

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

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет»

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ

Основы проектирования разработки месторождения нефти

Направление подготовки (специальности): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти (ИнДИ)

Форма обучения
Очно-заочная

Квалификация выпускника
Бакалавр

2026 год набора

Виды работ	Объём занятий по семестрам, час										Итого
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Самостоятельная работа										74	74
Дистанционные лекции										12	12
Дистанционные практические занятия										22	22
Форма контроля										Зачёты	-
Итого:										108	108
з.е.										3	3

Ханты-Мансийск, 2026 год
(город)

Предисловие

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

2. Разработчик(и):

Кандидат наук

ученая степень, ученое звание
(при наличии)

(подпись)

А. П. Янукян

(И. О. Фамилия)

3. Согласовано:

Руководитель
образовательной
программы по
направлению подготовки
21.03.01 Нефтегазовое
дело

(подпись)

Г. В. Газя

(И. О. Фамилия)

4. Утверждаю:

Руководитель
структурного
подразделения
Индустриальный институт
(г. Нефтеюганск)

(подпись)

А. П. Янукян

(И. О. Фамилия)

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

Идентификатор документа: 95201



Подписант



Янукян Арам Погосович



Газя Геннадий Владимирович

Дата подписания

13.05.2026 14:17:02

13.05.2026 14:28:27

1 Цель освоения дисциплины

Целью освоения дисциплины является целью дисциплины «Основы проектирования разработки месторождений нефти» является получение знаний и навыков по базовым вопросам проектирования разработки нефтяных месторождений, а также ознакомление студентов с основными технологическими показателями разработки, основными принципами, правилами и стадиями проектирования разработки месторождений.

2 Место дисциплины в структуре ОПОП

Дисциплина относится к части, формируемой участниками образовательных отношений блока Б1 учебного плана, модуля «Дисциплины (модули) по выбору 3 (ДВ.3)».

3 Формируемые компетенции обучающегося

Планируемые результаты освоения ОПОП (компетенции), достижение которых обеспечивает дисциплина		Планируемые результаты (соотнесенные с установленными индикаторами достижения компетенции)
код компетенции	наименование компетенции	
ПК-3	Способен осуществлять организацию работ по повышению эффективности процесса добычи углеводородного сырья	ПК-3.2 3-1: Методы оценки показателей эксплуатации скважин; показатели разработки нефтяных месторождений; системы разработки залежей нефти ПК-3.4 3-1: Методы контроля эффективности работы скважин и проведения работ по установлению (предотвращению) вредного влияния факторов на работу скважин и скважинного оборудования. Методы анализа характеристик работы скважин. ПК-3.5 3-1: Характеристики притока из пласта; способы расчета характеристик притока по результатам исследования скважины на различных режимах ПК-3.7 3-1: Особенности и закономерности размещения углеводородного сырья; геологические, технологические и экономические критерии категоричности залежей нефти и запасов углеводородов ПК-3.1 У-1: производить корректировку мероприятий по оптимизации добычи углеводородного сырья в соответствии с проектными

	показателями ПК-3.2 У-1: Анализировать технологические показатели работы скважин, показатели разработки месторождений ПК-3.3 У-1: Производить корректировку мероприятий по оптимизации добычи углеводородного сырья; оценивать эффективность технологий по оценке притока из пласта ПК-3.5 У-1: Рассчитывать коэффициент продуктивности и скин-эффект по исследованиям скважин с записью кривой восстановления давления ПК-3.7 У-1: Оценивать состояние разработки месторождений (залежей) в том числе с трудноизвлекаемыми запасами ПК-3.1 В-1: Навыком формирования предложений по оптимизации системы "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора продукции" ПК-3.2 В-1: Навыками анализа динамики добычи углеводородного сырья ПК-3.3 В-1: Методами анализа эффективности технологий по оценке притока из пласта; опытом разработки мероприятий по оптимизации добычи углеводородного сырья ПК-3.4 В-1: Навыками и опытом формирования мероприятий по увеличению производительности скважин ПК-3.6 В-1: Навыками выполнения работы по составлению проектной, служебной документации по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности; координацией рационализаторской деятельности, оформлять
--	---

		результаты изобретательской и рационализаторской деятельности ПК-3.7 В-1: Методиками проектирования контроля за текущей разработкой нефтяных месторождений, регулирования разработки залежей нефти, оценки эффективности выработки запасов. Оценкой ресурсной обеспеченности и эффективности нефтегазовых проектов
--	--	--

4 Структура и содержание дисциплины

Общая трудоемкость дисциплины составляет 3 зачетных единицы, 108 часов.

№ п/п	Тема	Трудоемкость по видам учебной работы, час					Код компетенции	Оценочные средства
		Занятия лекционного типа	Практические занятия	Лабораторные занятия	Консультации	Самостоятельная работа		
1	Правила проектирования разработки месторождений углеводородного сырья	1	2			12	ПК-3.	Практическое задание.
2	Подсчет геологических запасов нефти и газа в залежах объемным методом	2	2			12	ПК-3.	Практическое задание.
3	Системы разработки нефтяных залежей	1	2			10	ПК-3.	Практическое задание.
4	Проектирование показателей разработки при различных режимах работы нефтяных залежей	2	4			10	ПК-3.	Практическое задание.
5	Определение количества скважин и расстояния между ними	2	4			10	ПК-3.	Практическое задание.

6	Расчет основных технологических показателей разработки нефтяной залежи	2	4			10	ПК-3.	Практическое задание.
7	Экономическая оценка вариантов разработки	2	4			10	ПК-3.	Практическое задание.
Итого		12	22			74	—	

5 Образовательные технологии, используемые при различных видах учебной работы

№ темы	Образовательная технология
1-7	Технология традиционного обучения
1-7	Дистанционные технологии

6 Методические материалы по освоению дисциплины

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

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

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

6.1 Методические указания к занятиям лекционного типа

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

6.2 Методические указания к практическим занятиям

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

6.3 Методические указания к самостоятельной работе

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

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

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

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

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

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

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

7.1 Технологическая карта дисциплины 10-й семестр

№ п/п	Название темы	Максимальное количество баллов
Обязательный уровень (текущая аттестация)		
1	Правила проектирования разработки место-рождений углеводородного сырья	10
2	Подсчет геологических запасов нефти и газа в залежах объемным методом	10
3	Системы разработки нефтяных залежей	10
4	Проектирование показателей разработки при различных режимах работы нефтяных залежей	10
5	Определение количества скважин и расстояния между ними	10
6	Расчет основных технологических показателей разработки нефтяной залежи	10
7	Экономическая оценка вариантов разработки	10
		70
Обязательный уровень (промежуточная аттестация)		

8	Зачёты	30
		30
	Итого	100
Дополнительный уровень		
9	Решение ситуационных задач	15
		15

Шкала оценивания результатов по балльной системе (зачёты):

Зачтено с 50 по 100 баллов;

Не зачтено с 0 по 49 баллов.

7.2 Примерный комплект практических заданий

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Индустриальный институт

Основы проектирования разработки месторождения нефти

методические указания к выполнению практических работ для обучающихся
направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» по дисциплине
«Основы проектирования разработки месторождения нефти»

Составитель к.э.н. А.П. Янукян

Нефтеюганск, 2026

Основы проектирования разработки месторождения нефти: методические указания к выполнению практических работ по дисциплине «Основы проектирования разработки месторождения нефти» / сост. А.П. Янукян.

СОДЕРЖАНИЕ

1	Подсчет геологических запасов нефти и газа в залежах объемным методом	4
2	Приведение истинной формы залежи к правильной геометрической форме	5
3	Определение количества скважин и расстояния между ними	6
4	Проектирование основных технологических показателей разработки при вытеснении нефти водой	9
5	Проектирование разработки залежи нефти при непоршневом вытеснении нефти водой	13
6	Определение обводненности при проектировании разработки залежей нефти	15
7	Определение пластового давления на контуре нефтеносности при проектировании разработки залежей нефти	17
8	Проектирование показателей разработки при режиме растворенного газа	19
9	Расчет экономических показателей вариантов разработки	20
	Приложение 1	23
	Приложение 2	24
	Литература	26

1. ПОДСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА В ЗАЛЕЖАХ ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ

При объемном методе подсчета запасов нефти (газа) исходят из того, что нефть (газ) залегает в порах пласта, объем которых можно определить, зная геометрические размеры нефтеносного пласта и пористость слагающих его пород.

Для подсчета геологических запасов нефти, т, применяют формулу

$$Q_n = V \cdot K_p \cdot K_n \cdot \rho_{нд} \cdot \beta_n, \quad (1)$$

где:

V – геометрический объем нефтенасыщенного пласта,
 $V = F_n \cdot h_n$, F_n – нефтенасыщенная площадь залежи, h_n – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина;
 K_p – коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород;
 K_n – коэффициент насыщения порового пространства пласта нефтью;
 $\rho_{нд}$ – плотность дегазированной нефти в стандартных условиях;
 β_n – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, $\beta_n = 1/b_n$ (b_n – объемный коэффициент пластовой нефти).

Геометрический объем нефтенасыщенного пласта можно определить с помощью специальных программ (Surfer, ArcView, Irap RMS и др.).

Геологические запасы газа объемным методом определяются по формуле

$$Q_{гз} = V \cdot m \cdot K \cdot \frac{P_{гз}}{P_{ст}} \cdot \frac{z_{ст}}{z_{гз}} \cdot \frac{T_{ст}}{T_{гз}}, \quad (2)$$

где:

V – геометрический объем газосыщенного пласта,
 $V = F_g \cdot h_g$, F_g – площадь газоносности залежи, h_g – средневзвешенная газонасыщенная толщина;

m – средневзвешенная по объему газовой залежи пористость (коэффициент открытой пористости);

P_n – начальное пластовое давление;

$P_{ат}$ – атмосферное давление, $P_{ат} = 0,1$ МПа;

z_n – коэффициент сверхсжимаемости газа при давлении P_n и пластовой температуре;

$z_{ст}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при стандартных условиях;

$T_{ст}$ – стандартная температура, $T_{ст} = 293$ К; $T_{пл}$ – пластовая температура;

K_g – коэффициент газонасыщенности порового пространства.

Коэффициент сверхсжимаемости z определяется по экспериментальным графикам Брауна – Катца или по специальным формулам.

2. ПРИВЕДЕНИЕ ИСТИННОЙ ФОРМЫ ЗАЛЕЖИ К ПРАВИЛЬНОЙ ГЕОМЕТРИЧЕСКОЙ ФОРМЕ

Эксплуатационные объекты, разработка которых проектируется, имеют в плане неправильную геометрическую форму. Проектирование разработки таких залежей затруднено, поэтому производят замену фактической формы залежи расчетной схемой правильной геометрической формы, т.е. схематизацию залежи. Наиболее часто встречающуюся форму залежи – овальную – можно преобразовать в залежь, имеющую форму кольца, внешний периметр которого равен периметру расчетного контура (рис. 1).

Радиус контура нефтеносности для схематизированной формы

$$R = L/2\pi \quad (2)$$

где L – длина контура нефтеносности.

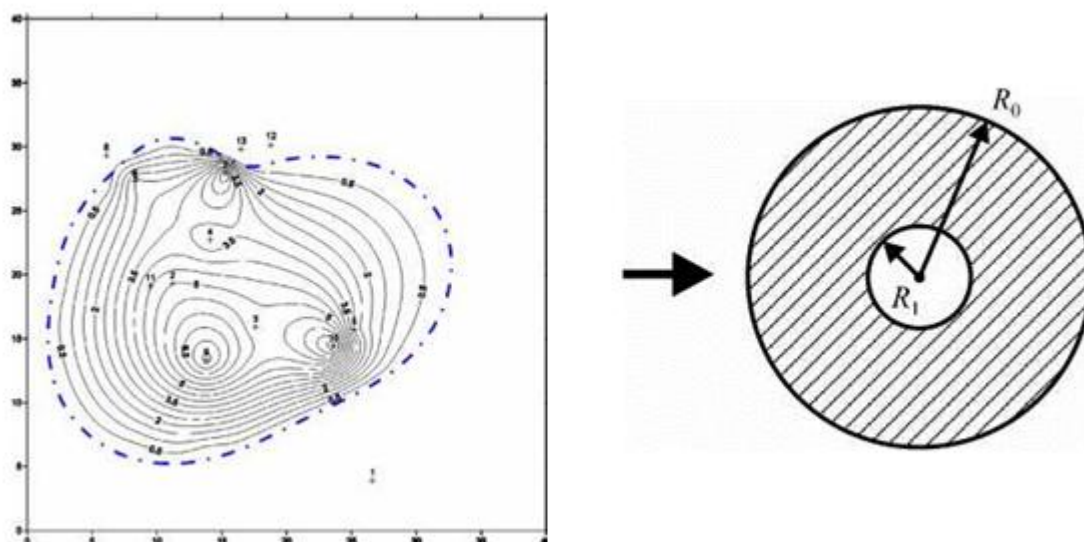


Рисунок 1 – Приведение истинной формы залежи к расчетной

В объемном варианте залежь может быть представлена

в виде цилиндра толщиной h , рассчитываемой через объем цилиндра:

$$h = \frac{V}{\pi \cdot R_0^2} \quad (4)$$

Внутренний радиус кольца

$$R_1 = \sqrt{R_0^2 - \frac{F}{\pi}} \quad (5)$$

где F – фактическая площадь залежи (площадь нефтеносности).

При сложных геометрических формах залежей они могут быть схематизированы отдельными участками полосовой и круговой форм.

При внутриконтурном заводнении пласта формы отдельных участков определяются линиями, по которым расставлены нагнетательные скважины.

Залежи, осложненные тектоническими нарушениями, разделяются на участки, каждый из которых подлежит самостоятельной схематизации.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА СКВАЖИН И РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ НИМИ

При определении схемы размещения скважин основного фонда возможно исходить из решений об их оптимальном размещении, полученных для однородных пластов и простых геометрических форм залежи [1].

Используя расчетную диаграмму и номограмму расстояний (рис. Приложение 1), для каждого варианта разработки определяется взаимное расположение рядов скважин и расстояния между скважинами в рядах для напорных режимов

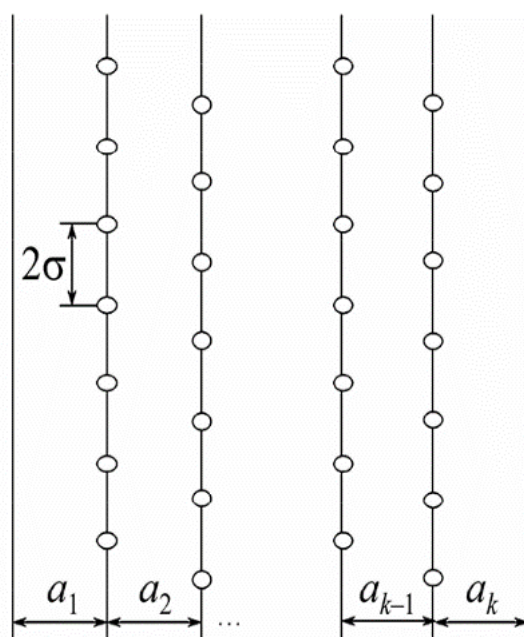


Рисунок 2 – Схема размещения скважин для полосообразной залежи: a_1, a_k – расстояния между рядами добывающих скважин и контуром нефтеносности; $a_2, \dots, a_{k-1}$ – расстояния между рядами

При рядном расположении скважин по площади залежи одновременно могут работать несколько рядов добывающих скважин (один, два, три и т.д.). Например, при двурядной системе одновременно работают два ряда добывающих скважин, а остальные выключены или находятся в процессе бурения.

В полосообразной залежи (рис. 2) при одновременной работе рядов по два расстояния между ними и между скважинами в рядах должны быть одинаковыми. Исключение составляют первый и последний ряды. Это объясняется тем, что скважины первого ряда работают до их обводнения всего лишь один этап, отличие от других, работающих более длительный срок (2–3 этапа), а скважины последнего ряда выводятся из эксплуатации

последними с учетом этого в случае работы рядов по два одновременно справедливы формулы

$$a_1 = 1,05a \quad a_k = 0,95a; \quad (7)$$

$$n_1 = 0,88n \quad n_k = 1,36n, \quad (8)$$

где a_1 – расстояние от первого ряда до контура нефтеносности;

a – расстояние между остальными рядами;

a_k – расстояние от последнего ряда до предпоследнего;

n_1 – число скважин в первом ряду;

n – число скважин в остальных рядах;

n_k – число скважин в последнем ряду.

Если в полосообразной залежи ряды будут работать по три одновременно, то следует воспользоваться формулами:

$$a_1 = 1,14a \quad a_k = 0,98a; \quad (8)$$

$$n_1 = 0,87n \quad n_k = 1,64n. \quad (9)$$

В остальных рядах расстояния между скважинами и между рядами должны быть одинаковыми.

Задавшись наиболее вероятным для рациональной разработки залежи числом рядов, определяют расстояния между всеми рядами по формуле

$$a = d/k \quad (11)$$

где d – ширина полосообразного участка при одностороннем напоре;

k – число рядов.

С помощью номограммы (см. приложение 1) по значению a_i/r_c находятся расстояния между скважинами $2\sigma_i$ и число скважин [1]. За радиус скважины r_c принимается приведенный радиус, учитывающий ее несовершенство.

Для круговых залежей (рис. 3) или для участков, которые той или иной степенью приближения можно представить в виде кольца либо секторов круга или кольца, решение получено в виде системы трансцендентных уравнений. Построена расчетная диаграмма расположения рядов скважин. По результатам работы с номограммой определяются расстояния между рядами и скважинами в них [1]. Для этого задаемся числом рядов скважин. Поделив известный радиус внутреннего ряда R на радиус контура нефтеносности R_n , откладываем полученное значение на оси ординат и проводим горизонтальную прямую до

пересечения с кривой, номер которой соответствует числу рядов скважин. От полученной точки пересечения проводится вертикаль, пересечение которой с вышележащими соответствующими кривыми дает возможность прочесть на оси радиусы всех остальных рядов (в долях от радиуса контура нефтеносности). Из той же диаграммы на горизонтальной оси находят параметр плотности сетки скважин λ_1 .

Затем вычисляют $\lg \frac{\lambda_1}{r_c^2}$ и $\frac{r_{i-1}^2}{r_i^2} - 1$ для всех рядов

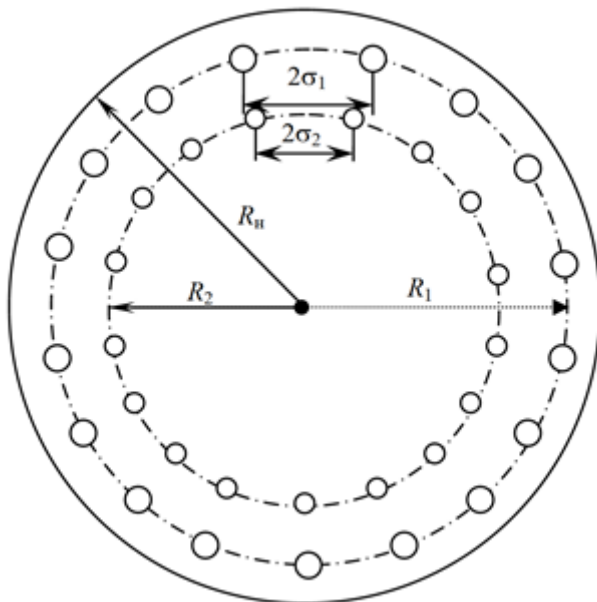


Рис. 3. Схема размещения скважин для круговой залежи: R_n — радиус контура нефтеносности ; R_1, R_2 — радиусы рядов скважин; σ_1, σ_2 — половина расстояния между скважинами в ряду

Далее обращаемся к номограмме для определения расстояний между скважинами (см. приложение 1). Соединив прямой точки на первой и второй вертикальных шкалах, соответствующие вычисленным значениям, и продолжив ее до пересечения с третьей шкалой, найдем значения $\frac{r_i}{r_c}$ для каждого ряда.

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ

К основным показателям разработки относят добычу нефти, воды, жидкости по залежи нефти, обводненность продукции добывающих

скважин, выработку извлекаемых запасов, фонд добывающих и нагнетательных скважин.

Поршневое вытеснение нефти водой

При поршневом вытеснении считается, что нефть, вся без остатка, вытесняется вертикальным фронтом воды. Ряды работают одновременно, при достижении фронтом воды ряда добывающих скважин обводнившийся ряд выводится из разработки и в дальнейшем не эксплуатируется.

Для определения суммарного дебита всех рядов применяется метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений. Наиболее простой и часто встречающийся случай системы уравнений получается при равенстве забойных давлений во всех рядах ($P_c = 0,75P_{\text{нас}}$).

Формула интерференции рядов одновременно работающих скважин имеет вид

$$P_{cj-1} - P_{cj} = \Omega_j \sum_{i=j}^{i=1} Q + \omega_j * Q_j - \omega_{j-1} * Q_{j-1} \quad (11)$$

где:

$j = 1, 2, 3, \dots, n$ – число рядов.

P_{cj} и P_{cj-1} – забойные давления в j -м и $(j-1)$ -м рядах

Q_j, Q_{j-1} – дебиты j -го и $(j-1)$ -го рядов скважин

Ω_j внешнее гидродинамическое сопротивление между $(j-1)$ -м и j -м рядом

ω_{ij} внутреннее гидродинамическое сопротивление (в призабойной зоне скважины) j -го и $(j-1)$ -го рядов

Подставляя в это уравнение последовательно все значения j от 1 до n , получим систему алгебраических уравнений n -го ранга, из которой можно определить n неизвестных. Нумерация рядов при этом принята от внешних к внутренним.

Рассмотрим несколько примеров расчета технологических показателей разработки при поршневом вытеснения нефти водой для залежи кольцевой формы

Для залежи с одним рядом ($n = 1$ и $j = 1$) уравнение (12) преобразуется следующим образом:

$$P_k - P_c = \Omega_1 * Q_1 + \omega_1 * Q_1 \quad (13)$$

Для круговой залежи Ω_j определяется по формуле

$$\Omega_j = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_{j-1}}{R_j} \quad (14)$$

Внутреннее сопротивление

$$\omega_j = \frac{\sigma_j \mu}{\pi R_j 2\pi kh} \ln \left(\frac{\sigma_j}{\pi r_{\text{сп}}} \right) \quad (15)$$

где:

μ – динамическая вязкость нефти;
 k – проницаемость пласта;
 h – толщина пласта
 $R_{\text{н}}, R_j, r_{\text{сп}}$ – соответственно радиус контура нефтеносности, радиус j -го ряда и приведенный радиус скважины
 σ_j – j -половина расстояния между скважинами в j -м ряду

Таким образом, дебит ряда может быть вычислен как

$$Q_1 = \frac{P_k - P_c}{\Omega_1 - \omega_1} \quad (16)$$

Произведем уточнение промышленных (начальных извлекаемых) запасов для кольцевой залежи. Запасы в этом случае определим как

$$Q = \frac{\pi * (R_{\text{н}}^2 - R_1^2) * h m \eta \beta \rho}{b} \quad (17)$$

Время выработки запасов можно условно рассчитать, как отношение промышленных запасов нефти к годовой добыче нефти.

Односторонний напор от внешнего контура нефтеносности к центру (2 ряда, работающих одновременно)

Система уравнений интерференции рядов при одновременной работе в них рядов (см. рис. 2) на основании выражения (12) имеет вид:

$$P_k - P_{c1} = \Omega_1 * (Q_1 + Q_2) + \omega_1 * Q_1 \quad (18)$$

$$P_{c1} - P_{c2} = \Omega_2 * Q_2 + \omega_1 * Q_1 \quad (19)$$

$$P_k - P_{c1} = \Omega_1 * (Q_1 + Q_2)$$

Данная система уравнений описывает первый этап разработки залежи: одновременная работа обоих рядов до момента подступления воды к первому ряду. После этого данный ряд скважин выводится из разработки, и работу продолжает лишь второй ряд скважин.

При решении системы уравнений будут выражения для дебитов:

$$Q_1 = \frac{P_k - P_{c1}}{\left(\Omega_1 \frac{\Omega_1 \omega_1}{\omega_2 + \Omega_2} + \omega_1\right)} \quad (20)$$

$$Q_2 = \frac{Q_1 \omega_1}{\omega_2 + \Omega_2} \quad (21)$$

Внешние и внутренние сопротивления вычисляются аналогично предыдущему примеру по формулам (14) и (15).

Второй этап характеризуется работой лишь второго ряда скважин. Поэтому уравнение этого процесса будет представлено в виде:

$$P_k - P_{c2} = \Omega_2 * Q'_2 + \omega_2 * Q'_2 \quad (22)$$

$$Q'_2 = \frac{P_k - P_{c2}}{\Omega_2 + \omega_2} \quad (23)$$

Односторонний напор от внешнего контура нефтеносности к центру (3 ряда, работающих одновременно)

Система уравнений интерференции одновременно работающих рядов в этом случае имеет вид:

$$P_k - P_3 = \Omega_1 * (Q_1 + Q_2 + Q_3) + \omega_1 * Q_1 \quad (24)$$

$$P_{c1} - P_{c2} = \Omega_2 * (Q_2 + Q_3) + \omega_2 * Q_2 - \omega_1 * Q_1 \quad (25)$$

$$P_{c2} - P_{c3} = \Omega_3 * Q_3 + \omega_3 * Q_3 - \omega_2 * Q_2 \quad (26)$$

При $P_{c1} = P_{c2} = P_{c3}$ решением системы уравнений будут следующие выражения для дебитов рядов:

$$Q_1 = \frac{[(P_k - P_3) * (\Omega_2 * (\Omega_3 * \omega_2 * \omega_3) + \omega_2 * (\Omega_1 + \omega_3))]}{(\Omega_1 * [\Omega_2 * (\Omega_3 + \omega_2 + \omega_3) + \Omega_3 * (\omega_1 + \omega_2) + \omega_1 * (\omega_2 + \omega_3) + \omega_2 * \omega_3] + \omega_1)} + \omega_1 * [\Omega_2 * (\Omega_3 + \omega_2 + \omega_3) + \omega_2 * (\Omega_3 + \omega_3)] \quad (27)$$

$$Q_2 = \frac{\omega_1 * Q_1}{\left(\Omega_2 + \left(\frac{\omega_2}{\Omega_3 + \omega_3}\right) + \omega_2\right)} \quad (28)$$

$$Q_3 = \frac{\omega_2 * Q_2}{(\Omega_3 + \omega_3)} \quad (29)$$

Второй этап характеризуется работой второго и третьего рядов скважин. Уравнения для данного этапа имеют вид

$$P_k - P_3 = \Omega_2 * (Q'_2 + Q'_3) + \omega_2 * Q'_2 \quad (30)$$

$$0 = \Omega_3 * Q'_3 + \omega_2 * Q'_2 \quad (31)$$

Решением системы уравнений будут выражения для дебитов:

$$Q'_2 = \frac{P_k - P_3}{\left(\Omega_2 + \frac{\Omega_2 \omega_2}{\omega_3 + \Omega_3} + \omega_2\right)} \quad (32)$$

$$Q'_3 = \frac{Q'_2 \omega_2}{\omega_3 + \Omega_3} \quad (33)$$

Третий этап характеризуется работой только третьего ряда скважин. Уравнение запишется в виде:

$$P_k - P_3 = \Omega_3 * Q''_3 + \omega_3 * Q''_3 \quad (34)$$

$$Q''_3 = \frac{P_k - P_3}{\Omega_3 + \omega_3} \quad (35)$$

Варианты с другими формами залежей, режимами их работы и системами размещения скважин рассмотрены в источниках

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ПРИ НЕПОРШНЕВОМ ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ВОДОЙ

При поршневом вытеснении нефти водой предполагается, что насыщенность пор коллектора нефтью и водой меняется мгновенно — скачком на фронте водонефтяного контакта от начальной до конечной величины.

При непоршневом вытеснении учитывается, что за фронтом водонефтяного контакта, вплоть до места начального положения контура нефтеносности, существует зона движения водонефтяной смеси, в которой фазовые проницаемости для нефти воды значительно ниже, чем для любой из этих жидкостей при движении одной из них и неподвижной другой. По этой причине фактические общие фильтрационные сопротивления могут значительно отличаться от фильтрационных сопротивлений, посчитанных по схеме поршневого вытеснения.

Определение дебитов и забойных давлений при непоршневом вытеснении можно вести по формулам одножидкостной системы, учитывая в них различия в вязкостях нефти μ_n и воды μ_v в зоне, занятой водой еще до начала разработки, и изменение фильтрационного сопротивления в зоне, в которую в процессе разработки вторгается вода (идет фильтрация водонефтяной смеси). Учет этих параметров можно осуществить, разбив внешнее фильтрационное сопротивление от естественного или искусственного контура питания до первого ряда (из числа действующих на данный момент времени) на три части: водяную, водонефтяную и нефтяную. В первой учитывается изменение вязкости путем деления фильтрационного сопротивления на величину $\mu_0 = \mu_n/\mu_v$, во второй – изменение полного фильтрационного сопротивления путем умножения на α , в третьей – сопротивление остается неизменным

Коэффициент α для полосовой залежи:

$$\alpha = \frac{\mu_v}{\mu_n} (1,7 + 8z_\phi + 25z_\phi^2) \quad (36)$$

где:

z_ϕ – величина, характеризующая насыщенность на фронте водонефтяного контакта;

μ_v – динамическая вязкость воды;

μ_n – динамическая вязкость нефти.

Коэффициент α для кольцевой залежи:

а) при вытеснении нефти водой от периферии к центру залежи

где:

z_ϕ – величина, характеризующая насыщенность на фронте водонефтяного контакта;

μ_v – динамическая вязкость воды;

μ_n – динамическая вязкость нефти.

Коэффициент α для кольцевой залежи:

а) при вытеснении нефти водой от периферии к центру залежи

$$\alpha = \frac{\mu_B}{\mu_H} \left(1.7 + 8z_\phi \varphi_1 \left(\frac{R_\phi}{R_H} \right) + 25z_\phi^2 \varphi_2 \left(\frac{R_\phi}{R_H} \right) \right) \quad (37)$$

где ϕ_1 и ϕ_2 – коэффициенты графика рис. 4; R_ϕ – радиус фронта водонефтяного контакта.

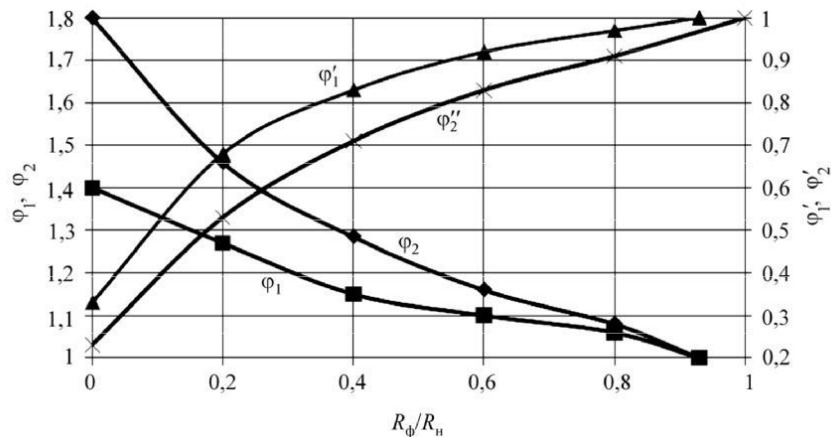


Рисунок 4 – Кривые для расчета процесса вытеснения нефти водой

б) при вытеснении нефти водой от центра к периферии залежи

$$\alpha = \frac{\mu_B}{\mu_H} \left(1.7 + 8z_\phi \varphi'_1 \left(\frac{R_\phi}{R_H} \right) + 25z_\phi^2 \varphi'_2 \left(\frac{R_\phi}{R_H} \right) \right) \quad (38)$$

где ϕ_1 и ϕ_2 – коэффициенты графика рис. 4

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

Обводненность продукции скважин при непоршневом вытеснении нефти водой определяется в соответствии с источником [4]. Задаваясь водонасыщенностью S , по графику зависимости относительной проницаемости от водонасыщенности определяются относительные фазовые проницаемости для неф-ти $k_H(S)$ и воды $k_B(S)$. Определяются значения функции по формуле

$$f(S) = \left(k_B(S) + \left(\frac{\mu_B}{\mu_H} \right) * k_H(S) \right) \quad (39)$$

В соответствии с полученными значениями строится график функции $f(S)$ (рис. 5). Распределение водонасыщенности определяется графоаналитическим методом. Водонасыщенность на фронте вытеснения нефти водой



Рисунок 5 – График функции $f(S)$

Данное соотношение представляет собой тангенс угла наклона касательной, проведенной из точки $S = S_{св}$ к кривой $f(S)$ (см. рис. 4). Проведя касательную к кривой $f(S)$ из точки $S = S_{св}$, получим значения S_b , $f(S)$, $f'(S_b)$.

До того, как фронт вытеснения нефти водой дойдет до первого ряда, из пласта будет извлекаться безводная продукция, т.е. чистая нефть. В момент времени $t = t^*$ фронт вытеснения достигнет первого ряда. Этот момент можно определить из соотношения

$$t^* = \frac{V_{п}}{q_{ж} \cdot f(S)} \quad (41)$$

где:

$V_{п}$ – объем пор пласта;

$q_{ж}$ – средний дебит жидкости за рассматриваемый период.

При $t > t^*$ из пласта будет добываться нефть вместе с водой.

Для определения технологических показателей разработки в так называемый водный период разработки поступают следующим образом. Для $t > t^*$ определяется $f^1(S)$ из соотношения

$$\frac{f^1(S)}{f(S_b)} = \frac{t^*}{t} \quad (42)$$

Соотношение служит для определения S при $t > t^*$. Строится зависимость $f^1(S)$ методом графоаналитического дифференцирования графика $f(S)$. По графику определяется значение S , а затем по графику $f(S)$ определяется значение $f(S) = n_b$ (n_b – обводненность).

Текущая нефтеотдача определяется по формуле

$$\eta = \frac{q_n(t)}{Q_n} \quad (43)$$

7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА КОНТУРЕ НЕФТЕНОСНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

Рассчитать изменение давления на контуре нефтеносности при переменной во времени добыче нефти возможно с помощью интеграла Дюамеля, согласно которому

$$p_{\text{кон}}(t) = p_0 - \frac{\mu_b}{2\pi k h} * \int_0^1 \frac{dq_{\text{ж}}}{d\lambda} * f(\tau - \lambda) \quad (44)$$

где τ, λ – безразмерное время:

$$\tau = \frac{\chi * t}{R_n^2} \quad (45)$$

Значения $q_{\text{ж}} = q_{\text{ж}}(\tau)$ или, что то же самое, $q_{\text{ж}} = q_{\text{ж}}(\lambda)$, определяются по формуле

$$\frac{dq_{\text{ж}}}{dt} = \frac{dq_{\text{ж}}}{d\tau} * \frac{d\tau}{dt} = \frac{dq_{\text{ж}}}{d\tau} * \frac{\chi}{R^2} \quad (46)$$

Тогда

$$\alpha_0 = \frac{dq_{\text{ж}}}{d\tau} * \frac{\chi}{R^2} \quad (47)$$

$$\frac{dq_{\text{ж}}}{d\tau} = \frac{\alpha_0 * R^2}{\chi} \quad (48)$$

$$P_{\text{кон}} = P_0 - \frac{\mu_{\text{в}} \cdot \alpha_0 \cdot R^2}{2\pi \cdot k \cdot h \cdot \chi} \cdot J(\tau)$$

$$J_{\tau} = \int_0^{\tau} f(\tau - \lambda) d\lambda$$

оставив выражение (41) в (37), получим

$$p_{\text{кон}}(\tau) = p_0 - \frac{\mu_{\text{в}} \cdot \alpha_0 \cdot R^2}{2\pi \cdot k \cdot h \cdot \chi} \quad (49)$$

$$J(\tau) = \int_0^{\tau} f(\tau - \lambda) d\lambda \quad (50)$$

Для расчета давления на контуре $p_{\text{кон}}(\tau)$ в период отбора жидкости из месторождения, т.е. при $0 \leq t \leq t^*$, необходимо определить интеграл $J(\tau)$.

$$J(\tau) = \int_0^{\tau} \{0.5[1 + (\tau - \lambda)^{-3.81}] + 1.12 * \ln[1 + (\tau - \lambda)]\} d\lambda \quad (51)$$

Результаты интегрирования

$$J(\tau) = 0.5 * \tau - 0.178 * [1 - (1 + \tau)^{-2.81}] + 0.487 * [(1 + \tau) - \tau] \quad (52)$$

$$\bar{P} = 0.9 * P_{\text{кон}}$$

За среднее пластовое давление в нефтяной залежи принимаем $\Delta \bar{P}(\tau)$

Итоговое выражение для расчета изменения среднего пластового давления в нефтенасыщенной части имеет вид

$$\bar{P}(\tau) = 0.9 * [P_0 - P_{\text{кон}}(\tau)] = \frac{0.1432 * \mu_{\text{в}} * \alpha_0 * R^2}{k * h * \chi} * \{0.5 * \tau - 0.178 * [(1 + \tau)^{-2.81}] + 0.487 * [(1 + \tau) * \ln(1 + \tau) - \tau]\} \quad (53)$$

$$0 \leq \tau \leq \tau^* \left(\tau_* = \frac{\chi * t_*}{R^2} \right)$$

Формула (53) справедлива при $\Delta \bar{P}(\tau)$

Чтобы получить формулу для расчета для последующей добычи жидкости, т.е. при $\tau \geq \tau^*$, необходимо из пвыражения (53) вычесть такое же выражение, но зависящее не от τ , а от разности $\tau - \tau^*$.

Таким образом, при $\tau \geq \tau^*$

$$\Delta \bar{P}(\tau) = \frac{0.1432 * \mu_B * \alpha_0 * R^2}{k * h * \chi} [J(\tau) - J(\tau - \tau_*)] \quad (54)$$

$$q_{maxж} = \alpha_0 * t^* \quad (55)$$

$$\alpha_0 = \frac{q_{maxж}}{t^*} \quad (56)$$

$$P_{кон} = P_0 - \frac{0.1432 * \mu_B * \alpha_0 * R^2}{k * h * \chi} \quad (57)$$

8 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПРИ РЕЖИМЕ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА

При снижении пластового давления ниже давления насыщения в разрабатываемом пласте развивается режим растворенного газа. При этом движение нефти к скважинам обусловливается энергией выделившегося из нефти газа. При режиме растворенного газа процесс разработки пласта можно оценить по работе одной скважины, так как при равномерном размещении скважины и одинаковых параметрах пласта все скважины имеют одинаковые области дренирования. Расчет эксплуатации залежи при режиме растворенного газа сводится к рассмотрению неустановившегося процесса развития режима растворенного газа в пределах области, окружающей отдельную скважину. Для определения технологических показателей разработки необходимо иметь экспериментальные данные о зависимости вязкости нефти μ_n и газа μ_g , плотностей нефти ρ_n и газа ρ_g , объемного коэффициента β и количества растворенного в нефти газа S от давления P .

Связь между дебитом и перепадом давлений в заданный момент времени определяется по формуле

$$q_n = \frac{2\pi kh(H_k - H_c)}{\ln \frac{R_k}{r_c} - \frac{1}{2}} \quad (58)$$

где

R_k – радиус контура питания;

r_c – радиус скважины;

$(H_k - H_c)$ – разность обобщенной функции Христовича, Па.

При значениях давления на контуре области дренирования P_k и давления на забое скважины P_c где $F_n(S)$ – отношение фазовой проницаемости для нефти к проницаемости пласта, являющейся функцией насыщенности нефтью порового пространства,

$$F_n(S) = \frac{\overline{k_n}}{k}$$

β – объемный коэффициент, зависящий от давления.

Интеграл вычисляют приближенным методом, или используются различные приближенные формулы, специальные таблицы

9. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

Прирост добычи нефти при увеличении количества скважин с применением метода зарезки и бурения бокового ствола рассчитывается по следующей формуле:

$$\Delta Q = \Delta q * 365 * k_{\text{э}} * n, \quad (59)$$

где Δq — средний дебит скважин, дополнительно введенных в работу, тонн/сут.;

365 — среднее время работы одной скважины в текущем году, сут.;

$k_{\text{э}}$ — коэффициент, применяемый при зарезке и бурении бокового ствола;

n — фонд скважин, охваченных мероприятием, скв.

Прирост добычи нефти в стоимостном выражении рассчитывается по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q * C, \quad (60)$$

где C — цена одной тонны нефти, тыс. руб./тонн.

Амортизация основных фондов рассчитывается по формуле:

$$A = K_K * N_a / 100, \quad (61)$$

где K_K — капитальные затраты в k -ом году, тыс. руб.;

N_a — норма амортизации основных фондов, %.

Дополнительные текущие затраты по мероприятию рассчитываются следующим образом:

$$\Delta I_t = I_{\text{доп.т}} + I_{\text{мер.т}} \quad (62)$$

где $I_{\text{доп.т}}$ — текущие затраты на дополнительную добычу, тыс. руб.;

$I_{\text{мер.т}}$ — текущие затраты в t -ом году, на проведение работ по реализации мероприятия, тыс. руб.

$$I_{\text{доп.т}} = \Delta Q_t * C_{\text{с}} * 0,43, \quad (63)$$

где ΔQ_t — дополнительное извлечение нефти в t -ом году, тыс. тонн;
 $C_{\bar{o}}$ — себестоимость одной тонны нефти, руб.

Расчет налогов производится по следующей формуле:

$$\Delta H = \Delta H_{\text{им.}t} + \Delta H_{\text{пр.}}, \quad (64)$$

где $\Delta H_{\text{им.}t}$ — прирост налога на имущество, тыс. руб.

$$\Delta H_{\text{им.}t} = C_{\text{ост.}t} * N_{\text{им.}} / 100, \quad (65)$$

где $C_{\text{ост.}t}$ — остаточная стоимость имущества в t -ом году, тыс. руб.;
 $N_{\text{им.}}$ — ставка налога на имущество, % (равная 2 %).

$$C_{\text{ост.}t} = \sum K_K - k = \sum A_{MK}, \quad (66)$$

где

k — количество лет проведения мероприятия по t -й год включительно;

K_K — капитальные вложения в k -ом году, тыс. руб.;

A_{MK} — дополнительные амортизационные отчисления, начисленные в k -ом году, тыс. руб.

Дисконтированный годовой поток денежной наличности (ДПДН _{t}) определяется по формуле:

$$\text{ДПДН}_t = \text{ПДН}_t * \alpha_t, \quad (67)$$

где α_t — коэффициент дисконтирования для текущего года

$$\alpha_t = (1 + E_{\text{НП}}), \quad (68)$$

где $E_{\text{НП}}$ — нормативный коэффициент приведения.

Накопленный дисконтированный годовой поток денежной наличности представляет собой чистую текущую стоимость и определяется по формуле:

$$\text{ЧТС}_t = \sum \text{ДПДН}_k, \quad (69)$$

где k — годы проведения мероприятия до текущего года включительно.

Исходные данные для решения задач по вариантам

Вариант	1	2	3	4
Стоимость тонны нефти, руб.	21 000	17 000	19 000	20 000
Себестоимость тонны нефти, руб.	9300	9 000	9 500	9 800
Затраты на ГТМ (млн. руб)	200	180	170	230
Норма дисконта	9%	10%	12%	11%
Удельный вес условно переменных затрат (% от себестоимости нефти)	40	44	48	36
Проектный период	7 лет	7 лет	7 лет	7 лет
Плотность нефти	0,857	0,857	0,857	0,857
Обводненность	60%	60%	60%	60%
Вариант	5	6	7	8
Стоимость тонны нефти, руб.	21 000	17 000	19 000	20 000
Себестоимость тонны нефти, руб.	9300	9 000	9 500	9 800
Затраты на ГТМ (млн. руб)	200	180	170	230
Норма дисконта	9%	10%	12%	11%
Удельный вес условно переменных затрат (% от себестоимости нефти)	40	44	48	36
Проектный период	5 лет	9 лет	10 лет	11 лет
Плотность нефти	0,857	0,857	0,857	0,857
Обводненность	20%	25%	53%	48%
Вариант	9	10	11	12
Стоимость тонны нефти, руб.	21 000	17 000	19 000	20 000
Себестоимость тонны нефти, руб.	9300	9 000	9 500	9 800
Затраты на ГТМ (млн. руб)	200	180	170	230
Норма дисконта	9%	10%	12%	11%
Удельный вес условно переменных затрат (% от себестоимости нефти)	23	17	14	18
Проектный период	5 лет	9 лет	10 лет	11 лет
Плотность нефти	0,857	0,857	0,857	0,857
Обводненность	80%	74%	7%	2%
Вариант	13	14	15	16
Стоимость тонны нефти, руб.	14 000	18 000	19 700	20 400
Себестоимость тонны нефти, руб.	9300	7 000	4 500	6 800
Затраты на ГТМ (млн. руб)	204	188	140	330
Норма дисконта	9%	10%	12%	11%
Удельный вес условно переменных затрат (% от себестоимости нефти)	23	17	14	18
Проектный период	5 лет	9 лет	10 лет	11 лет
Плотность нефти	0,857	0,857	0,857	0,857
Обводненность	66%	4%	17%	12%

Приложение 1



Приложение 2

Исходные данные для решения задач по вариантам (варианты 1-19)

Вариант	P_n , МПа	P_d , МПа	μ_b , МПа·с	μ_n , МПа·с	k , мкм ²	h , м	d , м	r_{cd} , см	r_{ch} , см	S_{HO} , %	S_{cb} , %	m , %
1	24	15	1,9	5,1	21	11	960	10	12	9,5	3	23,5
2	25	16	1	6	5	2	600	10	12	0,5	0,11	10
3	25,5	15,5	1,05	5,95	7	2,5	620	10	12	1	0,15	11
4	26	15	1,1	5,9	9	3	640	10	12	1,5	0,19	12
5	26,5	14,5	1,15	5,85	11	3,5	660	10	12	2	0,23	13
6	27	14	1,2	5,8	13	4	680	10	12	2,5	0,27	14
7	27,5	13,5	1,25	5,75	15	4,5	700	10	12	3	2	15
8	28	13	1,3	5,7	17	5	720	10	12	3,5	2,04	16
9	28,5	12,5	1,35	5,65	19	5,5	740	10	12	4	2,08	17
10	29	12	1,4	5,6	21	6	760	10	12	4,5	2,12	18
11	29,5	11,5	1,45	5,55	23	6,5	780	10	12	5	2,16	19
12	30	11	1,5	5,5	25	7	800	10	12	5,5	2,2	20
13	30,5	10,5	1,55	5,45	27	7,5	820	10	12	6	2,24	21
14	31	10	1,6	5,4	29	8	840	10	12	6,5	2,28	22
15	31,5	9,5	1,65	5,35	31	8,5	860	10	12	7	2,32	23
16	32	9	1,7	5,3	33	9	880	10	12	7,5	2,36	24
18	25	16	1,8	5,2	27	10	920	10	12	8,5	2,44	24,5
19	24,5	15,5	1,85	5,15	24	10,5	940	10	12	9	2,48	24

Приложение 2 Исходные данные для решения задач по вариантам (варианты 20-40)

Вариант	P_n , МПа	P_d , МПа	μ_b , МПа·с	μ_n , МПа·с	k , МкМ ²	h , м	d , м	r_{cd} , см	r_{ch} , см	S_{HO} , %	S_{CB} , %	m , %
20	60	11	5	1,6	5,4	62	10,8	760	10	12	6,5	2,28
21	23,5	14,5	1,95	5,05	22	11,5	980	10	12	10	3,04	23
22	23	14	2	5	23	12	1000	10	12	10,5	3,08	22,5
23	22,5	13,5	2,05	4,95	24	12,5	990	10	12	11	3,12	22
24	22	13	2,1	4,9	25	13	980	10	12	11,5	3,16	21,5
25	21,5	12,5	2,15	4,85	26	13,5	970	10	12	12	3,2	21
26	21	12	2,2	4,8	27	14	960	10	12	12,5	3,24	20,5
27	20,5	11,5	2,25	4,75	28	14,5	950	10	12	13	3,28	20
28	20	11	2,3	4,7	29	15	940	10	12	13,5	3,32	19,5
29	19,5	10,5	2,35	4,65	30	15,5	930	10	12	14	3,36	19
30	19	10	2,4	4,6	31	16	920	10	12	14,5	3,4	18,5
31	18,5	9,5	2,45	4,55	32	16,5	910	10	12	15	3,44	18
32	18	10	2,5	4,5	33	17	905	10	12	15,5	3,48	17,5
33	17,5	10,5	2,55	4,45	34	17,5	900	10	12	16	3,52	17
34	17	11	2,6	4,4	35	18	895	10	12	16,5	3,56	16,5
35	16,5	11,5	2,65	4,35	36	18,5	890	10	12	17	3,6	16
36	16	12	2,7	4,3	37	19	885	10	12	17,5	3,64	15,5
37	15,5	12,5	2,75	4,25	38	19,5	880	10	12	18	3	15
38	15	13	2,8	4,2	39	20	875	10	12	18,5	3,04	14,5
39	16	13,5	2,85	4,15	40	19,6	870	10	12	19	3,08	14
40	17	14	2,9	4,1	41	19,2	865	10	12	19,5	3,12	13,5

Литература

1. Безносиков, А.Ф. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа: методические указания / А.Ф. Безносиков. Тюмень, ТюмГНГУ, 2015. – 122. – Текст : непосредственный
2. Безносиков, А.Ф. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений : учебное пособие. / А.Ф. Безносиков, М.И. Забоева, — Тюмень, ТюмГНГУ, 2016. — 80 с. – Текст : непосредственный
3. Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта: учебник для вузов / Ш.К. Гиматудинов. – Москва, Недра, 1971. – 312 с. – Текст : непосредственный

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования**

«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Индустриальный институт

Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Вопросы для промежуточной аттестации (зачёт)

1. Виды проектных документов.
2. Основные этапы проектирования разработки месторождения.
3. Основные требования к проектированию разработки месторождения.
4. Запасы углеводородов, принимаемые для проектирования.
5. Требования к выделению эксплуатационных объектов.
6. Геолого-технологические основы выбора вариантов разработки.
7. Требования к качеству геолого-фильтрационных моделей.
8. Содержание разделов проектного документа.
9. Цифровые модели месторождения.
10. Выделение эксплуатационных объектов.
11. Перечень графических приложений к проектным работам на разработку месторождений УВС.
12. Перечень обязательных табличных приложений к проектным работам на разработку месторождений УВС.
13. Допустимые отклонения фактических уровней годовой добычи от проектных.
14. Обоснование применения методов повышения коэффициентов извлечения УВ и интенсификации добычи УВ на прогнозный период.
15. Виды систем разработки нефтяных залежей.
16. Критерии выбора оптимальной системы разработки нефтяной залежи.
17. Проектирование показателей разработки при упругом режим работы нефтяной залежи.

18. Проектирование показателей разработки при водонапорном режиме работы нефтяной залежи.
19. Проектирование показателей разработки при газонапорном режиме.
20. Проектирование показателей разработки при режиме растворенного газа.
21. Требования к конструкциям скважин, производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, консервации и ликвидации скважин.
22. Выбор сетки размещения скважин.
23. Расчет основных технологических показателей разработки нефтяной залежи при водонапорном режиме.
24. Расчет основных технологических показателей разработки нефтяной залежи при газонапорном режиме.
25. Расчет основных технологических показателей разработки нефтяной залежи при упругом режиме.
26. Методика и исходные данные для экономической оценки.
27. Критерий экономической эффективности.
28. Система налогов и платежей учитываемая при проектировании разработки месторождений нефти.
29. Оценка капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затрат.
30. Техничко-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки.

8 Материально-техническое и учебно-методическое обеспечение дисциплины

8.1 Перечень учебной литературы

Наименование печатных и (или) электронных учебных изданий, методические издания, периодические издания по всем входящим в реализуемую образовательную программу учебным предметам, курсам, дисциплинам (модулям) <i>в соответствии с рабочими программами дисциплин, модулей, практик</i>		Количество экземпляров	Обеспеченность студентов учебной литературой (экземпляров на одного студента)
Электронные учебные издания, имеющиеся в электронном каталоге электронно-библиотечной системы	Алексеева, Юлия Алексеевна. Основы проектной деятельности : Учебник / Ю. А. Алексеева, М. В. Гашков, М. И. Имамвердиева, Е. В. Куприянова и др.. - 1. - Москва : ООО «Научно-издательский центр ИНФРА-М», 2025. - 307 с.	1	1
	Ваганов, Л. А. Основы проектирования разработки месторождений нефти : учебное пособие / Л. А. Ваганов. - Тюмень : ТИУ, 2016. - 80 с.	1	1
	Попов, Ю. В. Основы проектирования и	1	1

	оборудование технологических процессов органического синтеза и нефтепереработки : учебное пособие / Ю. В. Попов, С. Е. Латышова, В. М. Мохов. - Волгоград : ВолгГТУ, 2021. - 208 с.		
	Федотенко, Ю. А. Основы проектирования специальных машин и технология бестраншейного строительства нефтегазопроводов / Ю. А. Федотенко, Д. С. Семкин, А. Ю. Сачук, П. В. Коротких. - Омск : СибАДИ, 2023. - 58 с.	1	1

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

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

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

MathType;
Mathcad;
Антивирус DrWeb;
КОМПАС-3D V18-19;
КОМПАС-3D V18-19;

8.4 Материально-техническое обеспечение дисциплины

8.4.1 Учебная аудитория лекционного типа

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

8.4.2 Учебная аудитория для проведения практических занятий

учебная мебель, учебная доска

8.4.3 Учебная аудитория для самостоятельной работы

учебная мебель, компьютеры с выходом в интернет и доступом к электронной информационно-образовательной среде

8.4.4 Компьютерный класс

учебная мебель, учебная доска, компьютеры с доступом в Интернет

