН (утвержденное текущее и конечное значения); Выводы по геологическому разделу (способствующие раскрытию и (или) обоснованию темы ВКР).

1.1. Геолого-физическая характеристика месторождения

В разделе приводится краткая характеристика литолого-стратиграфического разреза площади. Дается характеристика залежи (с которой связана тема работы), тип залежи по фазовому состоянию УВ, литологическая

характеристика пластов, покрышек и вмещающих пород; приводится описание структурных планов залежей по кровле проницаемых частей продуктивных горизонтов; показываются зоны замещения и вклинивания коллекторов, тектонические нарушения. Указываются высоты газовых шапок, нефтяных частей залежей, их размеры площади, абсолютные отметки ВНК, ГНК, ГВК. Показываются внешние и внутренние контуры нефтеносности и газоносности. Анализируются изменения нефтенасыщенных толщин, коэффициентов расчлененности и песчанистости площади залежи. Фактические данные, характеризующие геологическое строение залежи по продуктивным горизонтам систематизируются в таблицу (**Приложение 3**). Указывается характеристика продуктивных горизонтов (режим работы пластов, нефтенасыщенные толщины, коллекторские свойства, начальные пластовые температура и давление).

Проводится анализ коллекторских свойств, определяемых различными методами, количество определений и надежность полученных результатов, средние величины показателей коллекторских свойств и принятые значения для проектирования. Оценивается неоднородность коллекторских свойств, их изменчивость по разрезу и площади залежи. Характеризуется гидропроводность и пьезопроводность пород, определяется подвижность нефтей в пластовых условиях.

1.2. Физико-химические свойства нефти, газа, воды

В разделе приводятся краткие сведения об условиях отбора нефти, газа и воды, отобранные из скважин на разных участках залежей, и использованные для определения свойств и состава пластовых флюидов. Характеризуется представительность этих проб. Приводятся данные анализа изменения свойств нефти (плотности, давления насыщения, газосодержания, объемного коэффициента, вязкости в пластовых условиях и при 20⁰ по С) по площади и разрезу залежей.

В газонефтяных и нефтегазовых залежах особое внимание уделяется переходной зоне ниже ГНК, в нефтяных залежах – в зоне ВНК. В табличной

форме представляются данные о компонентном составе растворенного газа и пластовой нефти, физико-химических свойствах и фракционном составе разгазированной нефти, содержании ионов и примесей в пластовой и предлагаемой для заводнения воде (**Приложение 4, 5, 6**).

1.5. Запасы нефти, газа, КИН (утвержденное текущее и конечное значения)

В разделе приводятся утвержденные ГКЗ РФ и отражаются в табличной форме подсчетные параметры, балансовые и извлекаемые запасы нефти, растворенного газа, свободного газа, распределение их по зонам и категориям. При промышленном содержании в нефти, растворенном, свободном газе, пластовой воде ценных не углеводородных компонентов дополнительно приводятся их запасы.

Начальные запасы приводятся по последнему подсчету, а остаточные балансовые и извлекаемые запасы нефти и газа и др. компонентов – на дату составления дипломного проекта (**Приложение 7**).

Выводы по всем пунктам раздела.

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ состоит из следующих подразделов (одного из трех направлений, в зависимости от темы работы):

Требования к структуре задания по технологическому разделу (требования к структуре технологического раздела определяются темой КП, структура технологического раздела может быть видоизменена, нижеизложенная структура носит рекомендательный характер).

2.1. Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

Приводится характеристика текущего состояния системы разработки месторождения, данные о системе размещения и плотности сеток скважин, текущей добыче нефти, газа, жидкости из пластов, обводненности, накопленной добычи.

2.2. Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения

В разделе приводится анализ основных технологических показателей разработки: динамика добычи нефти, жидкости, обводненности, закачки воды

или иного агента воздействия, дебитов скважин и соответствие их проектным решениям; состояние фонда скважин; распределение фонда скважин по дебитам нефти и жидкости, обводненности, накопленной добыче нефти и жидкости.

2.2.1. Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки

Проводится сравнение проектных и фактических показателей за последний год. Результаты сравнения представляются в форме таблицы (**Приложение 9**). Строятся графики динамики основных фактических и проектных показателей разработки (добыча нефти, жидкости, газа, закачка воды). Выявляются основные причины расхождения проектных и фактических уровней добычи нефти. По фактическим показателям разработки анализируются причины неравномерной выработки запасов нефти по эксплуатационным объектам, оценивается технологическая эффективность разработки отдельных объектов и (или) месторождения в целом.

2.2.2. Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификацию добычи нефти на данном месторождении

Данный раздел посвящен анализу эффективности применяемых методов воздействия на залежи для увеличения нефтедобычи или интенсификации добычи нефти. Необходимо привести краткую характеристику примененных технологий по видам воздействия и результаты применения методов по видам воздействия или технологиям на темпы отбора запасов и нефтеотдачу пластов.

2.2.3. Анализ выработки запасов нефти (*носит рекомендательный характер*)

Раздел посвящен анализу показателей выработки запасов углеводородного сырья по результатам контроля выработки запасов геолого-промысловыми и промыслово-геофизическими методами исследований. Приводится карта остаточных запасов, карта накопленных отборов (по рассматриваемому в дипломном проекте продуктивному горизонту).

2.2.4. Анализ эффективности реализуемой системы разработки

На основании данных анализа текущего состояния разработки объекта формулируются выводы об эффективности применяемых систем разработки и определяются основные направления их совершенствования.

2.3. Выбор и обоснование (совершенствование) проектируемого технического решения для увеличения извлечения нефти из пластов

В подразделе приводится обоснование проектируемого технического решения по совершенствованию системы разработки или интенсификации добычи нефти с учетом выявленных недостатков в текущем состоянии системе разработки (подраздел 2.2.5).

Приводится обзор литературных источников (патентных решений) по принятому проектному решению (раскрывается суть и механизм метода воздействия на пласт с целью повышения выработки запасов).

2.4. Литературно-патентный обзор по теме курсового проекта. Цель литературно-патентного обзора – на основе максимально полного охвата источников информации по теме КП показать актуальность разрабатываемой проблематики выпускной работы.

Задачами обзора являются: поиск источников информации и сбор материала по проблематике КП; анализ и систематизация собранной информации с позиций проблематики выполняемой выпускником работы; выводы об актуальности тематики КП.

Результат информационного поиска – обширный материал, максимально возможно раскрывающий картину технического и технологического уровней достижений и разработок в области тематики выпускной работы либо смежных областях, а также позволяющий сделать вывод о наличии либо отсутствии подобных проблематике КП разработок.

Систематизированная информация позволяет оценить достоинства и недостатки существующих разработок, сравнить их технические характеристики. Анализ известных технических решений позволяет выбрать

аналог, который станет базой для дальнейшего проектирования системы разработки объекта, и позволит показать актуальность тематики КП.

На основе анализа дается оценка принимаемого технологического решения (повышения нефтеизвлечения, совершенствования системы разработки, интенсификации притока нефти, увеличения межремонтного периода и т.д.), ставится цель работы, выявляется круг задач, решение которых имеет практическое значение, намечаются пути достижения этой цели.

От качества литературно-патентного обзора зависит уровень и своевременность написания КП.

2.5. Проектирование технического решения для реализации на данном месторождении

В разделе подробно излагается принцип реализации принятого технологического решения.

2.6. Определение технологической эффективности при реализации технического решения

2.6.1. Исходные данные для определения технологической эффективности

2.6.2. Выбор метода определения технологической эффективности

Приводится подробная методика расчета технологических показателей, при помощи которых можно оценить эффективность принятого технологического решения.

2.6.3. Расчет технологической эффективности при реализации проектируемого технического решения

Выводы по всем пунктам раздела.

III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

Экономический раздел состоит из следующих подразделов:

3.1. Определение экономической эффективности при реализации проектируемого технического решения

3.2. Исходные данные для расчета экономических показателей проекта

Исходные данные оформляются в сводную таблицу (Приложение 11).

3.3. Расчет экономических показателей проекта

3.3.1. Платежи и налоги

3.3.2. Капитальные вложения

3.3.4. Эксплуатационные затраты

3.3.5. Выручка от реализации

3.3.6. Экономический эффект

3.3.7. Доход государства

3.3.6. Прибыль от реализации

3.3.7. Поток денежной наличности

3.3.8. Индекс доходности

3.3.8. Период окупаемости вложенных средств

3.4. Сравнение технико-экономических показателей проектируемого варианта с утвержденным вариантом и выбор варианта, рекомендуемого к реализации

Выводы по разделу.

Требования к содержанию задания по разделу **«ЗАКЛЮЧЕНИЕ»**.

В заключении должны быть сделаны выводы по каждой задаче, решенной в рамках курсового проекта. «Заключение» составляется на основе выводов, сделанных по каждому разделу. В заключении отражаются общие результаты КП, формулируются обобщенные выводы и предложения, указываются перспективы применения результатов на практике и возможности дальнейшего исследования проблемы.

Требования к содержанию задания по разделу **«СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ»**. Список использованных источников должен содержать полный перечень документов, литературы и патентов, использованных при курсовом проектировании. При ссылке в тексте на источник следует приводить его порядковый номер из списка источников. Источники в списке следует располагать в порядке их упоминания в тексте. Как правило, не менее 25% источников должны быть изданы в последние пять лет.

МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

Базу для этих формул создали ученые-нефтяники М. Маскет, В.Н. Щелкачев, И.А. Чарный, Г.Б. Пыхачев, А.П. Крылов и другие.

Формулы динамики добычи нефти

Наиболее компактная формула

$$\frac{q}{q_0^{(t)}} = 1 - \left(\frac{Q_d}{Q_0^{(t)}} \right), \quad (1)$$

где q и $q_0^{(t)}$ — дебит нефти соответственно текущий и амплитудный; Q_d — накопленное количество отбираемой нефти к рассматриваемому текущему моменту времени; $Q_0^{(t)}$ — введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти (верхним индексом t отмечается, что амплитудный дебит и введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти могут изменяться во времени). Благодаря такому возможному изменению параметров $q_0^{(t)}$ и $Q_0^{(t)}$ формула описывает любые фактически наблюдающиеся закономерности добычи нефти.

Основная формула

$$q^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)}} \left[Q_0^{(t)} - \left(q^{(1)} + \dots + q^{(t-1)} + \frac{1}{2} q^{(t)} \right) \right], \quad (2)$$

где $q^{(t)}$ — годовой отбор нефти в t -ом году, млн. т/год; $q_0^{(t)}$ — амплитудный дебит залежи по состоянию на середину t -го года, млн. т/год; $Q_0^{(t)}$ — введенные в разработку к середине t -го года начальные извлекаемые запасы нефти, млн. т; $q^{(1)}$ и $q^{(t-1)}$ — годовые отборы нефти соответственно в первом и в предшествующем рассматриваемому ($t - 1$) годах, млн. т/год.

Формула при заданных значениях $q_0^{(t)}$ и $Q_0^{(t)}$

$$q^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)} + \frac{1}{2} q_0^{(t)}} \left[Q_0^{(t)} - \left(q^{(1)} + \dots + q^{(t-1)} \right) \right], \quad (3)$$

Видоизменение формулы с учетом обозначения $I_T^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)}}$:

$$q^{(t)} = \frac{I_T^{(t)}}{1 + \frac{1}{2} I_T^{(t)}} \left[Q_0 - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right], \quad (4)$$

где $I_T^{(t)}$ — текущая (мгновенная) интенсивность отбора введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти.

Новое видоизменение формулы с учетом обозначения

$$I_T^{*(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)} + \frac{1}{2} q_0^{(t)}} : \quad (5)$$

$$q^{(t)} = I^{(t)} \left[Q_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right],$$

где $I^{(t)}$ — текущая (интервальная, годовая) интенсивность отбора введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти.

В частном случае при $I^{(t)} = I = \text{const}$

$$q^{(t)} = q^{(t-1)} \frac{Q_0^{(t)} - (q^{(t)} + \dots + q^{(t-1)})}{Q_0^{(t-1)} - (q^{(t)} + \dots + q^{(t-2)})}. \quad (6)$$

В частном случае при $I^{(t)} = I = \text{const}$ и $Q_0^{(t)} = Q_0 = \text{const}$ с учетом

обозначения
$$K_a = \frac{Q_0 - \frac{1}{2} q_0}{Q_0 + \frac{1}{2} q_0}$$

формула годового отбора нефти в t -ом году принимает вид

$$q^{(t)} = q_0 \frac{Q_0}{Q_0 + \frac{1}{2} q_0} \left(\frac{Q_0 - \frac{1}{2} q_0}{Q_0 + \frac{1}{2} q_0} \right)^{t-1} = q^{(t)} K_u^{(t-1)} = q^{(t)} K_u, \quad (7)$$

где K_u — годовой коэффициент изменения добычи нефти; $K_u^{(t-1)}$ — интегральный коэффициент изменения добычи нефти.

При $q_0^{(t)} = q_0 - const$ и $Q_0^{(t)} = Q_0 - const$ справедливы следующие соотношения годовых отборов нефти:

$$\frac{q^{(2)}}{q^{(1)}} = \frac{q^{(3)}}{q^{(2)}} = \dots = \frac{q^{(t)}}{q^{(t-1)}}. \quad (8)$$

Такие соотношения также справедливы после достижения максимумов и стабилизации $q_0^{(t)} \rightarrow \max$ и $Q_0^{(t)} \rightarrow \max$. Потребный амплитудный дебит залежи при известных начальных извлекаемых запасах нефти, известных годовых отборах нефти в предыдущие годы и заданном годовом отборе нефти в рассматриваемом t-ом году

$$q_0^{(t)} = q^{(t)} \frac{Q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)} - \left(q^{(1)} + \dots + q^{(t-1)} + \frac{1}{2} q^{(t)} \right)}. \quad (9)$$

Потребные введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы нефти при известном амплитудном дебите залежи и годовых отборах нефти в предыдущие годы и заданном годовом отборе нефти в рассматриваемом t-ом году

$$Q_0^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{q_0^{(t)} - q^{(t)}} \left(q^{(1)} + \dots + q^{(t-1)} + \frac{1}{2} q^{(t)} \right). \quad (10)$$

Формула амплитудного дебита нефтяной залежи

1. Наиболее компактная формула

$$q_0^{(t)} = \beta \tau \eta_{u.c.p.} n_0 \Delta p \phi (1 - \varepsilon) 10^{-6}, \quad (11)$$

где ξ — коэффициент надежности, гарантирующий достижение запроектированного уровня добычи нефти с вероятностью не менее 90 % при условии практического осуществления всех запроектированных технических мероприятий; τ — среднее число дней эксплуатации скважины в году, сут/год; $\eta_{u.c.p.}$ — средний коэффициент продуктивности пробуренной и исследованной скважины, определенный в период добычи нефти или пересчитанный для этих условий, т/(сут·МПа); n_0 — общее число скважин по проектной сетке, которые

должны быть пробурены и введены в работу к середине t -го года; Δp — перепад давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин, МПа; ϕ — функция относительной производительности скважины, доли единицы (вместе учитывают нагнетательные и добывающие скважины); ε — доля уменьшения дебита скважин вследствие неоднородности продуктивных пластов.

1. Формула амплитудного дебита при закономерном изменении коэффициента продуктивности по вновь вводимым в работу скважинам имеет вид

$$q_0^{(t)} = \xi \tau \left(\sum_{i=0}^{n_0} \eta_i \right) (p_{сн} - p_{св}) \phi (1 - \varepsilon) 10^{-6}. \quad (12)$$

Можно использовать усредненную статистическую закономерность изменения коэффициентов продуктивности, например, такую, какая наблюдается при разбуривании крупной нефтяной залежи по направлению от центра к периферии при уменьшении средней толщины продуктивных пластов.

3. В случае факта или предположения закономерного изменения коэффициентов продуктивности и забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин формула амплитудного дебита залежи будет иметь следующий вид:

$$q_0^{(t)} = \xi \tau \left(\sum_{i=0}^{n_0} \eta_i \Delta p_i \right) \phi (1 - \varepsilon) 10^{-6}. \quad (13)$$

Увеличение разности забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин может быть прямо связано с уменьшением сложности геологического строения эксплуатационного горизонта — с уменьшением числа продуктивных пластов.

4. При закономерном изменении коэффициентов продуктивности скважин, разности забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин и среднего числа дней работы скважины в году формула амплитудного дебита залежи будет иметь вид

$$q_0^{(t)} = \xi \left(\sum_{i=0}^{n_0} \tau \eta_i \Delta p_i \right) \phi (1 - \varepsilon) 10^{-6}.$$

5. При закономерном изменении кроме уже отмеченных в п. 4 параметров еще и функции относительной производительности скважины формула амплитудного дебита залежи принимает вид

$$q^{(t)} = \xi(1 - \varepsilon) 10^{-6} \sum_{i=0}^{n_0} \tau \eta_i \Delta p_i \phi_i = \sum_{i=0}^{n_0} q'_{0i} = \sum_{i=0}^{n_0} q'_{\varepsilon i} \quad (14)$$

где q'_{0i} — амплитудный дебит на одну пробуренную и введенную в работу скважину, млн. т/год; $q'_{\varepsilon i}$ — начальный максимальный дебит на одну введенную в работу добывающую скважину, млн. т/год.

6. Если нефтяная залежь фактически продолжительное время находится в разработке, то в формулу амплитудного дебита удобно ввести постоянный коэффициент C , легко определяемый по фактическим данным. При этом формула амплитудного дебита содержит постоянный коэффициент и те параметры, которые изменяются заметным образом:

$$q_0^{(t)} = C \eta_{cp} n_0 \Delta p \phi \quad (15)$$

Закономерные изменения должны быть больше случайных изменений, обусловленных неточностью и непредставительностью замеров.

Параметры $\eta_{cp}, n_0, \Delta p, \phi$ изменяются в процессе бурения новых скважин, с повышением давления нагнетания воды, при переходе от фонтанного способа добычи нефти к механизированному, добавлении очаговых нагнетательных скважин, коренном изменении схемы заводнения и др.

Формула начальных извлекаемых запасов нефти

$$Q_0^{(t)} = Q_0 K_{no} = Q_0 K_1 K_{1a} K_2 K_3 K_4 = Q_{II} K_3 K_4 = Q_{om} K_4, \quad (16)$$

где Q_0 — введенные в разработку к середине t -го года балансовые геологические запасы нефти, млн, т; K_{no} — проектный или фактический коэффициент нефтеотдачи продуктивных пластов, доли единицы; K_1 — коэффициент дренирования объема нефтяных пластов при данной сетке скважин, учитывающий прерывистость пластов, а также их зональную неоднородность по проницаемости; K_{1a} — коэффициент дренирования, вводимый для аномальных нефтей, учитывающий свойство этих нефтей на

участках с низкими градиентами давления и в слоях с низкой проницаемостью образовывать структуру и становиться практически неподвижными; K_2 — коэффициент вытеснения нефти в микрообъеме пласта при неограниченно большой прокачке вытесняющего агента, определяемый обычно в лабораторных условиях на образцах керна; в случае большого соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента при определении K_2 путем экстраполяции экспериментальных данных необходимо, чтобы влияние различия вязкостей было устранено, т. е. необходимо перейти от реальных накопленных отборов жидкости к расчетным; K_3 — коэффициент охвата вытеснением дренируемого объема нефтяных пластов или коэффициент использования подвижных запасов нефти, определяемый с учетом V^2 — расчетной послойной неоднородности продуктивных пластов и A — предельной доли агента в дебите жидкости в момент остановки добывающих скважин; K_4 — коэффициент использования начальных извлекаемых запасов нефти с учетом ограниченной продолжительности существования скважин $T_0 < \infty$; Q_{II} — подвижные запасы нефти; Q_{om} — максимально возможные при неограниченно большой продолжительности существования скважин начальные извлекаемые запасы нефти.

Формула динамики добычи жидкости

Наиболее компактная формула

$$q_{F2}^{(t)} = q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)})\mu_0, \quad (17)$$

$$q_F^{(t)} = q_0 \left(1 - \frac{Q_{Fd}^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)}} \right). \quad (18)$$

Здесь $q_{F2}^{(t)}$ — текущий дебит жидкости; $q_F^{(t)}$ — текущий расчетный дебит жидкости; μ_0 — коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях; $Q_{Fd}^{(t)}$ — накопленный расчетный отбор жидкости к рассматриваемому текущему моменту времени; $Q_{F0}^{(t)}$ — введенные в разработку расчетные начальные извлекаемые запасы

жидкости. Существует однообразный переход от дебитов, текущих и накопленных отборов и запасов жидкости к расчетным и обратно:

$$\begin{aligned}
 q_{F2}^{(t)} &= q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)})\mu_0, q_F^{(t)} = q^{(t)} + (q_{F2}^{(t)} - q^{(t)})\frac{1}{\mu_0}, \\
 Q_{F2d}^{(t)} &= Q_d^{(t)} + (Q_{Fd}^{(t)} - Q_d^{(t)})\mu_0, Q_{Fd}^{(t)} = Q_d^{(t)} + (Q_{F2d}^{(t)} - Q_d^{(t)})\frac{1}{\mu_0}, \\
 Q_{F02}^{(t)} &= Q_0^{(t)} + (Q_{F0}^{(t)} - Q_0^{(t)})\mu_0, Q_{F0}^{(t)} = Q_0^{(t)} + (Q_{F02}^{(t)} - Q_0^{(t)})\frac{1}{\mu_0}, \\
 \frac{q_{F2}^{(t)} - q^{(t)}}{q^{(t)}} &= \frac{q_F^{(t)} - q^{(t)}}{q^{(t)}}\mu_0, \frac{A_2}{1 - A_2} = \frac{A}{1 - A}\mu_0, \\
 A_2 &= \frac{A\mu_0}{A\mu_0 + (1 - A)}, A = \frac{A_2}{A_2 + (1 - A_0)\mu_0}.
 \end{aligned} \tag{19}$$

где $Q_{F2d}^{(t)}$ — накопленное количество отбираемой жидкости; $Q_{F02}^{(t)}$ — введенные в разработку начальные извлекаемые запасы жидкости в массовых единицах; A_2 — массовая доля агента в текущем дебите жидкости; A — расчетная доля агента в текущем дебите жидкости.

Основная формула динамики расчетной добычи жидкости

$$q_F^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)}} \left[Q_{F0}^{(t)} - \left(q_F^{(1)} + \dots + q_F^{(t-1)} + \frac{1}{2} q_F^{(t)} \right) \right]. \tag{20}$$

Формула динамики добычи жидкости при заданных значениях $q_0^{(t)}$ и $Q_{F0}^{(t)}$ имеет вид

$$q_F^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)} + \frac{1}{2} q_0^{(t)}} \left[Q_{F0}^{(t)} - \left(q_F^{(1)} + \dots + q_F^{(t-1)} \right) \right]. \tag{21}$$

Видоизменение этой формулы с учетом обозначения $I_{F_T}^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)}}$

$$q_F^{(t)} = \frac{I_{F_T}^{(t)}}{1 + \frac{1}{2} I_{F_T}^{(t)}} \left[Q_{F0}^{(t)} - \left(q_F^{(1)} + \dots + q_F^{(t-1)} \right) \right], \tag{22}$$

где $I_{F_T}^{(t)}$ — текущая (мгновенная) интенсивность отбора введенных в разработку расчетных начальных извлекаемых запасов жидкости.

Новое видоизменение формулы с учетом обозначения $I_F^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)} + \frac{1}{2}q_0^{(t)}}$

$$q_F^{(t)} = I_F^{(t)} \left[Q_{F0}^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^{(i)} \right], \quad (23)$$

где $I_F^{(t)}$ — текущая (интервальная, годовая) интенсивность отбора введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти.

В частном случае при $I_F^{(t)} = I - const$

$$q_F^{(t)} = q_F^{(t-1)} \frac{Q_{F0}^{(t)} + (q_F' + \dots + q_F^{(t-1)})}{Q_{F0}^{(t)} - (q_F' + \dots + q_F^{(t-2)})}. \quad (24)$$

В другом частном случае при $I_F^{(t)} = I - const$ и $Q_0^{(t)} = Q_0 - const$

с учетом обозначения $K_{Fu} = \frac{Q_0 - \frac{1}{2}q_0}{Q_{F0} + \frac{1}{2}q_0}$ формула годового расчетного

отбора жидкости в t-ом году принимает вид

$$q_F^{(t)} = q \frac{Q_{F0}}{Q_{F0} + \frac{1}{2}q_0} \left(\frac{Q_{F0} - \frac{1}{2}q_0}{Q_{F0} + \frac{1}{2}q_0} \right)^{t-1} = q_F^{(t-1)} K_{Fu} = q_F^{(0)} K_{Fu}^{(t-1)}, \quad (25)$$

где K_{Fu} — годовой коэффициент изменения расчетной добычи жидкости;
 $K_{Fu}^{(t-1)}$ — интегральный коэффициент изменения расчетной добычи жидкости.

При $q_0^{(t)} = q_0 - const$ и $Q_0^{(t)} = Q_{F0} - const$ справедливы следующие соотношения годовых расчетных отборов жидкости:

$$\frac{q_F^{(2)}}{q_F^{(1)}} = \frac{q_F^{(3)}}{q_F^{(2)}} = \dots = \frac{q_F^{(t)}}{q_F^{(t-1)}}$$

Такие соотношения также справедливы при $q_0^{(t)} \rightarrow \max$ и $Q_0^{(t)} \rightarrow \max$.

Потребный амплитудный дебит залежи при известных расчетных начальных извлекаемых запасах жидкости, известных годовых расчетных отборах жидкости в предыдущие годы и заданном годовом расчетном отборе жидкости в рассматриваемом t-ом году

$$q_0^{(t)} = q_F^{(t)} \frac{Q_{F0}^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)} - \left(q_F^{(t)} + \dots + q_F^{(t-1)} + \frac{1}{2} q_F^{(t)} \right)}$$

Потребные введенные в разработку к середине t-го года расчетные начальные извлекаемые запасы жидкости при известном амплитудном дебите залежи, известных расчетных годовых отборах жидкости в предыдущие годы и заданном расчетном годовом отборе жидкости в рассматриваемом t-ом году

$$Q_{F0}^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{q_0^{(t)} - q_F^{(t)}} \left(q_F^{(t)} + \dots + q_F^{(t-1)} + \frac{1}{2} q_F^{(t)} \right)$$

Формула динамики закачки вытесняющего агента

$$q_s^{(t)} = \left[q^{(t)} \rho_* + \left(q_F^{(t)} - q^{(t)} \right) \mu_0 \right] (1 + \varepsilon_s),$$

где $\rho_* = \frac{\rho_a}{\rho_u}$ — соотношение плотностей закачиваемого агента, замещающего нефть вместе с растворенным в ней газом в единице порового объема пласта, и товарной нефти, вытесненной из этой единицы порового объема пласта; μ_0 — коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях; ε_s — теряемая доля закачиваемого агента при внутриконтурном заводнении $\varepsilon_s = 0,1$

Коэффициент продуктивности скважины

$$\eta = \frac{q_c}{P_{nl} - P_c} = \frac{2\pi kh}{\mu_n \ln \frac{R_c}{r_c}} = \frac{2\pi kh}{\mu_n \frac{1}{2} \ln \frac{S'}{\pi r_c^2}}, \quad (26)$$

где q_c — дебит скважины, т/сут; P_{nl} — пластовое давление на внешней границе участка, дренируемого скважиной, МПа; P_c — забойное давление этой скважины, МПа; $\frac{kh}{\mu_n}$ — гидропроводность продуктивных пластов при фильтрации нефти; R_c — радиус участка дренирования скважины, м; r_c — радиус скважины, м; S' — площадь участка дренирования скважины, м² (принимается равной площади залежи, приходящейся на одну скважину по проектной сетке).

Наблюдаемый (видимый) коэффициент продуктивности скважины при $P_{ci}^I \dots q_{ci}^I$ и $P_{ci}^{II} \dots q_{ci}^{II}$

$$\eta_{Bi} = \frac{q_{ci}^I - q_{ci}^{II}}{P_{ci}^{II} - P_{ci}^I} = \eta_i \left(1 - \frac{\eta_i}{\eta_i + \sum_{(4)} \eta} \right),$$

где η_{Bi} и η_i — видимый и действительный коэффициенты продуктивности i -й скважины $\left[\eta_i = \frac{q_{ci}^I}{P_{ni}^I - P_{ci}^I} \right]$; $\sum_{(4)} \eta$ — сумма действительных коэффициентов продуктивности четырех ближайших окружающих скважин.

Видимый коэффициент продуктивности всегда меньше действительного ($\eta_{Bi} < \eta_i$) в среднем на 20% ($\eta_{Bi} \approx 0,8\eta_i$). Приблизительно по известным видимым коэффициентам продуктивности можно определить действительный

$$\eta_i = \eta_{Bi} \left(1 + \frac{\eta_{Bi}}{\sum_{(4)} \eta_B} \right).$$

Дебит ячейки скважин

$$q_{я} = \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\frac{1}{m_n \eta_n \mu_{\bullet}} + \frac{1}{m_3 \eta_3}},$$

где $P_{сн}$ и $P_{сэ}$ — средние забойные давления в нагнетательных и добывающих скважинах; m_n и m_3 - число нагнетательных и добывающих скважин; η_n и η_3 — средние коэффициенты продуктивности скважин, выбранных под нагнетание вытесняющего агента и оставленных в эксплуатации; μ_{\bullet} — соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях.

$$\mu_{\bullet} = \frac{\mu_n}{\mu_a} K_{\phi}, K_{\phi} = K_2^{1,5} = 1 - 1,5(1 - K_2).$$

Здесь μ_n и μ_a — вязкость соответственно нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях; K_{ϕ} — фильтрационный коэффициент, учитывающий уменьшение проницаемости продуктивных пластов и соответственно увеличение фильтрационного сопротивления для вытесняющего агента.

Коэффициент μ_* , можно определить по фактическим данным по нагнетательным скважинам путем сравнения η_n — коэффициента продуктивности скважины до начала закачки агента в период добычи нефти с η_{n*} — коэффициентом продуктивности после организации закачки агента:

$$\mu_* = \frac{\eta_{n*}}{\eta_n \rho_*}$$

Оценка точности формулы дебита ячейки скважин в условиях однородного пласта и фильтрации однородных жидкостей путем сравнения с известными точными формулами М. Маскета, с учетом формулы (26).

Таблица 1

Формулы М.Маскета дебита ячейки скважин

Схема площадного заводнения	$S' = \pi R_c^2$ (площадь на одну скважину)	Формула М.Маскета дебита ячейки скважин	Преобразованная формула М. Маскета	Упрощенная и преобразованная формула	Погрешность упрощенной формулы, %
Линейная	d^2	$q = \frac{2\pi \frac{kh}{\mu} \Delta P}{\pi + 2 \ln \frac{d}{2\pi r_c}}$	$q = \frac{\frac{kh}{\mu} \Delta P}{\frac{2}{2\pi} \ln \frac{R_c}{r_c} + 0,093}$	$q = \frac{\frac{kh}{\mu} \Delta P}{\frac{2}{2\pi} \ln \frac{R_c}{r_c}} = \frac{\Delta P}{\frac{1}{\eta_n} + \frac{1}{\eta_s}}$	+3,4
Пятиточечная	d	$q = \frac{\pi \frac{kh}{\mu} \Delta P}{\ln \frac{d}{r_c} - 0,619}$	$q = \frac{\frac{kh}{\mu} \Delta P}{\frac{2}{2\pi} \ln \frac{R_c}{r_c} - 0,015}$	$q = \frac{\frac{kh}{\mu} \Delta P}{\frac{2}{2\pi} \ln \frac{R_c}{r_c}} = \frac{\Delta P}{\frac{1}{\eta_n} + \frac{1}{\eta_s}}$	-0,6
Семиточечная	$\frac{\sqrt{3}}{2} d^2$	$q = \frac{4\pi \frac{kh}{\mu} \Delta P}{3 \ln \frac{d}{r_c} - 1,707}$	$q = \frac{\frac{kh}{\mu} \Delta P}{\frac{3}{4\pi} \ln \frac{R_c}{r_c} + 0,017}$	$q = \frac{\frac{kh}{\mu} \Delta P}{\frac{3}{4\pi} \ln \frac{R_c}{r_c}} = \frac{\Delta P}{\frac{1}{2\eta_n} + \frac{1}{\eta_s}}$	+0,9
Обращенная семиточечная	$\frac{\sqrt{3}}{2} d^2$	$q = \frac{4\pi \frac{kh}{\mu} \Delta P}{3 \ln \frac{d}{r_c} - 1,707}$	$q = \frac{\frac{kh}{\mu} \Delta P}{\frac{3}{4\pi} \ln \frac{R_c}{r_c} + 0,017}$	$q = \frac{\frac{kh}{\mu} \Delta P}{\frac{3}{4\pi} \ln \frac{R_c}{r_c}} = \frac{\Delta P}{\frac{1}{\eta_n} + \frac{1}{2\eta_s}}$	+0,9

В таблице 1 приведены точные формулы М. Маскета, преобразованные и упрощенные, и показана погрешность предложенной формулы дебита ячейки скважин.

Переход от формулы дебита ячейки скважин к формуле дебита ячеек скважин и оценка точности формулы для условий зонально неоднородных по продуктивности нефтяных пластов

$$q = q_{я} \frac{n_0}{1+m} = \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\frac{1}{\eta_n} + \frac{1}{m\eta_s}} \frac{n_0}{1+m} = \eta_{cp} n_0 (P_{сн} - P_{сэ}) X$$

$$X \frac{1}{\frac{1}{x} + \frac{1}{1+m-x_n}} \frac{1}{1+m} = \eta_{cp} n_0 (P_{сн} - P_{сэ}) \varphi$$

$$x_n = \frac{\eta_n}{\eta_{cp}}, 1+m-x_n = \frac{m\eta_s}{\eta_{cp}} = \frac{m\eta_s + \eta_n}{\eta_{cp}} - \frac{\eta_n}{\eta_{cp}},$$

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{x_n} + \frac{1}{1+m-x_n}} \frac{1}{1+m}.$$

Точность формулы была оценена по данным специально проведенных измерений на сеточном электроинтеграторе. При этом установили необходимость введения в данную формулу поправок ε_1 и ε_2 , с учетом которых формула приобретает следующий вид:

$$q = \eta_{cp} n_0 (P_{сн} - P_{сэ}) \varphi (1 - \varepsilon_1 + \varepsilon_2).$$

Поправку ε_1 , учитывающую уменьшение эффективной проводимости пластов вследствие их зональной неоднородности, применяют во всех случаях; поправку ε_2 , учитывающую уменьшение отрицательного влияния зональной неоднородности, используют только в случаях избирательного заводнения

$$\varepsilon_1 = 0,50 + \frac{V_\eta^2}{2 + V_\eta^2} 0,8(1 - e^{-0,8m}) + \frac{0,1}{m},$$

$$\varepsilon_2 = 0,125V_\eta^2.$$

Новые исследования показали, что при избирательном заводнении в отдельных пластах возможно полное устранение отрицательного влияния зональной неоднородности $[(\varepsilon_1 - \varepsilon_2) \rightarrow 0]$.

С изменением соотношения добывающих и нагнетательных скважин m поправка ε_1 изменяется незначительно. Поэтому можно её не учитывать.

Если $V_\eta^2 \ll 10$, то

$$\varepsilon_1 = \sqrt{\frac{V_\eta^2}{10}}$$

Если эксплуатационный горизонт содержит несколько гидродинамически обособленных продуктивных пластов, то при $V_3^2 \ll 10$

$$\varepsilon_1 = \sqrt{\frac{V_3^2}{10}},$$

где V_3^2 - неоднородность скважины по продуктивности, наблюдающаяся в пределах отдельного пласта; обычно эта неоднородность больше неоднородности в целом по эксплуатационному горизонту ($V_3^2 > V_\eta^2$).

Если неизвестно среднее для эксплуатационного горизонта значение V_3^2 , но по предположению (по каким-то признакам) оно значительно выше V_η^2 , тогда поправку ε_1 можно определить по фактическим данным работы отдельных ячеек скважин:

$$(1 - \varepsilon_1) = \left(1 - \sqrt{\frac{V_\eta^2}{10}}\right) (1 - \varepsilon_*), \quad (27)$$

$$(1 - \varepsilon_*) = \frac{q_y}{p_{сн} - \frac{\sum_m p_{сэ} \eta_\varepsilon}{\sum_m \eta_\varepsilon}} \left(\frac{1}{\eta_n \mu_*} + \frac{1}{\sum_m \eta_\varepsilon} \right) \quad (28)$$

В правой части формулы (28) используют фактические значения величин.

Определение рационального соотношения добывающих и нагнетательных скважин. Для решения этой проблемы необходимо исследовать функцию относительной производительности скважины φ и параметры, влияющие на темп отбора запасов нефти.

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{x_n \mu_*} + \frac{1}{1+m-x_n}} \frac{1}{1+m} = \frac{1}{\frac{1}{(1-W)\mu_*} + \frac{1}{W}}$$

$$(1-W) = x_n \frac{1}{1+m}, \quad W = x_n \frac{m}{1+m} = 1 - x_n \frac{1}{1+m},$$

где $(1-W)$ и W – доля нагнетательных и добывающих скважин в общей сумме коэффициентов продуктивности; $1/(1+m)$ и $m/(1+m)$ – доля нагнетательных и добывающих скважин в общем числе скважин; $x_n = \frac{\eta_n}{\eta_{cp}}$ и $x_3 = \frac{\eta_3}{\eta_{cp}}$ – относительный коэффициент продуктивности нагнетательной и добывающей скважин.

При максимальном значении φ – функции относительной производительности скважины

$$\varphi - \max \dots \frac{d\varphi}{dW} = 0 \dots \frac{d}{dW} \left(\frac{1}{\varphi} \right) = 0 \dots \frac{W}{1-W} = \sqrt{\mu_*}$$

Таким образом, максимальная начальная интенсивность системы заводнения достигается при соотношении добывающих и нагнетательных скважин

$$m_{ин} = \frac{x_n}{x_3} \sqrt{\mu_*} \leq 8$$

Как видим, максимальную начальную интенсивность системы заводнения можно получить при различных значениях $m_{ин}$, поскольку под нагнетание вытесняющего агента можно использовать скважины без учёта их фактических коэффициентов продуктивности в среднем при $\frac{x_n}{x_3} = 1$, а также выбирать

скважины с повышенными коэффициентами продуктивности $\left(\frac{x_n}{x_3} > 1 \right)$ или с пониженными $\left(\frac{x_n}{x_3} < 1 \right)$. Очевидно, добывающих скважин будет меньше при

$\frac{x_n}{x_3} < 1$ и больше при $\frac{x_n}{x_3} > 1$. Следует учитывать, что при неизменном общем

числе скважин, чем больше добывающих, тем больше возможностей регулирования и меньше отрицательное влияние зональной неоднородности продуктивных пластов на их конечную нефтеотдачу.

Однако увеличение соотношения средних коэффициентов продуктивности нагнетательных и добывающих скважин ограничено некоторыми естественными пределами, обусловленными фактической зональной неоднородностью пластов, наблюдающейся по соседним скважинам.

$$\frac{x_n}{x_3} \leq 1 + \frac{V_3^2}{0.3 - 0.02V_3^2};$$

$$V_3^2 = 2 \frac{V_{3(2)}^2}{1 - V_{3(2)}^2}, \quad V_{3(2)}^2 = [V_{3(2)i}^2]_{cp}, \quad V_{3(2)i}^2 = \left(\frac{\eta^I - \eta^{II}}{\eta^I + \eta^{II}} \right)_i^2,$$

где η^I и η^{II} - коэффициенты продуктивности двух рядом расположенных скважин; $V_{3(2)i}^2$ - зональная неоднородность в i -й паре соседних скважин; $V_{3(2)}^2$ - средняя по рассматриваемой залежи зональная неоднородность в парах соседних скважин.

При недостаточном числе исследованных скважин зональную неоднородность можно определять по аналогичным пластам других уже разрабатываемых нефтяных месторождений. Важно отметить, что по различным нефтяным месторождениям наблюдаются пласты с довольно близкой зональной неоднородностью. Так, например, для терригенных отложений и карбона Урало-Поволжья зональная неоднородность пластов составляет $V_3^2 = 0,5$ и $1,0$.

Максимальная в среднем за всё время разработки нефтяной залежи интенсивность системы заводнения достигается при следующем условии:

$$[\varphi(1 - A_{cp})] - \max \dots \frac{d}{dW} [\varphi(1 - A_{cp})] = 0,$$

где $(1 - A_{cp})$ - средняя доля нефти в суммарном количестве отобранной жидкости. Этому условию примерно соответствует следующее соотношение добывающих и нагнетательных скважин:

$$m_{pac} = 1,2 \frac{x_n}{x_3} \sqrt{\mu_*} \leq 8.$$

В этом случае учитывается, что со временем по мере развития процесса разработки в результате обводнения неуклонно уменьшается число добывающих скважин.

При обработках забоев нагнетательных и добывающих скважин, существенно и устойчиво изменяющих (увеличивающих) их продуктивность соответственно в v_n и v_γ раз, рациональное соотношение скважин будет:

$$m_{\text{рац}} = 1,2 \frac{x_n}{x_\gamma} \sqrt{\frac{v_n}{v_\gamma} \mu_*} \leq 8.$$

Формулы общего дебита ячейки из нагнетательной и добывающих скважин:

$$q_n = \eta_n \mu_* (p_{cn} - p_{nl}), \quad q_{\Sigma\gamma} = \sum_{i=1}^m q_{\gamma i} = \sum_{i=1}^m \eta_{\gamma i} (p_{nl} - p_{c\gamma i})$$

При $q_n = q_{\Sigma\gamma} = q_\gamma$

$$p_{nl} = \frac{\eta_n \mu_* p_{cn} + \sum_{i=1}^m \eta_{\gamma i} p_{c\gamma i}}{\eta_n \mu_* + \sum_{i=1}^m \eta_{\gamma i}},$$

где p_{nl} - среднее пластовое давление на границе участков нагнетательной и добывающих скважин;

$$q_n = \frac{p_{cn} - p_{c\gamma}}{\frac{1}{\eta_n \mu_*} + \frac{1}{m \eta_\gamma}}; \quad p_{c\gamma} = \frac{\sum_{i=1}^m \eta_{\gamma i} p_{c\gamma i}}{\sum_{i=1}^m \eta_{\gamma i}}.$$

Для каждой ячейки должно быть соблюдено условие рационального соотношения коэффициентов продуктивности добывающих и нагнетательных скважин

$$(m \eta_\gamma / \eta_n)_{\text{рац}} = 1,2 \sqrt{\mu_*},$$

чтобы $\Delta_i = (\eta_n / m \eta_\gamma)_i 1,2 \sqrt{\mu_*} \rightarrow 1$.

Если $\Delta_i \neq 1$, то $\varphi < \varphi_{\text{рац}}$. Необходимо, чтобы по соседним взаимодействующим ячейкам скважин было $(1/2) \sum_{(2)} \Delta_i \cong 1$.

Оптимизация выбора нагнетательной скважины для отдельной линзы из 2-3 действующих скважин. Если литологически замкнутую нефтяную залежь небольших размеров разрабатывают две скважины, различные по продуктивности, одну из которых необходимо в дальнейшем перевести в нагнетательную, и в пластовых условиях подвижности вытесняющего агента и нефти существенно различаются ($\mu_* \neq 1$), то для достижения максимального дебита нефти

$$q_{я} = \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\frac{1}{\eta_n \mu_*} + \frac{1}{\eta_э}}$$

при подвижности вытесняющего агента выше подвижности вытесняемой нефти следует выбирать менее продуктивную скважину ($\eta_n < \eta_э$), а при подвижности агента ниже подвижности нефти ($\mu_* < 1$) - более продуктивную скважину ($\eta_n > \eta_э$). В этих случаях заведомо имеем одинаковое общее число нагнетательных и добывающих скважин.

Если отдельную линзу разрабатывают три скважины, то под нагнетание вытесняющего агента необходимо выбирать одну из них; при этом следует стремиться к выполнению следующего условия:

$$\frac{\eta_{э1} + \eta_{э2}}{\eta_n} = \sqrt{\mu_*} .$$

Фактически возможные варианты сравнивают по дебиту нефти

$$q_{я} = \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\frac{1}{\eta_n \mu_*} + \frac{1}{\eta_{э1} + \eta_{э2}}}$$

и выбирают варианты с более высоким его значением.

Рациональное заводнение нефтяных пластов, содержащих подвижную воду – начальную подошвенную или поступившую в предыдущий период разработки от закачки. Под нагнетание выбирают скважины, способные обеспечить закачкой воды максимальное число окружающих скважин при соблюдении условия максимального текущего дебита нефти:

$$\Delta_* \rightarrow \max, \Delta_* = \sqrt{\frac{C_n}{C_o}} \sqrt{\frac{D_n}{D_o}},$$

$$C_n = \eta_n W_1, \quad C_o = \sum_{i=2}^{(1+m)} \eta_i W_i, \quad D_n = \eta_1 [(1-W)\mu_* + W_1\mu_*],$$

$$D_o = \sum_{i=2}^{(1+m)} \eta_i [(1-W_i)\mu_{**} + W_i], \quad \mu_{**} = \frac{\mu_n}{\mu_B}, \quad \mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_B} K_\phi,$$

где W_1 – доля нефтяной части в суммарной проводимости пластов по скважине, рассматриваемой в качестве нагнетательной; $(1-W_1)$ – доля водяной части в суммарной проводимости пластов по скважине, рассматриваемой в качестве нагнетательной; W_i и $(1-W_i)$ – соответственно доля нефтяной части и водяной части в суммарной проводимости пластов по i -ой окружающей скважине, рассматриваемой в качестве добывающей; μ_{**} – соотношение подвижностей воды и нефти в случае нефтяного пласта с подошвенной водой; μ_* – соотношение подвижностей воды и нефти в условиях нефтяного пласта с учётом остаточной нефти; K_ϕ – фильтрационный коэффициент, учитывающий уменьшение проницаемости пласта для закачиваемой воды [$K_\phi = K_2^{1.5} \cong 1 - 1.5(1 - K_2)$]; K_2 – коэффициент вытеснения нефти; μ_n и μ_B – вязкость соответственно нефти и воды в пластовых условиях.

Функция относительной производительности скважины при многорядном расположении добывающих скважин

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{\mu_*} + \frac{1}{2} \left(\frac{L_1}{2\sigma_n} - 1 \right) + \frac{1}{m_1}} \frac{1}{1+m},$$

где L_1 – расстояние от нагнетательного ряда до первого эксплуатационного, м; $2\sigma_n$ – расстояние между соседними скважинами в нагнетательном ряду, м; $L_1/2\sigma_n \geq 1$; $(L_1/2\sigma_n - 1) \geq 0$; $L_1/2\sigma_n < 1$; $(L_1/2\sigma_n - 1) > 0$; m_1 – соотношение числа добывающих скважин первых рядов и числа нагнетательных скважин; m – общее соотношение добывающих и нагнетательных скважин; $m \geq m_1$; множитель $1/2$ применяют тогда, когда эксплуатационные ряды располагаются по обе стороны от нагнетательных.

Коэффициент сетки скважин – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин

$$K_1 = e^{-\alpha S'} \cong 1 - \alpha S', \quad (29)$$

где $\alpha = m_p W^2$ (m_p – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами; W – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, при взаимном совершенно хаотическом размещении зон пласта-коллектора и зон пласта-неколлектора); S' – площадь на одну скважину, км². Для терригенных отложений Ромашкинского месторождения $\alpha = 0,4$. При площадной и избирательной системах заводнения, если $m \geq 3$, то $m_p=1$, если $m=6-8$, то $m_p=2$.

Дополнительный коэффициент дренирования для аномальных нефтей

$$K_{1a} = 1 - e^{-\alpha \frac{\Delta p}{\sqrt{S'}} + \beta}, \quad (30)$$

где Δp – перепад давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин, МПа; S' – площадь на одну скважину, км². Для условий мелких месторождений Татарии, содержащих аномальную высоковязкую нефть, при проектируемом рассредоточенном избирательном заводнении $\alpha = 0,067$ и $\beta = 0,2$.

Коэффициент охвата вытеснением или коэффициент использования подвижных запасов нефти

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н})A, \quad (31)$$

$$K_{3н} = \frac{1}{1,2 + 4,2V^2}, \quad K_{3к} = \frac{1}{0,95 + 0,25V^2} \leq 1, \quad (32)$$

$$V^2 = V_1^2 + (V_1^2 + 1) \left[\left(0,1 \frac{2\mu_*}{1 + \mu_*} + 1 \right) \frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{4} + 1} - 1 \right] \frac{2}{1 + m}, \quad (33)$$

$$A = \frac{A_2}{A_2 + (1 - A_2)\mu_0}, \quad (34)$$

где V^2 – расчётная послойная неоднородность продуктивных пластов; V_1^2 – средняя послойная неоднородность пластов между достаточно большими слоями пластов толщиной 1 м и более, определяемая в скважинах с помощью

расходомера; A – расчётная предельная доля вытесняющего агента в дебите жидкости добывающих скважин в момент их остановки; A_2 – предельная массовая доля вытесняющего агента в дебите жидкости эксплуатационных скважин (обычно при заводнении принимается равной 0,95 – 0,98; более строго эта величина обосновывается с учётом предельно допустимой себестоимости добычи нефти).

Коэффициент использования начальных извлекаемых запасов нефти с учётом ограниченной продолжительности существования скважин

$$K_4 = \frac{I_M T_c + \delta_*}{I_M T_c + 1}, \quad (35)$$

$$I_M = q_0 / Q_{0,m} = q_0' / Q_0', \quad \delta_* < 1, \quad \delta_* = K_{3*} / K_3, \quad Q_{\min}' = Q_n'(K_3 - K_{3*}),$$

где I_M – текущая (мгновенная) интенсивность отбора начальных извлекаемых запасов нефти, максимально возможных при неограниченной продолжительности существования скважин ($T_c \rightarrow \infty$); T_c – средняя продолжительность существования скважины (для нефтяных месторождений Урало-Поволжья эту величину можно принять равной 50 лет); δ_* – доля начальных извлекаемых запасов нефти, после отбора которой вместо вышедшей из строя скважины по экономическим соображениям уже нельзя бурить новую (во многих случаях эта доля будет равна 0,7-0,8).

ПРИМЕНЕНИЕ ИНЖЕНЕРНЫХ ФОРМУЛ ДЛЯ РАСЧЕТА ДЕБИТОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Стационарный дебит скважины в изотропном пласте с постоянной водонасыщенностью ($s = \text{const.}$)

Для расчетов дебита используется аналог формулы Renard, Dupuy

$$\boxed{}; \quad (36)$$

$$\boxed{} \quad (37)$$

где $\boxed{}$ (38)

$\boxed{}$ - дебит скважины по жидкости, м³/сут, $\boxed{}$ - дебит скважины по нефти, м³/сут,

Для сравнения дебит вертикальной скважины вычисляется по формулам

$$\boxed{} \quad (39)$$

$$\boxed{} \quad (40)$$

где $\boxed{}$ (41)

$f_B(s)$ и $f_H(s)$ - относительные фазовые проницаемости для воды и нефти.

Обычно используются зависимости вида

$$\boxed{} \quad \text{для } s_{св} \leq s \leq 1,$$

$$f_B(s) = 0 \quad \text{для } s \leq s_{св},$$

$$\square, 0 \leq s \leq 1-s_{\text{н.о}}, \quad (42)$$

$$f_{\text{н}}(s) = 0 \quad \text{для } s \geq 1-s_{\text{н.о}}.$$

В формулах (42) $s_{\text{св}}$ - насыщенность пористой среды связанной водой, $s_{\text{н.о}}$ - остаточная нефтенасыщенность, s - текущее значение водонасыщенности. Чарным И.А. по результатам анализа многих лабораторных экспериментов приняты значения

$$a = 3,5 ; b = 2,8 ; c = 2,4.$$

Дебит скважины по воде обычно определяют по формуле

$$q_{\text{в}} = F(s) \cdot q_{\text{ж}}, \quad (43)$$

где $F(s)$ - функция Леверетта, представляющая из себя долю воды в потоке жидкости

$$\square. \quad (44)$$

Для правильной оценки ожидаемых дебитов горизонтальной скважины необходимо знать состояние насыщения пласта флюидами.

Стационарный дебит скважины в изотропном пласте при зональной неоднородности по насыщенности

Пусть для вертикальной скважины в пределах контура питания радиуса $R_{\text{к}}$ насыщенность меняется скачком и имеет два значения

$$s = s_{\text{ф}} \text{ при } r_{\text{с}} \leq r \leq R_{\text{ф}},$$

$$s = s_{\text{к}} \text{ при } R_{\text{ф}} \leq r \leq R_{\text{к}}.$$

Радиус $R_{\text{ф}}$ составляет часть от $R_{\text{к}}$, $R_{\text{ф}} = \alpha \cdot R_{\text{к}}$ ($\alpha < 1$).

Дебит *вертикальной скважины* будет выражаться формулами

;

(45)

;

(46)

;

;

;

.

Дебиты *горизонтальной скважины* по жидкости и по нефти.

;

(47)

;

(48)

;

;

при

;

$$\square \quad \text{при} \quad \square .$$

В зависимости от характера насыщения пласта флюидами соотношение между дебитами вертикальной и горизонтальной скважин может быть самым разнообразным.

Расчетные формулы могут быть легко обобщены для случая, когда в пласте выделяется произвольное количество зон с различным насыщением флюидами.

Стационарный дебит скважины в анизотропном пласте
с постоянной водонасыщенностью ($s = \text{const.}$)

Дебит *вертикальной скважины* в анизотропном пласте с учетом двухфазности потока

$$\square ; \quad (49)$$

$$\square ; \quad (50)$$

$$\square ; \quad \square . \quad (51)$$

Дебиты *горизонтальной скважины*

$$\square ; \quad (52)$$

$$\square \quad (53)$$

где

$$\square \quad (54)$$

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

Экономический раздел предполагает расчет экономической эффективности внедрения предполагаемых решений, четко сформулированных (поставленных) и утвержденных или согласованных с руководителем дипломной работы. Неправильная постановка задачи ведет к значительному искажению экономического эффекта, с помощью которого оценивается предлагаемое технологическое решение.

Экономический раздел состоит из следующих подразделов:

1. Постановка задачи. Краткое изложение предлагаемого технологического решения или мероприятия.
2. Расчет экономических показателей предлагаемого решения с учетом:
 - а) капитальных вложений; или
 - б) расчет экономического эффекта на основе только эксплуатационных затрат (кап. затраты отсутствуют); или
 - в) обоснование технологических предложений по решению экологических природоохранных проблем по снижению трудоемкости, по **технике безопасности** и др.
3. Данные расчета экономических показателей проекта сводятся в итоговую таблицу, которая является экономическим обоснованием предлагаемого технологического решения.

3.1. Определение экономической эффективности реализации технологического решения

Цель данного раздела состоит в проведении экономической оценки эффективности оптимизации системы разработки месторождения, выполненной в соответствии с действующими методическими положениями.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемому технологическому варианту.

Результатом экономической оценки является выявление наиболее рационального варианта разработки месторождения, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды.

Базовый вариант предусматривает продолжение эксплуатации данного месторождения в условиях реализованной системы разработки при существующем фонде скважин.

Вариант 1 (с расчетом капитальных вложений).

Для экономической оценки проекта принят метод анализа потоков наличности без учета инфляции. Влияние фактора времени учитывается через показатель дисконтирования. Этот метод соответствует действующим документам – «Методическим рекомендациям по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» и «Регламенту составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений» (РД 153-39-007-96). Выбранный метод позволяет осуществить оценку экономической эффективности проекта на всех стадиях его реализации.

Расчеты по оценке экономической эффективности осуществляются по следующей схеме:

- дополнительная добыча нефти;
- выручка от продажи нефти;
- издержки производства;
- налоги;
- прибыль;
- денежный поток;
- дисконтированный денежный поток (чистая текущая стоимость);
- срок окупаемости;
- индекс доходности.

Вариант 2. Краткое описание предлагаемого варианта, когда капитальные вложения отсутствуют.

2а. Исходные данные для расчета экономического эффекта, когда в проекте обосновываются капитальные вложения.

Таблица 1

№	показатели	Ед.изм.	значения
1.	Дополнительная добыча (нефт. эмульс.) в т.ч. нефти	Тыс. т. Тыс. т.	
2.	Цена 1т нефти без НДС	Тыс. руб.	
3.	Выручка от дополнительно добытой нефти	Тыс. руб.	
4.	Капитальные затраты всего, в т.ч.: - бурение скважин (разведочных, эксплуатационных, прочих) - бурение БГС, ГС	Тыс. руб. Шт. Шт. шт.	
5.	Стоимость бурения 1 скважины	Тыс. руб.	
6.	Стоимость бурения БГС ГС	Тыс. руб. Тыс. руб.	
7.	Прочие кап. вложения (перевод скважин из нагнетательного фонда в добывающий и наоборот) на основании инвестиционного проекта	Тыс. руб.	
8.	Итого капитальных затрат	Тыс. руб.	

9.	<p>Эксплуатационные затраты</p> <ul style="list-style-type: none"> - на проведение РИР - на смену насосов - на проведение ГТМ (ГРП, СКО, прочие) <p>Эксплуатационные затраты на дополнительную добычу нефти</p> <ul style="list-style-type: none"> - подъем жидкости из пласта - сбор и транспортировку до УПН, затем до узла учета - подготовка нефти - закачка в пласт жидкости (от доп. добычи с учетом % обводненности) - амортизационные отчисления от кап. затрат <p>Итого эксплуатационных затрат</p>	<p>Тыс. руб.</p> <p>Тыс. руб.</p> <p>Тыс. руб.</p> <p>Тыс. руб.</p> <p>Руб/т</p> <p>Руб/т</p> <p>Руб/т</p> <p>Руб/т</p> <p>Руб/т</p> <p>Тыс. руб.</p>	
10.	<p>Налоги на входящие в себестоимость продукции:</p> <ul style="list-style-type: none"> - налог на имущество (на кап. вложения), которые затем ставятся на баланс предприятия - НДСПИ=419*К_ц*К_в* на 1 т - НИОКР (от себестоимости доп. добычи нефти) 	<p>-</p> <p>Тыс. руб.</p> <p>-</p>	<p>2,2%</p> <p>1,5%</p>
11.	Налог на прибыль	%	20%

P.S.1. Налоги учитываются только те, которые вызваны дополнительно в процессе проектного решения.

2. НИОКР – отчисления во внебюджетный фонд научно-исследовательских и опытно-конструктивных работ.

2б. Исходные данные для расчета экономического эффекта, когда нет капитальных вложений

Таблица 2

№	Показатели	Ед. изм.	значения
1.	Дополнительная добыча (нефтяной эмульсии) в т.ч. нефти	Тыс.т. Тыс.т.	
2.	Цена 1т нефти без НДС (корпоративная)	Тыс.руб.	
3.	Выручка от дополнительно добытой нефти	Тыс. руб.	
4.	Эксплуатационные затраты: - на проведение ГТМ (ГРП, СКО, прочие)	Тыс. руб.	
5.	Эксплуатационные затраты на извлечение дополнительной добычи нефти (из табл. 1 п.9)	Тыс. руб.	
6.	Налоги, входящие в себестоимость продукции - НДСПИ на 1т. $419 * K_{ц} * K_{в}$ - НИОКР	Тыс. руб. Руб. %	1,5
7.	Налог на прибыль	%	20

2в. Дается обоснование технологических предложений без экономических расчетов.

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Основными критериями ожидаемой экономической эффективности с учетом капитальных вложений проекта являются:

Поток денежной наличности определяется разницей между чистыми притоками и оттоками денежных средств. Он формируется за счет прибыли от реализации (разницы между выручкой от реализации и затратами на ее добычу с включением налогов) и амортизационных отчислений за вычетом капитальных вложений.

Чистый дисконтированный доход (NPV) выражает стоимость капитала в будущем и определяется как сумма текущих эффектов за весь расчетный период, приведенный к начальному году или как повышение интегральных результатов над интегральными затратами.

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_{q1} + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-t_p}}, \quad (55)$$

где NPV – дисконтированный поток денежной наличности; Пч – чистая прибыль от реализации в t-м году; А – амортизационные отчисления в t-м году; К – инвестиции в разработку месторождения в t-м году; Е – норматив дисконтирования, доли ед.; t, t_p – соответственно текущий и расчетный год.

Индекс доходности (PI) – отношение дисконтированного денежного потока к дисконтированным капитальным вложениям. Этот показатель характеризует удельную прибыль проекта на единицу инвестируемых средств.

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_{q1} + A_t) / (1 + E_n)^{t-t_p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_n)^{t-t_p}} \quad (56)$$

Срок окупаемости – определяется количеством лет, когда суммарный дисконтированный чистый денежный поток из отрицательного становится и остается положительным. В течение этого периода времени капитальные вложения возмещаются.

Срок окупаемости (Т) может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{Tok} \frac{B_t - K_t - \mathcal{E}_{npi} - H_t + A_t}{(1 + E_n)^{t-t_p}} = 0 \quad \text{или} \quad \sum_{t=1}^{Tok} \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-t_p}} = 0 \quad (57)$$

За экономически оправданный (рентабельный) период разработки принимается период получения положительных значений текущей (годовой) дисконтированной денежной наличности, в сумме, достаточной для окупаемости вложенных средств (т.е. чистый дисконтированный доход в целом за расчетный период имеет положительное значение). Об отсутствии рентабельного срока свидетельствует отрицательная величина накопленного дисконтированного денежного потока.

Капитальные затраты представляют собой совокупность затрат на создание новых основных фондов. Они включают затраты по бурению скважин, выполнению строительно-монтажных работ по объектам обустройства, ЛЭП, нефте- и газопроводов, производственных помещений и конструкций для технологического оборудования. Также в состав капитальных вложений включаются затраты на приобретение собственно производственного оборудования и прочие затраты, связанные с подготовкой и осуществлением производственного цикла. Особое место в современных условиях занимают расходы на природоохранные мероприятия.

Эксплуатационные затраты отражают реальные затраты предприятия, связанные с осуществлением производственных процессов в нефтедобыче и реализации продукции.

Эксплуатационные затраты рассчитываются в разрезе следующих статей:

- расходы на энергию по извлечению нефти;
- расходы по искусственному воздействию на пласт;
- основная заработная плата производственных рабочих;
- дополнительная заработная плата производственных рабочих;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизация скважин;
- расходы по сбору и транспортировке нефти;
- расходы по сбору и транспортировке газа;
- расходы по технологической подготовке нефти;
- расходы на подготовку и освоение производства;
- расходы на содержание и эксплуатацию оборудования;
- цеховые расходы;
- общепроизводственные расходы;
- прочие производственные расходы, включая налоги и платежи за недра;
- коммерческие расходы.

В проекте производится расчет эксплуатационных затрат на дополнительно добытую нефть, поэтому эксплуатационные затраты на

дополнительную добычу за счет оптимизации системы разработки учитывают только следующие статьи:

- 1 - энергетические затраты для дополнительной добычи жидкости;
- 2 - сбор и транспорт дополнительно добытой жидкости;
- 3 - технологическая подготовка дополнительно добытой жидкости;
- 4 - закачка воды в пласт через поглощающую скважину (после подготовки нефти).

Энергетические затраты рассчитываются в зависимости от объема дополнительной добычи жидкости.

1. Расходы на сбор, транспорт и технологическую подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объема дополнительно добываемой жидкости.

Энергетические затраты на извлечение дополнительной жидкости:

$$T_{\text{эни}} = P_{\text{изв}} * Q_{\text{ж}}, \quad (58)$$

где $P_{\text{изв}}$ – норматив расхода на энергию, затрачиваемую на извлечение нефти (в году, руб/т жидкости); $Q_{\text{ж}}$ – дополнительная добыча жидкости механизированным способом из пласта, тыс/т.

2. Сбор и транспорт дополнительно добытой жидкости:

$$T_{\text{сбт}} = P_{\text{сбт}} * Q_{\text{ж}}, \quad (59)$$

где $P_{\text{сбт}}$ – норматив затрат по сбору и транспорту нефти, руб/т жидкости;
 $Q_{\text{ж}}$ – дополнительная добыча жидкости, тыс.т.

3. Технологическая подготовка дополнительно добытой жидкости:

$$T_{\text{тп}} = P_{\text{тп}} * Q_{\text{ж}}, \quad (60)$$

где $P_{\text{тп}}$ – норматив по технологической подготовке жидкости, руб/т; $Q_{\text{ж}}$ – объем дополнительно добытой жидкости, идущей на технологическую подготовку, тыс.т.

4. Закачка воды (% от обводненности дополнительно добытой нефти)

$$T_{\text{зак}} = P_{\text{з.п}} * Q_{\text{ж}}, \quad (61)$$

где $P_{\text{з.п}}$ – норматив затрат; $Q_{\text{ж}}$ – объем закачиваемой жидкости.

Итого эксплуатационных затрат (без налогов и платежей):

$$T_{\text{эни}} + T_{\text{сбт}} + T_{\text{т.п}} + T_{\text{зак}} + T_{\text{гтм}}, \quad (62)$$

Эксплуатационные затраты сводятся в таблицу 3:

Таблица 3

Показатели	Ед. изм.	Базовый вариант	Предлагаемый вариант
Накопленная добыча нефти	Тыс.т.	-	-
Дополнительная добыча жидкости, в т.ч. дополнительная добыча нефти	Тыс.т. Тыс.т.	- -	- -
Эксплуатационные затраты	Тыс. руб.	-	-
- на доп. добычу жидкости	Тыс. руб.	-	-
- на проведение ГТМ	Тыс. руб.	-	-
Всего эксплуатационные затраты	Тыс. руб.	-	-

Платежи и налоги

Кроме традиционных статей калькуляции в составе себестоимости нефти учтены также налоги, относимые на себестоимость добываемой продукции. Это налог на добычу полезных ископаемых, НИОКР, налог на имущество.

Расчет ставки НДСИ (этот налог необходимо корректировать с учетом текущего времени см. интернет):

Налог на добычу полезных ископаемых рассчитывается как 419 руб. за тонну нефти с учетом двух коэффициентов: $K_{ц}$ и $K_{в}$

1) коэффициента цены $K_{ц}$

$$K_{ц} = \frac{(Ц - 15) \cdot P}{261}, \quad (63)$$

где Ц – цена 1 барреля нефти в долларах; P – принятый курс доллара.

2) коэффициента

$$K_{в} = 3,8 - 3,5 \cdot \frac{N}{V}, \quad (64)$$

где N – суммарная накопленная добыча нефти; V – начальные извлекаемые запасы нефти категорий ABC и C.

Налог на прибыль

Определяется как 20% от прибыли. Отчисления во внебюджетный фонд (при Мин топе) $H=1900*0,015*Q_{\text{доб. нефти}}$. 1800-2000 руб. – условно можно принять себестоимость (производственную) нефти предприятия, которая подтверждается годовым балансом и отчисления по НИОКР уточняются (можно условно принять 20-30 р/т х количество доп. добычи нефти).

Выручка от реализации

Выручка от реализации продукции (V_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем добычи:

$$V_t = C_n * Q_n, \quad (65)$$

где C_n – цена реализации нефти, руб/т; Q_n – соответственно добыча нефти, т.

Прибыль от реализации

Балансовая прибыль или прибыль к налогообложению, тыс.руб:

$$\Pi = V_t - (\mathcal{E} + H_{\text{ндпи}} + H_{\text{им}} + H_{\text{ниокр}}), \quad (66)$$

где \mathcal{E} – эксплуатационные затраты; $H_{\text{ндпи}}$ – налог на добычу полезных ископаемых; $H_{\text{им}}$ – налог на имущество; $H_{\text{ниокр}}$ – отчисления во внебюджетный фонд

Чистая прибыль (условно)

Чистая прибыль:

$$\Pi_{\text{ч}} = \Pi - \Pi_{\text{о}} * 0,20 \quad (67)$$

Сравнение технико-экономических показателей проектируемого варианта с базовым проведенный экономический анализ позволяет судить об экономической эффективности и рентабельности проектируемого варианта разработки, что наряду с его технологической эффективностью дает результат.

Экономическая эффективность от оптимизации системы разработки приводится в таблице 4:

Таблица 4

Экономическая эффективность от оптимизации системы разработки

Показатели	Ед. изм.	Базовый вариант	Предлагаемый вариант
Накопленная добыча нефти всего	Тыс. т	-	-
Дополнительная добыча нефти	Тыс.т	-	-
Дополнительная добыча жидкости	Тыс.т	-	-
Выручка от реализации дополнительно добытой нефти	Тыс. руб.	-	-
Эксплуатационные затраты на дополнительную добычу жидкости	Тыс. руб.	-	-
Капитальные затраты на дополнительную добычу нефти	Тыс. руб.	-	-
Прибыль от дополнительно добытой нефти	Тыс. руб.	-	-

Расчеты экономических показателей проекта сводятся в таблицу (вариант 1,2)

Вариант 1. Экономическая эффективность

Таблица 5

№	Показатели	Ед. изм.	Базовый вариант	Предлагаемый вариант
1	Добыча нефти всего, в т.ч. дополнительно	Тыс.т.	-	-
		Тыс.т.	-	-
2	Выручка всего от дополнительной добычи нефти	Тыс.т	-	-
3	Затраты: - капитальные затраты - эксплуатационные затраты	Тыс. руб.	-	-
4	Прибыль (чистая, условно)	Тыс. руб.	-	-
5	NPV	Тыс. руб.	-	-
6	Срок окупаемости	Тыс. руб.	-	-
7	Доход государства (налоги)	Тыс. руб.	-	-

Вариант 2

Экономическая эффективность проведения мероприятия

Таблица 6

№	Показатели	Ед. изм.	Значение
1	Дополнительная добыча нефти	Т	-
2	Выручка	Тыс.руб.	-
3	Затраты всего, в т.ч. капитальные затраты	Тыс. руб.	-
4	Прибыль от реализации	Тыс. руб.	-
5	Доход государства	Тыс. руб.	-

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ ТЕКСТОВОЙ ЧАСТИ КП

Правила оформления расчетно-пояснительной записки

Работа оформляется в виде текста, подготовленного на персональном компьютере с помощью текстового редактора и отпечатанного на принтере на листах формата А4 с одной стороны. Текст на листе должен иметь книжную ориентацию, альбомная ориентация допускается только для таблиц и схем приложений. Основной цвет шрифта черный.

Разрешается использовать компьютерные возможности акцентирования внимания на определенных терминах, определениях, применяя инструменты выделения и шрифты различных стилей.

Текст записки следует писать, соблюдая следующие размеры полей: левое – 30 мм, правое – 10 мм, верхнее – 20 мм, нижнее – 15 мм.

Абзацный отступ должен быть одинаковым по всему тексту и равен 1,25 см.

Перенос слов с одной строки на другую производится автоматически.

Наименования всех структурных элементов КП (за исключением приложений) записываются в виде заголовков прописными буквами по центру

страницы без подчеркивания (шрифт 14 жирный). Точка после заголовка не ставится.

Страницы нумеруются арабскими цифрами с соблюдением сквозной нумерации по всему тексту. Номер страницы проставляется в центре нижней части листа без точки (нумерация страниц автоматическая). Титульный лист включается в общую нумерацию страниц, без проставления на нем номера страницы. Не включаются в общую нумерацию страниц: задание на КП, аннотация и содержание. Приложения включаются в общую нумерацию страниц. Иллюстрации и таблицы на листе формата А3 учитываются как одна страница.

Разделы имеют порядковые номера в пределах всей КП и обозначаются арабскими цифрами без точки. Номер подраздела состоит из номеров главы (раздела) и подраздела, разделенных точкой. В конце номера подраздела точка не ставится. Разделы основной части дипломной работы следует начинать с нового листа (страницы).

При ссылках на структурную часть текста выполняемой КП указываются номера разделов, подразделов, пунктов, подпунктов, перечислений, графического материала, формул, таблиц, приложений, а также графы и строки таблицы данной КП. При ссылках следует писать: «... в соответствии с разделом 2», « ... в соответствии со схемой № 2», «(схема № 2)», «в соответствии с таблицей № 1», «таблица № 4», «... в соответствии с приложением № 1» и т. п.

Цитаты и ссылки воспроизводятся в тексте КП с соблюдением всех правил цитирования и оформления ссылок.

Цифровой (графический) материал (далее – материалы), как правило, оформляется в виде таблиц, графиков, диаграмм, иллюстраций и имеет по тексту отдельную сквозную нумерацию для каждого вида материала, выполненную арабскими цифрами. При этом обязательно делается надпись «Таблица» («График», «Диаграмма») и указывается ее порядковый номер, а на следующей строке по центру строчными буквами (14 шрифт жирный)

заголовок, кратко выражающий содержание приводимого материала. Материалы, в зависимости от их размера, помещаются под текстом, в котором впервые дается ссылка на них, или на следующей странице. Допускается цветное оформление материалов. Таблицу с большим количеством строк допускается переносить на другой лист (страницу). При переносе части таблицы на другой лист (страницу) слово «Таблица» и номер ее указывают один раз справа над первой частью таблицы, над другими частями пишут слово «Продолжение» и указывают номер таблицы, например: «Продолжение таблицы 1». При переносе таблицы на другой лист (страницу) заголовок помещают только над ее первой частью. Необходимо указывать при переносе обозначение столбцов таблицы. В таблицах допускается уменьшение размера шрифта в соответствии с ГОСТ.

В КП используются только общепринятые сокращения и аббревиатуры. Если в работе принята особая система сокращений слов, наименований, то перечень принятых сокращений должен быть приведен в структурном элементе «Обозначения и сокращения» после структурного элемента КП «Содержание».

Приложения к ВКР оформляются на отдельных листах, причем каждое из них должно иметь свой тематический заголовок и в правом верхнем углу страницы надпись «Приложение» с указанием его порядкового номера арабскими цифрами. Приложения должны иметь общую с остальной частью работы сквозную нумерацию страниц.

Текст КП должен быть сброшюрован.

Оформление иллюстраций (рисунков)

Количество иллюстраций в записке определяется их содержанием и должно быть достаточным для того, чтобы придать излагаемому тексту ясность и конкретность.

В пояснительной записке все иллюстрации, независимо от их содержания (чертеж, схема, график, фотография и т.д.) именуется рисунками. Рисунки нумеруются последовательно в пределах всей записки арабскими

цифрами (знак № перед цифрой не ставится). Слово «рисунок» пишется под иллюстрацией сокращенно, например: Рис. 2.

Графики, эскизы, диаграммы, схемы, именуемые рисунками, выполняются черной тушью, черной пастой, черными чернилами. Эскизы и схемы допускается вычерчивать в произвольном масштабе.

Все рисунки должны иметь наименование (заголовок). Наименование рисунка должно быть кратким и соответствовать содержанию. Заголовок пишется над рисунком с прописной буквы. Если рисунок имеет поясняющие данные, то их оформляют под рисуночным текстом. Номер иллюстрации располагают ниже поясняющей надписи.

В тексте при ссылках на номер рисунка его следует писать сокращенно, например: рис.5, рис.6 и т.д. Рисунки должны размещаться сразу после ссылки на них в тексте записки.

Повторные ссылки на рисунки следует давать с сокращенным словом «смотри», заключенными в круглые скобки, например: (см. рис.3).

Рисунки следует размещать так, чтобы их можно было рассматривать без поворота записки. Если такое размещение невозможно, рисунки располагают так, чтобы рассматривать их, повернув записку по часовой стрелке. Допускается на одном листе помещать два рисунка.

На графиках экспериментальных кривых обязательно нанесение точек, соответствующих экспериментальным данным. На графиках расчетных кривых и усредненных значений такие точки не ставятся.

Фотографии форматом А4 наклеиваются на стандартные листы белой бумаги и снабжаются подрисуночным текстом.

При оформлении рисунков не допускается переносить слова, подчеркивать и ставить точку в конце наименования (заголовка), а также писать прямо на графике обозначения кривых и прочие данные.

Оформление таблиц

Цифровой материал, помещаемый в записке, как правило, оформляется в виде таблиц. Таблицу размещают после первого упоминания о ней в тексте записки, таким образом, чтобы ее можно было читать без поворота записки или с поворотом по часовой стрелке. Таблицы должны нумероваться в пределах всей записки арабскими цифрами (без знака № перед цифрой).

Надпись «Таблица» с указанием порядкового номера помещается над правым верхним углом таблицы, например: Таблица 1, Таблица 2.

Каждая таблица должна иметь содержательный заголовок. Заголовок помещают под словом «Таблица». Слово «Таблица» и заголовок начинают с прописной буквы. Заголовок не подчеркивают. Заголовки таблицы должны начинаться с прописных букв и иметь размерность величин. Размерность при числах в строках таблицы не допускается. Числовые значения в одной графе должны иметь одинаковое количество десятичных знаков.

Подзаголовки граф таблицы должны начинаться со строчных букв, если они составляют продолжение заголовка, и с прописных, если они самостоятельные.

Высота строк в таблице должна быть не менее 8мм. Не следует в таблицы включать графу «№№ п.п.». Делить головку таблицы по диагонали не допускается. Если в графе текст состоит из одного слова, его допускается заменять кавычками. Если повторяющийся текст состоит из двух и более слов, то при первом повторении его заменяют словом «то же», а далее кавычками. Ставить кавычки вместо повторяющихся цифр, знаков, математических символов не допускается. Если цифровые или иные данные в какой-либо строке таблицы не приводят, то в ней ставят прочерк.

При переносе таблицы на следующую страницу записки головку таблицы следует повторить и над ней помещают слово Таблица 5 (продолжение). Если головка таблицы громоздка, допускается ее не повторять. В этом случае пронумеровываются графы и повторяют их нумерацию на следующей странице. Заголовок таблицы не повторяют.

Таблицы с большим количеством граф допускается делить на части и помещать одна под другой в пределах одной страницы. Если строки или графы выходят за формат таблицы, то в первом случае в каждой части таблицы повторяется ее головка, во втором – боковик.

В пояснительной записке при ссылке на таблицу указывают ее номер и слово «Таблица» пишут в сокращенном виде, например: табл.5, табл. 5 и 6. Повторные ссылки на таблицу следует давать с сокращенным словом «смотри», например: (см. табл. 5, см. табл. 5 и 6).

Если расчетно-пояснительная записка содержит один рисунок и одну таблицу, то номер им не присваивается и слово «Рис.» под рисунком и «Таблица» над таблицей не пишутся.

Оформление расчетных формул

Изложение расчетного материала рекомендуется вести от первого лица множественного числа, например: преобразуем, вычисляем, определяем и т.д. При этом может быть использована и форма третьего лица, например: принимается, определяется и т.д.

Уравнения и формулы не должны смешиваться с текстом пояснительной записки и пишутся на середине строки, а связующие их слова (следовательно, откуда, так как, или) – в начале строки.

Выше и ниже каждой формулы должно быть оставлено не менее одной свободной строки. Если формула (уравнение) не уместится в одну строку, то она переносится на следующую строку после знака (=) или после знаков (+), минус (-), умножения (x), деления (:). Эти знаки проставляются в конце одной строки и в начале следующей.

Формулы в пределах всей записки нумеруются арабскими цифрами. Номер формулы следует заключать в скобки и помещать на правом поле на уровне нижней строки формулы, к которой она относится. В многострочной формуле номер ставится против последней строки.

Размерность формулы (если она необходима) в скобки не заключается, отделяется от нее пробелом, например,

$$K_{np} = \frac{Q}{\Delta p_{nl}}, \text{ м}^3/\text{сут} * \text{МПа}.$$

При использовании формулы в первый раз необходимо записать ее в буквенном виде и затем дать полную расшифровку входящих в нее величин.

Пояснение буквенных значений и символов следует проводить непосредственно под формулой в той же последовательности, в какой они даны в формуле. Первую строку объяснения начинают со слова «где» и запятую после него не ставят.

Пояснение каждого символа не следует давать с новой строки, отделяя его размерность от текста запятой и заканчивая точкой с запятой. После последней расшифровки ставится точка.

Пример оформления формулы.

$$\Delta p_{nl} = \frac{\mu Q}{2\pi kh} \ln \frac{R_K}{r_c},$$

где Δp_{nl} - депрессия на пласт, Па; μ - коэффициент динамической вязкости, Па·с; Q - дебит скважины, м³/с; k - коэффициент проницаемости, м²; h - толщина пласта, м; R_K - радиус контура питания, м; r_c - радиус скважины, м.

Если формула записана в СИ, то размерность входящих в нее величин не указывается.

При подстановке в формулу числовых значений расчетных величин их размерность не указывается. Размерность должна обязательно даваться в результирующих числах. Символ и размерность одного и того же параметра должны сохраняться в пределах всей записи.

Ранее расшифрованные величины повторно не расшифровываются. После расшифровки новых обозначений необходимо писать: "остальные величины известны из предыдущего" или "остальные величины расшифрованы ранее".

Если какая-нибудь формула используется несколько раз подряд, достаточно произвести подстановку числовых значений только один раз, а затем оговорить, что вычисления производятся аналогично, дать результаты расчетов в виде таблицы.

При использовании одной и той же формулы в разных разделах проекта не следует повторно записывать ее в общем виде. Достаточно сделать ссылку на страницу, на которой она записана впервые, или на порядковый номер формулы, например: диаметр вычисляем по формуле (3).

Оформление ссылок на литературные источники

Приводя в текстовой части проекта какие-либо положения (формулу, числовую величину и т.д.), заимствованные из литературного источника (технического документа), необходимо делать ссылку на этот источник. Такая ссылка обеспечивает фактическую достоверность цитируемых положений и исключает плагиат.

При ссылке в тексте на источник следует приводить его порядковый номер по списку источников, заключенный в квадратные скобки. Например: "В настоящее время наиболее широко применяются автоматизированные сепарационные установки в блочном исполнении [6]".

Если ссылаются на определенные страницы источника, ссылку оформляют следующим образом «В работе [3, с.72] Ю.П.Желтов утверждает, что...».

Если ссылаются на несколько работ одного автора или на работу нескольких авторов, то в скобках указываются порядковые номера этих работ, например: «Авторы /25,27,34/ считают, что...».

Оформление списка использованных источников

Список источников приводится в конце текста пояснительной записки после раздела «ЗАКЛЮЧЕНИЕ». В список использованных источников включают лишь те, на которые есть ссылки в тексте записки. Источники

следует располагать в порядке ссылок. Сведения об источниках, включенных в список, необходимо давать в соответствии с требованиями ГОСТ Р 7.0.5-2008 (Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления.).

При составлении библиографических описаний применяют различные приемы сокращений. Сокращения отдельных слов и словосочетаний приводят в соответствии с ГОСТ 7.11-78 и ГОСТ 7.12-77.

Объектом составления библиографического описания является книга, брошюра, другое разовое однотомное или многотомное издание, а также отдельный том (выпуск) многотомного или сериального издания.

На однотомное издание книги составляют монографическое библиографическое описание, на многотомное – сводное, которое содержит совокупность сведений об издании в целом или группе его томов.

Монографическое библиографическое описание должно включать следующие обязательные элементы: основное заглавие, сведения об издании, место издания, дата издания, объем.

Оформление приложения

Приложения оформляются как продолжение пояснительной записки проекта на последующих его страницах и располагаются в порядке ссылок по тексту.

Каждое приложение начинается с нового листа (страницы) с указанием в правом верхнем углу слова «Приложение», написанного (напечатанного) прописными буквами, и должно иметь содержательный заголовок.

Если в проекте имеются два или более приложения, их нумеруют последовательно арабскими цифрами (без знака №), например: «Приложение 1», «Приложение 2» и т.д.

Текст каждого приложения при необходимости может быть разделен на подразделы и пункты, нумеруемые арабскими цифрами в пределах каждого

приложения, перед ними ставится буква «П», например: «П. 1.2.3» (третий пункт второго подраздела первого приложения).

Рисунки, таблицы и формулы, помещенные в приложениях, нумеруются арабскими цифрами в пределах каждого приложения, например: «Рис.П.1.1.» (первый рисунок первого приложения), «Таблица П.2.1.» (первая таблица второго приложения).

ЗАЩИТА КР, КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ КР

На защите работы студент должен выступить с кратким докладом. А поскольку одно из главных достоинств профессионально-грамотного человека – это умение кратко, ясно и четко излагать свои мысли – выступлению придается особое значение.

Студенту на выступление дается не более 8 минут (оптимально 5-7 минут). Суметь «уместить» всю работу в эти временные рамки можно лишь при очень серьезном подходе к написанию своего выступления.

Увеличить информативность выступления при жестком временном ограничении позволяет использование презентации. Расположив слайды в логической последовательности и ссылаясь на них по ходу выступления, защищающийся получает возможность не повторять изложенную в них информацию.

Доклад призван раскрыть существо, теоретическое и практическое значение результатов проведенной работы.

Оценка по итогам защиты складывается как средняя, учитывая следующие критерии:

- актуальность темы и задач работы;
- обоснованность результатов и выводов;
- новизна полученных данных;
- личный вклад студента;
- возможность практического использования полученных результатов.

Актуальность курсового проекта определяется тем, как ее автор выбрал тему и насколько правильно он эту тему понимает и оценивает с точки зрения своевременности и социальной значимости, что характеризует его научную зрелость и профессиональную подготовленность.

Обоснованность результатов и выводов определяется с позиций логичности в изложении и обсуждении собственных данных, их соответствия известным научным положениям и фактам, корректности использования методов исследований.

Новизна полученных данных определяется исходя из установления нового научного факта или подтверждения известного факта для новых условий, получения сведений, требующих дальнейшей проверки, адаптации известных методик для решения новых задач.

Личный вклад студента определяется степенью его самостоятельности при выборе темы, постановкой и реализацией задач планирования и проведения исследования, обработкой и осмыслением полученных результатов.

Результаты защиты выпускной квалификационной работы определяются оценкой «отлично», «хорошо», «удовлетворительно», «неудовлетворительно».

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТЕМЫ ДЛЯ КП

1.	Осложняющие факторы в разработке нефтяного месторождения и пути повышения коэффициента нефтеизвлечения.
2.	Анализ разработки месторождения тепловыми методами и предложения по их совершенствованию.
3.	Пути совершенствования холодного полимерного воздействия.
4.	Предложения по применению геолого-технических мероприятий на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.
5.	Довыработка остаточных запасов нефти, их обводненных или тупиковых зон с использованием пробуренного фонда скважин.
6.	Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки

	нефтяного месторождения.
7.	Недостатки при использовании тепловых методов на месторождении и предложения по их недопущению.
8.	Солянокислотная обработка как метод воздействия на призабойную зону пласта.
9.	Осложняющие факторы на нефтяных месторождениях Удмуртии и рекомендации по снижению их отрицательного воздействия на коэффициент нефтеизвлечения.
10.	Эффективность проведения кислотных обработок на нефтяном месторождении и предложения по совершенствованию ОПЗ.
11.	Применение методов воздействия на ПЗП на нефтяном месторождении.
12.	Интенсификация добычи и рациональное использование запасов нефти на месторождениях Удмуртии
13.	Методы и технологии управляемого воздействия на призабойные зоны скважин с целью интенсификации добычи нефти.
14.	Микроволновые методы интенсификации добычи нефти.
15.	Новые технологии при разработке карбонатных коллекторов.
16.	Обоснование технологии разработки многопластовых объектов с применением оборудования для одновременно-раздельной закачки воды.
17.	Повышение эффективности разработки многопластовых месторождений путем совершенствования системы управления добычей углеводородов.
18.	Повышение эффективности технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов.
19.	Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пласт.
20.	Проектирование геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождения.
21.	Выравнивание фронта нагнетаемой воды и регулирование выработки пластов за счет применения циклического заводнения.

22.	Анализ эффективности использования нестационарного заводнения на месторождениях ОАО «Удмуртнефть».
23.	Способ разработки неоднородных пластов при циклическом заводнении.
24.	Исследование влияния скин-фактора на эффективность проведения ГТМ при выборе скважин для оптимизации и интенсификации добычи.
25.	Регулирование процессов вытеснения вязких нефтей при неизотермическом термополимерном воздействии.
26.	Обоснование выбора системы заводнения с целью интенсификации добычи нефти.
27.	Пути повышения эффективности кислотных обработок на скважинах с карбонатными коллекторами.
28.	Совершенствование технологии заводнения при разработке нефтяных месторождений.
29.	Оценка перспективности, выбор и обоснование критериев, подбор скважин для проведения гидромеханической целевой перфорации продуктивных пластов для условий месторождений ОАО «Белкамнефть».
30.	Разработка и совершенствование технологий эксплуатации неоднородных нефтяных пластов.
31.	Совершенствование системы разработки с применением силикатно-щелочного заводнения.
32.	Совершенствование технологий извлечения нефти заводнением из залежей с изменяющимся во времени водонефтяным контактом.
33.	Эффективность применяемых систем заводнения нефтяных пластов с различными геолого-физическими характеристиками (на примере месторождений ОАО "Удмуртнефть").
34.	Повышение продуктивности пласта воздействием кислотных композиций на нефтяном месторождении.
35.	Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов на нефтяном месторождении.

36.	Анализ эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на скважинах нефтяного месторождения.
37.	Повышение эффективности термополимерного заводнения в нефтяных залежах на основе применения методов регулирования физико-химических свойств ПАА и полимер-полимерных систем.
38.	Одновременно-раздельная добыча и закачка нефти в одной скважине, перспективы внедрения для ОАО "Удмуртнефть".
39.	Оценка существующих методов ремонтно-изоляционных работ, разработка критериев применения под каждую технологию для условий ОАО "Удмуртнефть".
40.	Перспективы применения стеклопластикового оборудования на месторождениях ОАО "Удмуртнефть".
41.	Выравнивание профиля приемистости в нагнетательных скважинах.
42.	Оценка эффективности технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях композициями на основе щелочных силикатно-полимерных гелей.
43.	Оценка эффективности применения технологии повышения нефтеотдачи: физико-химические методы с закачкой сшитых полимерных систем.
44.	Анализ эффективности применения технологии акустической реабилитации скважин и пласта для повышения нефтеотдачи пластов.
45.	Способ разработки нефтегазовой залежи с применением гидравлического разрыва пласта.
46.	Повышение эффективности кислотного гидравлического разрыва пласта в карбонатных коллекторах.
47.	Технология виброволнового воздействия на призабойную зону скважин как эффективный способ повышения продуктивности пластов.
48.	Анализ эффективности применения горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов.

49.	Анализ эффективности методов воздействия на продуктивные пласты нефтяного месторождения.
50.	Совершенствование технологии заводнения при разработке нефтяных месторождений.
51.	Трассерные исследования многопластового объекта при одновременно-раздельной закачке.
52.	Влияние переноса фронта нагнетания на процесс разработки эксплуатационного объекта нефтяного месторождения.
53.	Применение новых технологий в регулировании разработки эксплуатационного объекта нефтяного месторождения.
54.	Оценка эффективности разукрупнения эксплуатационных объектов на нефтяном месторождении.
55.	Влияние форсированного отбора на процесс разработки нефтяного месторождения.
56.	Анализ эффективности термоциклического воздействия на призабойную зону скважин нефтяного месторождения.
57.	Анализ эффективности применения упругого волнового воздействия для интенсификации притока на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.
58.	Анализ эффективности разработки нефтяных месторождений скважинами с горизонтальным окончанием.
59.	Совершенствование технологии разработки трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений.
60.	Анализ эффективности применения горизонтальных скважин и боковых стволов при разработке нефтяных месторождений.
61.	Физико-химические методы регулирования охвата неоднородных пластов воздействием при заводнении.
62.	Анализ эффективности применения микробиологических методов увеличения добычи нефти.

63.	Влияние управляемых депрессий на процесс разработки нефтяного месторождения.
64.	Анализ эффективности применения газовых методов для увеличения нефтеизвлечения из продуктивных пластов нефтяного месторождения.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

а) основная литература:

1. Ливинцев П.Н. Разработка нефтяных месторождений [Электронный ресурс] : учебное пособие. Курс лекций / П.Н. Ливинцев, В.Ф. Сизов. — Электрон. текстовые данные. — Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2014. — 132 с. — 2227-8397. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/63127.html>
2. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа. Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб. пособие для вузов по спец. 130503 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" направления подгот. дипломир. спец. 130500 "Нефтегазовое дело" рек. отрасл. УМО / Н. А. Ерёмин, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - М. : Недра, 2008. - 243, [2] с.
3. Ладенко, А. А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / А. А. Ладенко, О. В. Савенок, М-во науки и высш. образования РФ, ФГБОУ ВО "Кубанский государственный технологический университет". - Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. - 242 с.
4. Мусин, М. М. Разработка нефтяных месторождений : учеб. пособие / М. М. Мусин, А. А. Липаев, Р. С. Хисамов. - Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2019.

б) дополнительная литература:

1. Борхович, С. Ю. Разработка нефтяных месторождений : метод. пособие по выполнению курсового проекта для студ. очной и заочной форм обучения

направления подгот. бакалавров 21.03.01 - "Нефтегазовое дело", профиля 21.03.01.01 - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти / С. Ю. Борхович, Д. С. Казанкин, М-во образования и науки РФ, ФГБОУ ВПО "Удмуртский государственный университет", Ин-т нефти и газа им. М. С. Гуцериева, Каф. разраб. и эксплуатации нефт. и газ. месторождений. - Ижевск : Удмуртский университет, 2015.

2. Кудинов, В. И. Основы нефтегазопромыслового дела : учеб. для вузов по направлению подготовки бакалавров, магистров и дипломир. специалистов "Нефтегазовое дело" / В. И. Кудинов. - Москва : Ин-т компьют. исслед. ; Ижевск : Удмуртский университет, 2004. - 727 с.

3. Базив, В. Ф. Экспертно-аналитическая оценка эффективности систем разработки нефтяных месторождений с заводнением / В. Ф. Базив, Некоммерч. партнерство "Саморегулируемая орг.", "Нац. ассоциация по экспертизе недр". - М. : ВНИИОЭНГ, 2007. - 393, [17] с.

4. Борхович, С. Ю. Разработка месторождений нефти и газа : учеб. пособие / С. Ю. Борхович, М. Б. Полозов, С. Б. Колесова, М-во образования и науки РФ, ФГБОУ ВО "Удмуртский государственный университет", Ин-т нефти и газа им. М. С. Гуцериева, Каф. разраб. и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. - Ижевск : Удмуртский университет, 2018. - 114, [1] с.

5. Гавура, В. Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений / В. Е. Гавура, ГП "Роснефть". - Москва : ВНИИОЭНГ, 1995. - 494 с.

6. Габдрахманов, Н. Х. Эксплуатация малодебитных скважин Туймазинского нефтяного месторождения / Н. Х. Габдрахманов. - Санкт-Петербург : Недр, 2004. - 214 с.

7. Гавура, В. Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений / В. Е. Гавура, ГП "Роснефть". - Москва : ВНИИОЭНГ, 1995. - 494 с.

8. Заббаров, Р. Г. Совершенствование одновременно-раздельной эксплуатации пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений : спец.

25.00.17 - Разраб. и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук / Р. Г. Заббаров ; науч. рук. К. М. Гарифов. - Бугульма, 2009. - 23 с.

9. Каримов, Р. Р. Механизм формирования предпринимательского взаимодействия при разработке нефтегазовых месторождений : спец. 08.00.05 - Экономика и упр. нар. хоз-вом (предпринимательство) : автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. экон. наук / Р. Р. Каримов ; науч. рук. В. В. Карпов. - Омск, 2009. - 18 с.

10. Макаров, А. В. Экономические вопросы проектирования и разработки нефтяных месторождений / А. В. Макаров. - СПб. : Недра, 2009. - 195, [1] с.

11. Мулявин, С. Ф. Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие для вузов по направлению подгот. магистров 131000 "Нефтегазовое дело" / С. Ф. Мулявин, М-во образования и науки РФ, ФГБОУ ВПО "Тюменский государственный нефтегазовый университет". - Тюмень : ТюмГНГУ, 2020. - 202, [1] с.

в) периодические издания:

1. Журнал "Нефтяное хозяйство".
2. Журнал "Нефтегазовое дело".
3. Журнал "Бурение и нефть".
4. Журнал "Нефтегазовое обозрение".
5. Журнал "Нефть. Газ. Новации".

г) электронно-библиотечные системы (ЭБС):

1. Удмуртская научно-образовательная Электронная библиотека (УдНОЭБ) (<http://elibrary.udsu.ru/xmlui/>)
2. ЭБС «Лань» (<https://e.lanbook.com/>)
3. ЭБС «Юрайт» (<https://urait.ru/>)
4. ЭБС «IPR Books» (<http://www.iprbookshop.ru/>)
5. ЭБС «Znanium» (<http://znanium.com/>)

д) электронные образовательные ресурсы:

1. <http://www.edu.ru/>

2. <http://ido.tsogu.ru/>
3. <http://www.gubkin.ru/>
4. <http://www.outp.ru/index.jsp>
5. <http://oilcraft.ru/>
6. <http://neft-i-gaz.ru/>
7. <http://www.ogbus.ru/>

Приложение 1

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФГБОУ ВО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ М. С. ГУЦЕРИЕВА
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ
по курсу Разработка нефтяных и газовых месторождений

на тему

«Перспективы внедрения одновременно-раздельной эксплуатации на турнейском и визейском объектах Лиственского месторождения»

Работу выполнил
студент группы

Ф.И.О.

Научный руководитель,
ученая степень, ученое звание

Ф.И.О.

Ижевск 20____ г.

Приложение 2

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФГБОУ ВО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ М. С. ГУЦЕРИЕВА**

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

ЗАДАНИЕ

на КП студенту Института нефти и газа имени М.С.Гуцериева

Фамилия Имя Отчество

группы полный номер группы

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль 21.03.01.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

1. **Тема КП** _____

Утверждена приказом по университету от _____ № _____

2. **Исходные данные к КП** _____

3. **Содержание** _____

4. **Сроки сдачи законченной работы** _____

5. **Дата выдачи задания** « ___ » _____ 20.... г.

Руководитель КП _____ - ученая степень, ученое звание, Ф.И.О.

Задание принял к исполнению студент _____ Ф.И.О.

ПРИМЕР ОФОРМЛЕНИЯ

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФГБОУ ВО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ М. С. ГУЦЕРИЕВА**

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

ЗАДАНИЕ

на ВКР студенту Института нефти и газа имени М.С.Гуцериева

Ф.И.О.

группы ОБ-21.03.01-41

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль 21.03.01.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

1. Тема дипломного проекта: «Перспективы внедрения одновременно-раздельной эксплуатации на турнейском и визейском объектах Лиственского месторождения»

Утверждена приказом по университету от 20...г. №.....

2. Исходные данные к проекту: геолого-промысловые отчеты; технологическая схема разработки Лиственского месторождения.

3. Содержание:

ВВЕДЕНИЕ

I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

1.1 Общие сведения о Лиственском месторождении. 1.2 Геолого-физическая характеристика Лиственского месторождения. 1.3 Физико-гидродинамическая

характеристика продуктивных коллекторов. 1.4 Физико-химические свойства нефти, газа, воды. 1.5 Запасы нефти, газа, КИН (утвержденное текущее и конечное значения). 1.6. Осложняющие факторы геологического строения Лиственского месторождения. Выводы по разделу.

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1. Текущее состояние разработки Лиственского месторождения. **2.2.** Анализ текущего состояния разработки Лиственского месторождения. **2.2.1.** Сопоставление проектных и фактических показателей разработки. **2.2.2.** Анализ состояния фонда скважин. **2.2.3.** Анализ примененных методов увеличения извлечения нефти из пластов, интенсификации добычи на Лиственском месторождении. **2.2.4.** Анализ выработки запасов. **2.2.5.** Анализ эффективности реализуемой системы разработки. **2.3.** Обоснование применения технологии ОРЭ для увеличения отборов нефти. **2.4.** Проектирование ОРЭ визейского и турнейского объектов Лиственского месторождения. **2.5.** Определение технологической эффективности при реализации ОРЭ. **2.5.1.** Исходные данные для определения технологической эффективности. **2.5.2.** Выбор метода определения технологической эффективности. **2.5.3.** Расчет технологической эффективности при реализации проектируемого технического решения. Выводы по разделу.

III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

3.1. Определение экономической эффективности при реализации проектируемого технического решения. **3.2.** Исходные данные для расчета экономических показателей проекта. **3.3.** Расчет экономических показателей проекта. **3.3.1.** Платежи и налоги. **3.3.2.** Капитальные вложения. **3.3.3.** Эксплуатационные затраты. **3.3.4.** Выручка от реализации. **3.3.5.** Прибыль от реализации. **3.3.6.** Поток денежной наличности. **3.3.7.** Индекс доходности. **3.3.8.** Период окупаемости вложенных средств. **3.4.** Сравнение технико-экономических показателей проектируемого варианта с утвержденным вариантом и выбор варианта, рекомендуемого к реализации. Выводы по разделу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Руководитель проекта _____ - ученая степень, ученое звание, Ф.И.О.

Задание принял к исполнению студент _____ Ф.И.О.

Приложение 3

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты разработки			
	1	2	...	n
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м				
Тип залежи				
Тип коллектора				
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²				
Средняя общая толщина, м				
Средняя газонасыщенная толщина, м				
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м				
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м				
Коэффициент пористости, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.				
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²				
Коэффициент песчанности, доли ед.				
Расчлененность				
Начальная пластовая температура, °С				
Начальное пластовое давление, МПа				
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с				
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³				
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³				
Абсолютная отметка ГНК, м				
Абсолютная отметка ВНК, м				
Объемный коэффициент нефти, доли ед.				
Содержание серы в нефти, %				
Содержание парафина в нефти, %				
Давление насыщения нефти газом, МПа				

Газовый фактор, м ³ /т				
Содержание сероводорода, %				
Коэффициент вытеснения, доли ед.				

Свойства пластовой нефти _____ пласта _____ месторождения

Наименование параметра	Численные значения	
	диапазон значений	принятые значения
1	2	3
Пластовое давление, МПа		
Пластовая температура, °С		
Давление насыщения, МПа		
Газосодержание, м ³ /т		
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т P ₁ = МПа; t ₁ =...°С P ₂ = МПа; t ₂ =...°С P ₃ = МПа; t ₃ =...°С P ₄ = МПа; t ₄ =...°С		
Плотность в условиях пласта, кг/м ³		
Вязкость в условиях пласта, мПа с		
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴		
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20°С: - при однократном (стандартном) разгазировании - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20°С: - при однократном (стандартном) разгазировании - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		

**Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной
и пластовой нефти**

Наименование параметра	Пласт (горизонт)				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Молярная концентрация компонентов, %					
- сероводород					
- двуокись углерода					
- азот+редкие					
в т.ч. гелий					
- метан					
- этан					
- пропан					
- изобутан					
- норм, бутан					
- изопентан					
- норм. пентан					
- гексаны					
- гептаны					
- октаны					
- остаток C ₉₊					
Молекулярная масса					
Плотность					
- газа, кг/м ³					
- газа относительная (по воздуху), доли ед.					
- нефти, кг/м ³					

Свойства и состав пластовых вод

пласта _____ месторождения _____

(по результатам анализа вод _____ водоносного комплекса)

Наименование параметра	Пласт (горизонт).....	
	Диапазон изменения	Средние значения
1	2	3
Газосодержание, м ³ /м ³		
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях		
- в условиях пласта		
Вязкость в условиях пласта, мПа·с		
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа × 10 ⁻⁴		
Объемный коэффициент, доли ед.		
Химический состав вод, (мг/л)/мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺		
Ca ⁺²		
Mg ⁺²		
Cl ⁻		
HCO ₃ ⁻		
CO ₃ ⁻²		
SO ₄ ⁻²		
NH ₄ ⁺		
Br ⁻		
I ⁻		
B ⁺³		
Li ⁺		
Sr ⁺²		
Rb ⁺		
Cs ⁺		
Общая минерализация, г/л		
Водородный показатель, pH		
Жесткость общая,(мг-экв/л)		
Химический тип воды, преимущественный (по В.А.Сулину)		
Количество исследованных проб (скважин)		

Состояние запасов нефти

Объекты, месторождение в целом	Начальные запасы нефти, тыс. т										Текущие запасы нефти, тыс. т				
	утвержденные ГКЗ Роснедра					На государственном балансе									
	геологические		извлекаемые		КИН C ₁ /C ₂ , доли ед.	геологические		извлекаемые		КИН C ₁ /C ₂ , доли ед.	геологические		извлекаемые		Текущий КИН, доли ед.
	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂		A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂		A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Сравнение проектных и фактических показателей разработки пласт _____ месторождение _____

№	Показатели	t*-5		t*-4		t*-3		t*-2		t*-1	
		Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Добыча нефти всего, тыс. т										
2	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т										
3	из новых скважин, тыс. т										
4	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.										
5	В том числе: из эксплуатационного бурения, шт.										
6	из разведочного бурения, шт.										
7	переводом с других объектов, шт.										
8	Ввод боковых стволов, шт.										
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут.										
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни										
11	Средняя глубина новой скважины, м										
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м										
13	В том числе: добывающих скважин, тыс. м										
14	вспомогательных и специальных скважин, тыс. м										
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни										
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс. т										
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т										
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т										
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т										
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т										

№	Показатели	t*-5		t*-4		t*-3		t*-2		t*-1	
		Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %										
22	Мощность новых скважин, тыс. т										
23	Выбытие добывающих скважин всего, шт.										
24	В том числе под закачку, шт.										
25	Фонд добывающих скважин на конец года шт.										
26	В том числе нагнетательных в отработке, шт.										
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.										
28	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.										
29	Фонд механизированных скважин, шт.										
30	Ввод нагнетательных скважин, шт.										
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт.										
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года шт.										
33	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.										
34	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут										
35	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут										
36	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут										
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут										
38	Средний дебит переходящих скважин по нефти по нефти, т/сут										
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин по воде, м ³ /сут										
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу, тыс. м ³ /сут										
41	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %										
42	Средняя обводненность продукции переходящих скважин, %										
43	Средняя обводненность продукции новых скважин, %										
44	Добыча жидкости всего, тыс.т										
45	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т										

№	Показатели	t*-5		t*-4		t*-3		t*-2		t*-1	
		Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
46	из новых скважин, тыс. т										
47	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т										
48	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т										
49	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.										
50	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %										
51	Темп отбора нефти от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %										
52	Темп отбора нефти от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %										
53	Закачка воды, тыс. м ³										
54	Закачка газа, млн. м ³										
55	Закачка воды с начала разработки, тыс. м ³										
56	Закачка газа с начала разработки, млн. м ³										
57	Компенсация отбора: текущая, %										
58	с начала разработки, %										

Исходные данные для расчета экономических показателей

№ п/п	Показатели	Значения
1.	Цена реализации:	
	на нефть на внутреннем рынке, руб./т	
	на нефть на внешнем рынке, руб./т	
	на попутный газ, руб./тыс.м ³	
	на природный газ, руб./тыс.м ³	
	другие показатели, в т.ч. цена продукции нефтегазопереработки, используемые при оценке экономической эффективности проекта	
2.	Налоги и платежи:	
	НДС, %	
	Налог на добычу полезных ископаемых, руб./т, руб./тыс. м ³ , %	
	На имущество, %	
	На прибыль, %	
	Единый социальный налог, %	
	Тариф на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний, %	
	Налог на нужды общеобразовательных учреждений, %	
	Ресурсные платежи, руб.	
	Транспортные расходы – внешний рынок, долл./т	
	Экспортная таможенная пошлина, руб./т, %	
3.	Капитальные вложения:	
3.1	Эксплуатационное бурение скважин, млн. руб.:	
	- бурение добывающей скважины вертикальной,	
	наклонно-направленной	
	горизонтальной	
	зарезка бокового ствола	
	- бурение нагнетательной скважины вертикальной, млн.руб.	
	наклонно-направленной	
	горизонтальной	
	зарезка бокового ствола	
	- бурение газовой скважины, млн.руб.	
	- оборудование для нефтедобычи, млн. руб./скв.	
	- оборудование для закачки, млн. руб./скв.	
3.2	Промысловое обустройство:	
	- сбор и транспорт нефти, млн. руб./скв. доб.	
	- комплексная автоматизация, млн. руб./скв.	
	- электроснабжение и связь, млн. руб./скв. доб.	
	- промводоснабжение, млн. руб./скв.	
	- базы производственного обслуживания, млн. руб./скв.	
	- автодорожное строительство, млн. руб./скв.	
	- заводнение нефтяных пластов, млн. руб./скв. нагн.	
	- технологическая подготовка нефти, тыс. руб./т	
	- оборудование и установки для методов увеличения нефтеотдачи пласта, млн. руб./шт.	
	- специальные трубопроводы для закачки рабочего агента в пласт, млн. руб./км	
	- очистные сооружения, тыс. руб./м ³ сут. ввод. мощн.	
	- установка предварительной подготовки газа (УППГ), млн. руб./устан.	
	- установка комплексной подготовки газа (УКПГ), млн. руб./устан.	
	- газосборные коллекторы, тыс.руб./км.	
	- установка стабилизации конденсата (УСК), млн. руб./устан.	
	- установка сероочистки (УСО), млн. руб./устан.	
	- природоохранные мероприятия, %	
	- прочие (непредвиденные затраты), %	

Продолжение таблицы

4.	Эксплуатационные затраты (по статьям калькуляции):	
	Обслуживание добывающих скважин (с общепромысловыми затратами), млн. руб./скв.-год	
	Обслуживание нагнетательных скважин (с общепромысловыми затратами) млн. руб./скв.-год	
	Сбор и транспорт нефти и газа, руб./т жидкости	
	Ликвидационные затраты, млн. руб.	
5.	Дополнительные данные:	
	Норма амортизации, %	
	Норматив приведения разновременных затрат, %	
	Курс доллара США, руб./\$	
	Другие дополнительные данные, используемые при оценке экономической эффективности проекта	

Соотношение размерностей величин, используемых в нефтепромысловой
практике, в общепринятой системе и системе СИ

Величина	Общепринятое обозначение	Обозначение в системе СИ	Соотношение
Длина	м	м	
Площадь	м ²	м ²	
Объем	м ³	м ³	
Масса	т	кг	1 т = 10 ³ кг
Время (*)	сут	с	1 сут = 86400 с
Вес	кгс	Н	кгс = 9,8 Н
Давление	кгс/см ²	Па	1 кгс/см ² = 0,98*10 ⁶ Па 1 Па = 1 Н/м ² 1 МПа = 10 ⁶ Па 1 кгс/см ² = 0,98*10 ⁻¹ МПа
Дебит (*) Массовый Объемный	т/сут м ³ /сут	кг/с м ³ /с	1 т/сут = 11,57*10 ⁻³ кгс/с 1 м ³ /сут = 11,57*10 ⁻⁶ м ³ /с 1 м ³ /сут = 11,57 см ³ /с
Плотность	г/см ³	кг/м ³	1 г/см ³ = 1 т/м ³ = 10 ³ кг/м ³
Вязкость Динамическая	П, сП	Па*с	1 П = 10 ² сП = 10 ⁻¹ Па*с 1 сП = 10 ⁻³ Па*с = 1 мПа*с
Кинематическая	Ст, сСт	м ² /с	1 Ст = 10 ² сСт = 10 ⁻⁴ м ² /с 1 сСт = 10 ⁻⁶ м ² /с
Проницаемость	Д	м ²	1 Д = 10 ⁻¹² м ² 1 мД = 10 ⁻³ Д = 1,02*10 ⁻¹⁵ м ² 1 мкм ² = 10 ⁻¹² м ² 1,02*10 ⁻¹² м ² = 1 мкм ² 1 Д = 1 мкм ²
Газопроводность	Д*см/сП	м ² *м/Па*с	Д*см/сП = 1,02*10 ⁻¹¹ (м ² *м) / (Па*с)
Коэффициент продуктивности (*) Объемный	(м ³ /с) (кгс/см ²)	м ³ /с Па	1 (м ³ /с)/(кгс/см ²) = = 1,181*10 ⁻¹⁰ (м ³ /с)/Па
Массовый	(м ³ /с) (кгс/см ²)	кг/с Па	1 (т/сут)/(кгс/см ²) = = 1,181*10 ⁻⁷ (кгс/с)/Па
Коэффициент пьезопроводности	см ² /с	м ² /с	1 см ² /с = 10 ⁻⁴ м ² /с
Коэффициент упругости	(кгс/см ²) ⁻¹	Па ⁻¹	1 (кгс/см ²) = 1,02*10 ⁻¹⁰ Па ⁻¹