

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

УТВЕРЖДАЮ:

Председатель КСН

 Ю.В. Ваганов

« 31 » 08 2020 г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

Наименование дисциплины:

**Основы проектирования разработки
месторождений нефти**

направление подготовки:

21.03.01 Нефтегазовое дело

направленность:

**Эксплуатация и обслуживание объектов
добычи нефти**

форма обучения:


очная/очно-заочная

Рабочая программа разработана в соответствии с утвержденным учебным планом от 08.06.2020 г. и требованиями ОПОП ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти к результатам освоения дисциплины «Скважинная добыча».

Рабочая программа рассмотрена
на заседании кафедры Нефтегазовое дело

Протокол № 1 от «31» 08 2020 г.

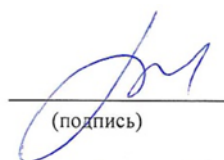
И.о.заведующего кафедрой


(подпись)

Р.Д. Татлыев

СОГЛАСОВАНО:

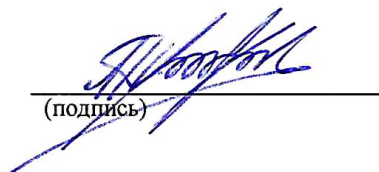
И.о.заведующего выпускающей кафедрой


(подпись)

Р.Д. Татлыев

«31» 08 2020 г.

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


(подпись)

Янукян А.П.

1. Цели и задачи освоения дисциплины

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.

Задачи дисциплины:

- обучение обучающихся умению использовать весь комплекс знаний по данной дисциплине с целью получения навыков проектирования разработки месторождений нефти;
- ознакомление обучающихся с правилами проектирования разработки месторождений углеводородного сырья;
- ознакомление с методиками подсчета геологических запасов нефти и газа, системами разработки нефтяных залежей;
- ознакомление обучающихся с основами проектирования показателей разработки при различных режимах работы нефтяных залежей, и некоторыми экономическими методиками оценки вариантов разработки месторождений нефти
-

2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина относится к части учебного плана, формируемой участниками образовательных отношений. Код дисциплины Б1.В.02

Необходимыми условиями для освоения дисциплины являются:

знание:

- технологий нефтегазового производства;
- требований надёжности, технических условий эксплуатации оборудования, объём и содержание работ по его обслуживанию;
- перечня данных необходимых для выполнения проектных работ.

умение:

- осуществлять технологические процессы строительства, ремонта оборудования при добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции;
- эксплуатировать и разрабатывать мероприятия по обслуживанию в соответствии с технологическим регламентом;
- осуществлять сбор, обработку, анализ и систематизацию информации по области выполнения работ.

владение:

- методами корректировки технологических процессов при добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции;
- методиками для предоставления обработки данных для составления отчетной документации;
- навыками работы с нормативной технической документацией с целью определения необходимых мероприятий по эксплуатации и обслуживанию технологического оборудования.

Содержание дисциплины «Основы проектирования разработки месторождений нефти» является логическим продолжением содержания дисциплин «Проектная деятельность», «Исследование скважин и пластов».

3. Результаты обучения по дисциплине

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:

Таблица 3.1

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)
ПКС-1 способность осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-1.1 Осуществляет выбор и систематизацию информации о технологических процессах нефтегазового производства	Знать (З1): технологии нефтегазового производства
		Уметь (У1): осуществлять технологические процессы строительства, ремонта оборудования при добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции
		Владеть (В1): методами корректировки технологических процессов при добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции
ПКС-4 Способность осуществлять оперативное сопровождение технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-4.1 Выбор технологических процессов в области нефтегазового дела для организации работы коллектива исполнителей	Знать (З2): данные необходимые для выполнения проектных работ
		Уметь (У2): осуществлять сбор, обработку, анализ и систематизацию информации по области выполнения работ
		Владеть (В2): навыками работы с нормативной технической документацией с целью определения необходимых мероприятий по эксплуатации и обслуживанию технологического оборудования

4. Объем дисциплины

Общий объем дисциплины составляет 3 зачетных единицы, 108 часов.

Таблица 4.1.

Форма обучения	Курс, семестр	Аудиторные занятия / контактная работа, час.				Самостоятельная работа, час.	Форма промежуточной аттестации
		Лекции	Практические занятия	Лаборатория	контроль		

				тор ные за- ня- тия			
оч- ная/очно- заочная	3,6/4,7	34/14	17/14	-	-	57/80	зачет

5. Структура и содержание дисциплины

5.1. Структура дисциплины

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

Таблица 5.1.1

№ п/п	Структура дисциплины		Аудиторные занятия, час.			СРС, час.	Всего, час.	Код ИДК	Оценоч- ные средства
	Но ме р раз де- ла	Наименование раздела	Л.	Пр.	Лаб .				
1	1	Правила проектирования разработки месторождений углеводородного сырья	4/2	2/2	-	8/10	14/14	ПКС- 1.1 ПКС- 4.1	Тести- рование
2	2	Подсчет геологических запасов нефти и газа в залежах объемным методом	4/2	2/2	-	8/10	14/14	ПКС- 1.1 ПКС- 4.1	Тести- рование
3	3	Системы разработки нефтяных залежей	4/2	2/2	-	8/12	14/16	ПКС- 1.1 ПКС- 4.1	Тести- рова- ние, Эс- се
4	4	Проектирование показателей разработки при различных режимах работы нефтяных залежей	4/2	2/2	-	8/12	14/16	ПКС- 1.1 ПКС- 4.1	Задачи, Эссе
5	5	Определение количества скважин и расстояния между ними	6/2	2/2	-	8/12	16/16		Задачи, Эссе
6	6	Расчет основных технологических показателей разработки нефтя-	6/2	3/2	-	8/12	17/16	ПКС- 1.1 ПКС- 4.1	Задачи, Эссе

		ной залежи							
7	7	Экономическая оценка вариантов разработки.	6/2	4/2	-	9/12	19/16	ПКС-1.1 ПКС-4.1	Эссе
8	Зачет								Вопросы к зачету
Итого:			34/14	17/14	-	57/80	108/108		

5.2. Содержание дисциплины.

5.2.1. Содержание разделов дисциплины (дидактические единицы).

Раздел 1. Правила проектирования разработки месторождений углеводородного сырья

Виды проектных документов. Основные этапы проектирования разработки месторождения. Основные требования к проектированию разработки месторождения. Запасы углеводородов, принимаемые для проектирования. Требования к выделению эксплуатационных объектов. Геолого-технологические основы выбора вариантов разработки. Требования к качеству геолого-фильтрационных моделей. Содержание разделов проектного документа. Цифровые модели месторождения. Выделение эксплуатационных объектов. Перечень графических приложений к проектным работам на разработку месторождений УВС. Перечень обязательных табличных приложений к проектным работам на разработку месторождений УВС.

Раздел 2. Подсчет геологических запасов нефти и газа в залежах объемным методом

Допустимые отклонения фактических уровней годовой добычи от проектных. Обоснование применения методов повышения коэффициентов извлечения УВ и интенсификации добычи УВ на прогнозный период

Раздел 3. Системы разработки нефтяных залежей

Виды систем разработки нефтяных залежей. Критерии выбора оптимальной системы разработки нефтяной залежи.

Раздел 4. Проектирование показателей разработки при различных режимах работы нефтяных залежей

Проектирование показателей разработки при упругом режим работы нефтяной залежи. Проектирование показателей разработки при водонапорном режиме работы нефтяной залежи. Проектирование показателей разработки при газонапорном режиме. Проектирование показателей разработки при режиме растворенного газа.

Раздел 5. Определение количества скважин и расстояния между ними

Требования к конструкциям скважин, производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, консервации и ликвидации скважин. Выбор сетки размещения скважин.

Раздел 6. Расчет основных технологических показателей разработки нефтяной залежи

Расчет основных технологических показателей разработки нефтяной залежи при водонапорном режиме. Расчет основных технологических показателей разработки нефтяной залежи при газонапорном режиме. Расчет основных технологических показателей разработки нефтяной залежи при упругом режиме.

Раздел 7. Экономическая оценка вариантов разработки.

Методика и исходные данные для экономической оценки. Критерий экономической эффективности. Система налогов и платежей. Оценка капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затрат. Техничко-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки.

5.2.2. Содержание дисциплины/модуля по видам учебных занятий.

Лекционные занятия

Таблица 5.2.1

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема лекции
		ОФО/ ОЗФО	
1	1	4/2	Правила проектирования разработки месторождений углеводородного сырья
2	2	4/2	Подсчет геологических запасов нефти и газа в залежах объемным методом
3	3	4/2	Системы разработки нефтяных залежей
4	4	4/2	Проектирование показателей разработки при различных режимах работы нефтяных залежей
5	5	6/2	Определение количества скважин и расстояния между ними
6	6	6/2	Расчет основных технологических показателей разработки нефтяной залежи
7	7	6/2	Экономическая оценка вариантов разработки.
Итого:		34/14	

Практические занятия

Таблица 5.2.2

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема практического занятия
		ОФО /ОЗФО	
1	2	2/2	Подсчет геологических запасов нефти и газа в залежах объемным методом
2	1	2/2	Приведение истинной формы залежи к правильной геометрической форме
3	3	2/2	Определение количества скважин и расстояния между ними
4	5	2/2	Проектирование основных технологических показателей разработки при вытеснении нефти водой
5	4	1/1	Проектирование разработки залежи нефти при непоршневом вытеснении нефти водой
6	6	1/1	Определение обводненности при проектировании разработки за-

			лежей нефти
7	6	2/1	Определение пластового давления на контуре нефтеносности при проектировании разработки залежей нефти
8	4	1/1	Проектирование показателей разработки при режиме растворенного газа
9	7	4/2	Расчет экономических показателей вариантов разработки
Итого:		17/14	

Лабораторные работы

Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

Самостоятельная работа студента

Таблица 5.2.3

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема	Вид СРС
		ОФО ОЗФО		
1	1	8/10	Правила проектирования разработки месторождений углеводородного сырья	Подготовка к практическим занятиям
2	2	8/10	Подсчет геологических запасов нефти и газа в залежах объемным методом	Подготовка к практическим занятиям
3	3	8/12	Системы разработки нефтяных залежей	Подготовка к практическим занятиям
4	4	8/12	Проектирование показателей разработки при различных режимах работы нефтяных залежей	Подготовка к практическим занятиям
5	5	8/12	Определение количества скважин и расстояния между ними	Подготовка к практическим занятиям
6	6	8/12	Расчет основных технологических показателей разработки нефтяной залежи	Подготовка к практическим занятиям
7	7	9/12	Экономическая оценка вариантов разработки.	Подготовка к практическим занятиям
Итого:		57/80		

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

– визуализация учебного материала в PowerPoint в диалоговом режиме (лекционные занятия);

- индивидуальная работа (практические занятия).

6. Тематика курсовых работ/проектов

Курсовые работы/проекты учебным планом не предусмотрены.

7. Контрольные работы

Контрольные работы учебным планом не предусмотрены

8. Оценка результатов освоения дисциплины/модуля

8.1. Критерии оценивания степени полноты и качества освоения компетенций в соответствии с планируемыми результатами обучения приведены в Приложении 1.

8.2. Рейтинговая система оценивания степени полноты и качества освоения компетенций обучающихся очно-заочной формы обучения представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1

№ п/п	Виды мероприятий в рамках текущего контроля	Количество баллов
1 текущая аттестация		
1	Тестирование	0-30
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
2 текущая аттестация		
1	Эссе	0-30
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
3 текущая аттестация		
	Решение задач	0-40
ИТОГО за вторую текущую аттестацию		0-40
ВСЕГО		100

9. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины

9.1. Перечень рекомендуемой литературы представлен в Приложении 2.

9.2. Современные профессиональные базы данных и информационные справочные системы:

- ЭБС «Издательства Лань»;
- ЭБС «Электронного издательства ЮРАЙТ»;
- Собственная полнотекстовая база (ПБД) БИК ТИУ;
- Научная электронная библиотека «eLIBRARY.RU»;
- ЭБС «IPRbooks»;
- Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина;
- Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГНТУ (г. Уфа);
- Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГТУ (г. Ухта);
- ЭБС «Проспект»;
- ЭБС «Консультант студент»;
- Поискковые системы Internet: Яндекс, Гугл.

- Система поддержки учебного процесса Eduson.

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

- MS Office

10. Материально-техническое обеспечение дисциплины

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

Таблица 10.1

№ п/п	Перечень оборудования, необходимого для освоения дисциплины/модуля	Перечень технических средств обучения, необходимых для освоения дисциплины/модуля (демонстрационное оборудование)
1	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
2	установка насыщения образцов керна; газоволюметрический пикнометр «Поромер»;	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
3	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
4	установка насыщения образцов керна; газоволюметрический пикнометр «Поромер»;	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
5	установка насыщения образцов керна; газоволюметрический пикнометр «Поромер»;	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
6	установка насыщения образцов керна; газоволюметрический пикнометр «Поромер»;	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть

7	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
---	---	--

11. Методические указания

11.1. Методические указания по подготовке к практическим занятиям.

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

Задания на выполнение типовых расчетов на практических занятиях обучающиеся получают индивидуально.

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

При объемном методе подсчета запасов нефти (газа) исходят из того, что нефть (газ) залегают 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 – средне-взвешенная 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

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

где:

V – геометрический объем газосыщенного пласта,

$V = F_{гз} \cdot h_{гз}$, $F_{гз}$ – площадь газоносности залежи, $h_{гз}$ – средневзвешенная газонасыщенная толщина;

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

P_H – начальное пластовое давление;

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

z_H – коэффициент сверхсжимаемости газа при давлении P_H и пластовой температуре;

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

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

K_r – 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.

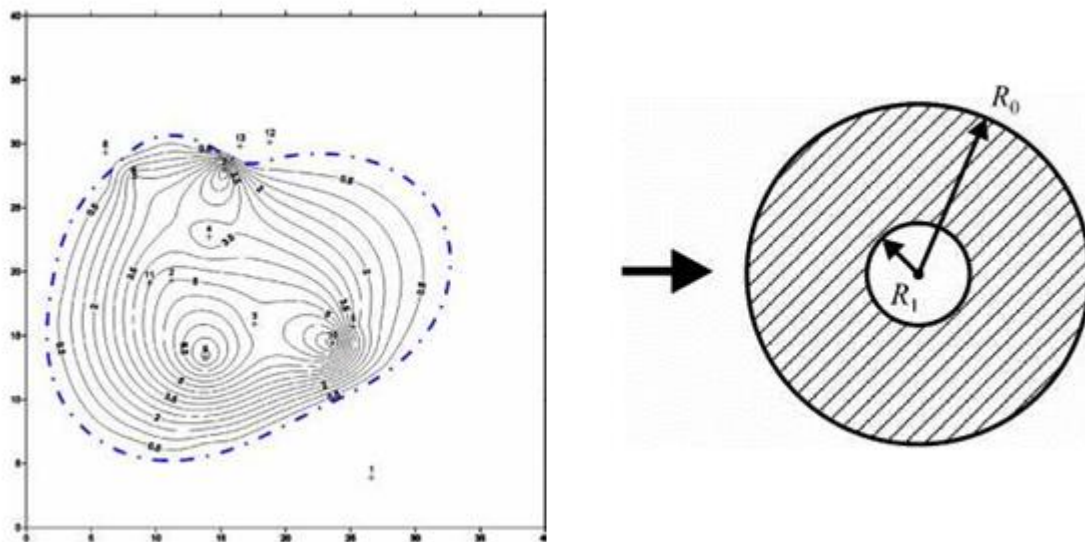


Рисунок 1 – Приведение истинной формы залежи к расчетной

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

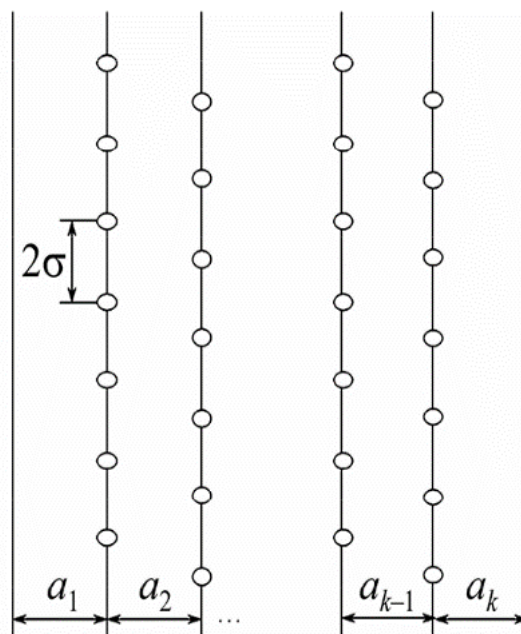


Рисунок 2 – Схема размещения скважин для полосообразной залежи: a_1, a_k – расстояния между рядами добывающих скважин и контуром нефтеносности; a_2, \dots, a_{k-1} – расстояния между рядами

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 находят 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

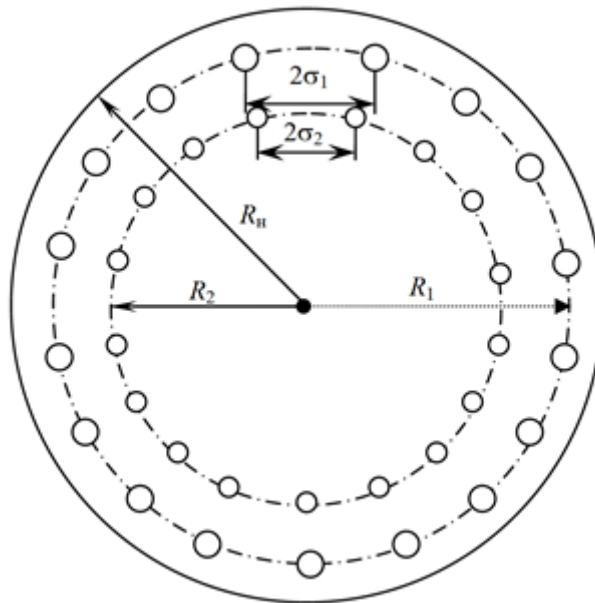


Рис. 3. Схема размещения скважин для круговой залежи: R_n – радиус контура нефтеносности ; R_1, R_2 – радиусы рядов скважин; σ_1, σ_2 – половина расстояния между скважинами в ряду

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 слу-

чай системы уравнений получается при равенстве забойных давлений во всех рядах ($P_c = 0,75P_{нас}$).

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_j 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

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

где:

μ – динамическая вязкость нефти;

k – проницаемость пласта;

h – толщина пласта

$R_n, R_j, r_{сн}$ – соответственно радиус контура нефтеносности, радиус j -го ряда и приведенный радиус скважины

σ_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

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

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:

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

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

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:

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

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

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

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

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

$$0 = \Omega_3 * Q'_3 + \omega_3 * Q'_2 \quad (31)$$

Решением системы уравнений будут выражения для дебитов:

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

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

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

$$\alpha = \frac{\mu_v}{\mu_n} \left(1,7 + 8z_\phi \varphi_1 \left(\frac{R_\phi}{R_n} \right) + 25z_\phi^2 \varphi_2 \left(\frac{R_\phi}{R_n} \right) \right) \quad (37)$$

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

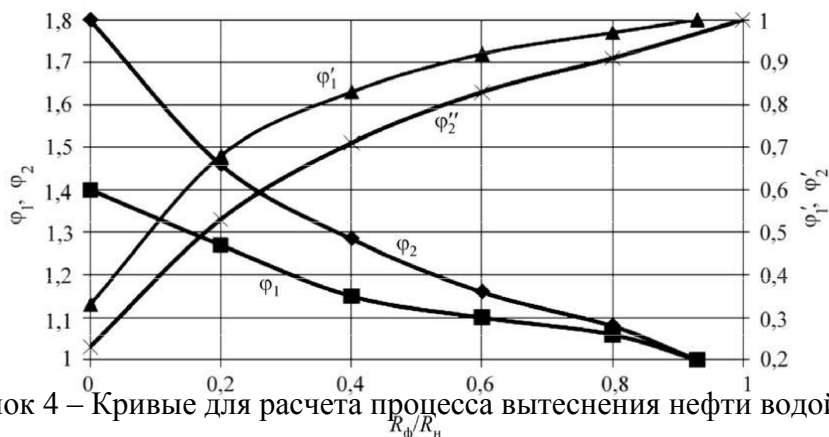


Рисунок 4 – Кривые для расчета процесса вытеснения нефти водой

б) при вытеснении нефти водой от центра к периферии залежи

$$\alpha = \frac{\mu_{\text{в}}}{\mu_{\text{н}}} \left(1,7 + 8z_{\phi} \phi'_1 \left(\frac{R_{\phi}}{R_{\text{н}}} \right) + 25z_{\phi}^2 \phi'_2 \left(\frac{R_{\phi}}{R_{\text{н}}} \right) \right) \quad (38)$$

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 нефти $k_{\text{н}}(S)$ и воды $k_{\text{в}}(S)$. Определяются значения функции по формуле

$$f(S) = \left(k_{\text{в}}(S) + \left(\frac{\mu_{\text{в}}}{\mu_{\text{н}}} \right) * k_{\text{н}}(S) \right) \quad (39)$$

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 $S_{в}, f(S), f'(S_{в})$.

До того, как фронт вытеснения нефти водой достигнет 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

$$\frac{f^1(S)}{f(S_2)} = \frac{t^*}{t} \quad (42)$$

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 $f(S) = n_{в}$ ($n_{в}$ – обводненность).

Текущая нефтеотдача определяется по формуле

$$\eta = \frac{q_{н}(t)}{Q_{н}} \quad (43)$$

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

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

где τ, λ – безразмерное время:

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

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

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

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

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

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

подставив выражение (41) в (37), получим

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

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

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

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

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

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 выражения (53) вычесть такое же выражение, но зависящее не от τ , а от разности $\tau - \tau^*$.

Таким образом, при $\tau \geq \tau^*$

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

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

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

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

8 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПРИ РЕЖИМЕ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА

При снижении пластового давления ниже давления насыщения в разрабатываемом пласте развивается режим растворенного газа. При этом режиме движение нефти к скважинам обуславливается 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

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

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 $F_H(S)$ – отношение фазовой проницаемости для нефти к проницаемости пласта, являющейся функцией насыщенности нефтью порового пространства,

$$F_H(S) = \frac{\bar{k}_H}{k}$$

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:

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

где q — 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:

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

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:

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

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

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

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

где ΔQ_t — дополнительное извлечение нефти в t -ом году, тыс. тонн;

$C_{\text{б}}$ — себестоимость одной тонны нефти, руб.

Расчет налогов производится по следующей формуле:

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

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

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

где $C_{\text{ост.}t}$ — остаточная стоимость имущества в t -ом году, тыс. руб.;

$N_{\text{им.}}$ — ставка налога на имущество, % (равная 2 %).

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

где

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

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

$A_{\text{МК}}$ — дополнительные амортизационные отчисления, начисленные в k -ом году, тыс. руб.

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

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

где \square_t — коэффициент дисконтирования для текущего года

$$\square_t = (1 + E_{\text{нп}}), \quad (68)$$

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

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

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

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_{cn} , 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_{cn} , 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

11.2. Методические указания по подготовке к лабораторным работам.

Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

11.3. Методические указания по организации самостоятельной работы.

Самостоятельная работа обучающихся заключается в получении заданий (тем) у преподавателя для индивидуального освоения. Преподаватель на занятии дает рекомендации необходимые для освоения материала. В ходе самостоятельной работы обучающиеся должны выполнить типовые расчеты, подготовиться к выполнению экспериментов (исследований) и изучить теоретический материал по разделам. Обучающиеся должны понимать содержание выполненной работы (знать определения понятий, уметь разъяснить значение и смысл любого термина, используемого в работе и т.п.).

Задачами СРС являются:

- систематизация и закрепление полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубление и расширение теоретических знаний;
- формирование умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развитие познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности и организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- развитие исследовательских умений;
- использование материала, собранного и полученного в ходе самостоятельных занятий на семинарах, на практических и лабораторных занятиях, при написании курсовых и выпускной квалификационной работ, для эффективной подготовки к итоговым формам контроля.

1. При подготовке к занятиям необходимо изучить теоретическую часть вопроса данной темы по конспектам лекций, теоретическому материалу, изложенному в методических указаниях к практическим занятиям, и учебнику.

2. Внести дополнения по рассмотренным вопросам в конспекты лекций.

3. Подготовиться к практическому занятию, переписав ход решения задач, и рассмотреть порядок их выполнения. Отметить в конспекте, что непонятно в ходе ее выполнения.

4. Выполнить в тетради для практических работ раздел «самостоятельная работа студентов». Для этого ознакомиться с типовыми задачами и примерами их решения. Отметить, какие вопросы и задачи вызвали затруднения в решении.

Самостоятельная работа студентов один из лучших методов самопроверки усвоения теоретического материала.

5. В случае возникновения затруднений при изучении курса следует подойти к преподавателю на консультацию.

Виды самостоятельной работы студентов:

Работа с книгой. При работе с книгой необходимо подобрать литературу, научиться правильно ее читать, вести записи. Для подбора литературы в библиотеке используются алфавитный и систематический каталоги.

Важно помнить, что рациональные навыки работы с книгой - это всегда большая экономия времени и сил. Правильный подбор учебников рекомендуется преподавателем, читающим лекционный курс. Необходимая литература может быть также указана в методических разработках по данному курсу.

Различают два вида чтения; первичное и вторичное. Первичное - это внимательное, неторопливое чтение, при котором можно остановиться на трудных местах. После него не должно остаться ни одного непонятого слова. Содержание не всегда может быть понятно после первичного чтения.

Задача вторичного чтения – полное усвоение смысла целого (по счету это чтение может быть и не вторым, а третьим или четвертым).

Правила самостоятельной работы с литературой.

Как уже отмечалось, самостоятельная работа с учебниками и книгами (а также самостоятельное теоретическое исследование проблем, обозначенных преподавателем на лекциях) – это важнейшее условие формирования у себя научного способа познания. Основные советы здесь можно свести к следующим:

- Составить перечень книг, с которыми Вам следует познакомиться.
- Сам такой перечень должен быть систематизированным (что необходимо для семинаров, что для экзаменов, что пригодится, а что Вас интересует за рамками официальной учебной деятельности, то есть что может расширить Вашу общую культуру...).
- Обязательно выписывать все выходные данные по каждой книге.
- Разобраться для себя, какие книги (или какие главы книг) следует прочитать более внимательно, а какие – просто просмотреть.
- Естественно, все прочитанные книги, учебники и статьи следует конспектировать, но это не означает, что надо конспектировать «все подряд»: можно выписывать кратко основные идеи автора и иногда приводить наиболее яркие и показательные цитаты (с указанием страниц).

Выделяют четыре основные установки в чтении научного текста:

1. Информационно-поисковый (задача – найти, выделить искомую информацию)
2. Усваивающая (усилия читателя направлены на то, чтобы как можно полнее осознать и запомнить как сами сведения излагаемые автором, так и всю логику его рассуждений)
3. Аналитико-критическая (читатель стремится критически осмыслить материал, проанализировав его, определив свое отношение к нему)
4. Творческая (создает у читателя готовность в том или ином виде – как отправной пункт для своих рассуждений, как образ для действия по аналогии и т.п. – использовать суждения автора, ход его мыслей, результат наблюдения, разработанную методику, дополнить их, подвергнуть новой проверке).

Основные виды систематизированной записи прочитанного:

1. Аннотирование – предельно краткое связное описание просмотренной или прочитанной книги (статьи), ее содержания, источников, характера и назначения;
2. Планирование – краткая логическая организация текста, раскрывающая содержание и структуру изучаемого материала;
3. Тезирование – лаконичное воспроизведение основных утверждений автора без привлечения фактического материала;
4. Цитирование – дословное выписывание из текста выдержек, извлечений, наиболее существенно отражающих ту или иную мысль автора;
5. Конспектирование – краткое и последовательное изложение содержания прочитанного.

Конспект – сложный способ изложения содержания книги или статьи в логической последовательности. Конспект аккумулирует в себе предыдущие виды записи, позволяет всесторонне охватить содержание книги, статьи. Поэтому умение составлять план, тезисы, делать выписки и другие записи определяет и технологию составления конспекта.

Самопроверка. После изучения определенной темы по записям в конспекте и учебнику, а также решения достаточного количества соответствующих задач на практических занятиях и самостоятельно студенту рекомендуется, используя лист опорных сигналов, воспроизвести по памяти определения, выводы формул, формулировки основных положений и доказательств. В случае необходимости нужно еще раз внимательно разобраться в материале.

Консультации. Если в процессе самостоятельной работы над изучением теоретического материала у студента возникают вопросы, разрешить которые самостоятельно не удастся, необходимо обратиться к преподавателю для получения у него разъяснений или указаний. В своих

вопросах студент должен четко выразить, в чем он испытывает затруднения, характер этого затруднения. За консультацией следует обращаться и в случае, если возникнут сомнения в правильности ответов на вопросы самопроверки.

Подготовка к зачету. Вначале следует просмотреть весь материал по сдаваемой дисциплине, отметить для себя трудные вопросы. Обязательно в них разобраться. В заключение еще раз целесообразно повторить основные положения, используя при этом листы опорных сигналов.

Планируемые результаты обучения для формирования компетенции и критерии их оценивания

Дисциплина **Основы проектирования разработки месторождений нефти**

Код, направление подготовки **21.03.01 Нефтегазовое дело**

Направленность **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
ПКС-1 способность осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой про-	ПКС-1.1 Осуществляет выбор и систематизацию информации о технологических процессах нефтегазового производства	Знать (З1): технологии нефтегазового производства	не знает технологии нефтегазового производства	частично знает технологии нефтегазового производства	знает основные технологии нефтегазового производства	знает технологии нефтегазового производства
		Уметь (У1): осуществлять технологические процессы строительства, ремонта оборудования при добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции	не умеет осуществлять технологические процессы строительства, ремонта оборудования при добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции	слабо умеет осуществлять технологические процессы строительства, ремонта оборудования при добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции	умеет осуществлять технологические процессы строительства, ремонта оборудования при добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции	уверенно умеет осуществлять технологические процессы строительства, ремонта оборудования при добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
Профессиональной деятельности		Владеть (В1): методами корректировки технологических процессов при добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции	не владеет методами корректировки технологических процессов при добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции	частично владеет методами корректировки технологических процессов при добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции	владеет методами корректировки технологических процессов при добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции	уверенно владеет методами корректировки технологических процессов при добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции
ПКС-4 Способность осуществлять оперативное сопровождение технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-4.1 Выбор технологических процессов в области нефтегазового дела для организации работы коллектива исполнителей	Знать (З2): данные необходимые для выполнения проектных работ	Не знает данные необходимые для выполнения проектных работ	Частично знает данные необходимые для выполнения проектных работ	Знает основные данные необходимые для выполнения проектных работ	Знает данные необходимые для выполнения проектных работ. Уверенно даёт пояснения
		Уметь (У2): осуществлять сбор, обработку, анализ и систематизацию информации по области выполнения работ	Не умеет осуществлять сбор, обработку, анализ и систематизацию информации по области выполнения работ	Осуществляет частично осуществлять сбор, обработку, анализ и систематизацию информации по области выполнения работ. Испытывает затруднения	Осуществляет частично сбор, обработку, анализ и систематизацию информации по области выполнения работ	Уверенно осуществляет сбор, обработку, анализ и систематизацию информации по области выполнения работ

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
		Владеть (В2): навыками работы с нормативной технической документацией с целью определения необходимых мероприятий по эксплуатации и обслуживанию технологического оборудования	Не владеет навыками работы с нормативной технической документацией с целью определения необходимых мероприятий по эксплуатации и обслуживанию технологического оборудования	Слабо владеет навыками работы с нормативной технической документацией с целью определения необходимых мероприятий по эксплуатации и обслуживанию технологического оборудования. Затрудняется давать пояснения	Владеет навыками работы с нормативной технической документацией с целью определения необходимых мероприятий по эксплуатации и обслуживанию технологического оборудования	Уверенно владеет навыками работы с нормативной технической документацией с целью определения необходимых мероприятий по эксплуатации и обслуживанию технологического оборудования


КАРТА

обеспеченности дисциплины (модуля) учебной и учебно-методической литературой
 Дисциплина **Основы проектирования разработки месторождений нефти**
 Код, направление подготовки **21.03.01 Нефтегазовое дело**
 Направленность **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

№ п/п	Название учебного, учебно-методического издания, автор, издательство, вид издания, год издания	Количество экземпляров в БИК	Контингент обучающихся, использующих указанную литературу	Обеспеченность обучающихся литературой, %	Наличие электронного варианта в ЭБС (+/-)
1	Проектирование и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири. Книга 2. Разработка месторождений. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 2015 с.	Электр. ресурс	100	100	+
2	Неведров, А.В. Основы научных исследований и проектирования : учеб. Пособие. [Электронный ресурс] / А.В. Неведров, А.В. Папин, Е.В. Жбырь. — Электрон. дан. — Кемерово : КузГТУ имени Т.Ф. Горбачева, 2011. — 108 с.	Электр. ресурс	100	100	+
3	Основы нефтегазового дела : учебное пособие / Л.В. Воробьева ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 202 с.	Электр. ресурс	100	100	+

И.о.заведующего кафедрой

«31» 08 2020 г.


 (подпись)

Р.Д. Татлыев

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

на 20_ - 20_ учебный год

В рабочую программу вносятся следующие дополнения (изменения):

Дополнения и изменения внес:

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

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

(наименование кафедры)

Протокол от « ____ » _____ 20__ г. № ____.

И.О. Заведующего кафедрой _____ Р.Д. Татлыев

СОГЛАСОВАНО:

И.о. Заведующего выпускающей кафедрой/

Руководить образовательной программой _____ Р.Д. Татлыев

« ____ » _____ 20__ г.