

**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  
«10» 06 2019 г.

**РАБОЧАЯ ПРОГРАММА**

Наименование дисциплины:

направление подготовки:

направленность:

форма обучения:

**Методы контроля за эксплуатацией ме-  
сторождения**

**21.03.01 Нефтегазовое дело**

**Эксплуатация и обслуживание объектов  
добычи нефти**

**очная/очно-заочная/заочная**

Рабочая программа разработана в соответствии с утвержденным учебным планом от 09.02.2018 г. и требованиями ОПОП ВО по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело», направленность «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» к результатам освоения дисциплины «Методы контроля за эксплуатацией месторождения».

Рабочая программа рассмотрена  
на заседании кафедры Нефтегазовое дело

Протокол № 15 от «6» 06 2019 г.

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ Р.Д. Татлыев

СОГЛАСОВАНО:

и.о. заведующего выпускающей кафедрой \_\_\_\_\_ Р.Д. Татлыев

«6» 06 2019 г.

Рабочую программу разработал:  
доцент кафедры НД, к.э.н. \_\_\_\_\_ Янукян А.П.

## 1. Цели и задачи освоения дисциплины

Целью дисциплины «Методы контроля за эксплуатацией месторождения» является ознакомить студента с теоретическими основами геофизических и гидродинамических методов контроля за эксплуатацией месторождения.

Задачи дисциплины:

- освоение теоретических основ методов контроля за эксплуатацией месторождения;
- ознакомление обучающихся с правилами проектирования разработки месторождений углеводородного сырья;
- изучить виды и содержание технологической и технической документации по эксплуатации нефтегазового оборудования;
- ознакомление с методами исследования технологических процессов, основными этапами и принципами проектирования инновационного технологического оборудования;
- изучение методов обработки промысловых данных с помощью различных программных комплексов.

## 2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина относится к дисциплинам обязательной части, формируемой участниками образовательных отношений.

Необходимыми условиями для освоения дисциплины являются:

**знание:**

- данных необходимых для выполнения проектных работ;
- основных видов и содержания технологической и технической документации по эксплуатации нефтегазового оборудования;
- методов исследования технологических процессов, основных этапов и принципов проектирования инновационного технологического оборудования;
- методов обработки промысловых данных с помощью различных программных комплексов;
- основных положений нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций на разработку месторождения;
- типовой структуры проектного документа на разработку нефтяного месторождения;

**умение:**

- осуществлять сбор, обработку, анализ и систематизацию информации по области выполнения работ;
- интерпретировать геологические карты;
- использовать методические основы исследовательской деятельности для решения задач совершенствования технологического оборудования и реконструкции производства;
- интерпретировать результаты геофизических и гидродинамических исследований;
- обобщать информацию и заносить в бланки документов;
- подготавливать опытные образцы материалов для испытания

**владение:**

- навыками работы с нормативной технической документацией с целью определения необходимых мероприятий по эксплуатации и обслуживанию технологического оборудования;
- навыками составления технических отчетов, обзоров по эксплуатации нефтегазового промышленного оборудования, опираясь на реальную ситуацию;
- исследовательскими методами и средствами совершенствования технологического оборудования и реконструкции производства;

- навыками проектирования производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли;
- навыками критического анализа информации о технологических процессах;
- навыками испытания опытных образцов, узлов нефтегазового оборудования, отработки новых технологических режимов

Содержание дисциплины «Методы контроля за эксплуатацией месторождения» является логическим продолжением содержания дисциплин «Исследование скважин и пластов», «Основы разработки нефтяных и газовых месторождений».

### 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)
<b>ПКС-5</b> Способность оформлять технологическую, техническую, промышленную документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-5.1</b> Выбор видов промышленной документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности	Знать (З1): данные необходимые для выполнения проектных работ
		Уметь (У1): осуществлять сбор, обработку, анализ и систематизацию информации по области выполнения работ
		Владеть (В1): навыками работы с нормативной технической документацией с целью определения необходимых мероприятий по эксплуатации и обслуживанию технологического оборудования
	<b>ПКС-5.3</b> Использует промышленные базы данных, геологические и технические отчеты	Знать (З2): основные виды и содержание технологической и технической документации по эксплуатации нефтегазового оборудования
		Уметь (У2): интерпретировать геологические карты
		Владеть (В2): навыками составления технических отчетов, обзоров по эксплуатации нефтегазопромышленного оборудования, опираясь на реальную ситуацию
<b>ПКС-12</b> Способность выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в	<b>ПКС-12.2</b> – Анализирует и обобщает современный опыт проектирования технологических процессов	Знать (З3): методы исследования технологических процессов, основные этапы и принципы проектирования инновационного технологического оборудования

соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности		Уметь (У3): использовать методические основы исследовательской деятельности для решения задач совершенствования технологического оборудования и реконструкции производства
		Владеть (В3): исследовательскими методами и средствами совершенствования технологического оборудования и реконструкции производства
	<b>ПКС-12.3</b> Использует специализированное программное обеспечение при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Знать (З4): методы обработки промышленных данных с помощью различных программных комплексов
		Уметь (У4): интерпретировать результаты геофизических и гидродинамических исследований Владеть (В4): навыками проектирования производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли
<b>ПК-13</b> Способность выполнять работы по составлению проектной, служебной документации в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-13.1</b> Осуществляет выбор нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций	Знать (З5): основные положения нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций на разработку месторождения
		Уметь (У5): обобщать информацию и заносить в бланки документов
		Владеть (В5): навыками критического анализа информации о технологических процессах
	<b>ПКС-13.2</b> Разрабатывает типовые проектные документы с использованием специализированного программного обеспечения	Знать (З6): типовую структуру проектного документа на разработку нефтяного месторождения
		Уметь (У6): подготовить опытные образцы материалов для испытания
		Владеть (В6): навыками испытания опытных образцов, узлов нефтегазового оборудования, отработки новых технологических режимов

#### 4. Объем дисциплины

Общий объем дисциплины составляет 4 зачетных единицы, 144 часов.

Таблица 4.1.

Форма обучения	Курс, семестр	Аудиторные занятия / контактная работа, час.				Самостоятельная работа, час.	Форма промежуточной аттестации
		Лекции	Практические занятия	Лабораторные занятия	Контроль		
очная	3/6	34	17	-	36	57	экзамен
очно-заочная	4/7	18	18	-	36	72	экзамен
заочная	4/7	8	8		9	119	экзамен

#### 5. Структура и содержание дисциплины

5.1. Структура дисциплины

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

Таблица 5.1.1

№ п/п	Структура дисциплины		Аудиторные занятия, час.			СРС, час.	Всего, час.	Код ИДК	Оценочные средства
	Номер раздела	Наименование раздела	Л.	Пр.	Лаб.				
1	1	Факторы осложняющие разработку нефтяных месторождений	6/2/1	4/4/2	-	14/18/28	24/24/31	ПКС-5.1 ПКС-13.1 ПКС-13.2	Тестирование
2	2	Контроль за разработкой многопластовых месторождений эксплуатируемых горизонтальными скважинами и скважинами с боковым стволом	6/4/1	4/4/2		14/18/28	24/26/31	ПКС-5.1 ПКС-5.3 ПКС-12.2	Тестирование
3	3	Гидродинамические методы по контролю за эксплуатацией месторождения	10/6/2	4/6/2		14/18/31	28/30/35	ПКС-5.1 ПКС-5.3 ПКС-12.2 ПКС-12.3 ПКС-13.1	Задачи, эссе

								ПКС-13.2	
4	4	Геофизические методы по контролю за эксплуатацией месторождения	12/6/4	5/4/2	15/18/32	32/28/38		ПКС-5.1 ПКС-5.3 ПКС-12.2 ПКС-12.3 ПКС-13.1 ПКС-13.2	Эссе
8	Экзамен				36/36/9	36/36/9		ПКС-5.1 ПКС-5.3 ПКС-12.2 ПКС-12.3 ПКС-13.1 ПКС-13.2	Билеты к экзамену
Итого:			34/18/ 8	17/18/ 8	-	93/108/1 28	144/144/ 144		

## 5.2. Содержание дисциплины.

### 5.2.1. Содержание разделов дисциплины (дидактические единицы).

#### **Раздел 1 Факторы осложняющие разработку нефтяных месторождений**

Влияние парафинообразования на разработку месторождения. Распределение температуры по стволу скважины. Контроль за разработкой месторождений с высоким газовым фактором. Аномальные давления и температуры. Контроль за разработкой нефтяных месторождений с низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами

#### **Раздел 2. Контроль за разработкой многопластовых месторождений эксплуатируемых горизонтальными скважинами и скважинами с боковым стволом**

Применение горизонтальных скважин и скважин с боковым стволом для выработки запасов нефти. Расчет дебитов горизонтальных и многозабойных скважин. Выбор сетки размещения скважин. Распределение давления по горизонтальному стволу скважины.

#### **Раздел 3. Гидродинамические методы по контролю за эксплуатацией месторождения**

Область применения гидродинамических моделей для различных типов коллекторов. Приборы и оборудование для исследования скважин. Оборудование для спуска приборов в скважину. Исследования на установившихся режимах фильтрации; общие понятия; методика проведения. Формы индикаторных кривых. Исследования на неустановившихся режимах фильтрации

#### **Раздел 4. Геофизические методы по контролю за эксплуатацией месторождения**

Метод временных замеров кажущихся сопротивлений и метод двух растворов. Метод «каротаж – воздействие – каротаж». Определение искривления ствола скважины. Электрическое поле и установка для измерения удельных сопротивлений горных пород. Теоретические основы каротажа самопроизвольной поляризации (пс). Микрокаротаж. Электрический каротаж установками с фокусировкой поля. Индукционный каротаж. Ядерно-магнитный каротаж. Элементы естественного и искусственного полей радиоактивности в горных породах. Физические основы методов акустического каротажа.

### 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/ ЗФО	
1	1	6/2/1	Факторы осложняющие разработку нефтяных месторождений
2	2	6/4/1	Контроль за разработкой многопластовых месторождений эксплуатируемых горизонтальными скважинами и скважинами с боковым стволом
3	3	10/6/2	Гидродинамические методы по контролю за эксплуатацией месторождения
4	4	12/6/4	Геофизические методы по контролю за эксплуатацией месторождения
Итого:		34/18/8	

### Практические занятия

Таблица 5.2.2

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема практического занятия
		ОФО/ ОЗФО/ ЗФО	
1	1	4/4/2	Распределение температуры по глубине добывающей скважины
2	2	4/4/2	Расчет ожидаемого дебита группы скважин с боковым стволом
3	3	4/6/2	Определение параметров пласта по КВД без учета дополнительного притока жидкости
4	4	3/2/1	Изучение объекта исследования и влияние окружающей среды на форму и значения кривых ГИС
5	4	2/2/1	Интерпретация каротажа самопроизвольной поляризации
Итого:		17/18/8	

### 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/ ЗФО		
1	1	14/18/28	Самостоятельное решение задач по теме «Распределение температуры по глубине добывающей скважины»	Подготовка к практическим занятиям
2	2	14/18/28	Самостоятельное решение задач по теме «Расчет ожидаемого дебита группы скважин с боковым	Подготовка к практическим занятиям

			стволом»	
3	3	14/18/31	Самостоятельное решение задач по теме «Определение параметров пласта по КВД без учета дополнительного притока жидкости»	Подготовка к практическим занятиям
4	4	15/18/32	Подготовка отчетов по темам: «Изучение объекта исследования и влияние окружающей среды на форму и значения кривых ГИС»; «Интерпретация каротажа самопроизвольной поляризации»	Подготовка к практическим занятиям
Экзамен		36/36/9		
Итого:		93/108/128		

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

- лекции: лекция – визуализация с использованием мультимедийного материала; лекция проблемного характера; лекция – беседа;
- практические работы: работа в парах; индивидуальная работа; работа в группах; разбор практических ситуаций.

## 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
<b>ВСЕГО</b>		<b>100</b>

## 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:

– Электронная библиотечная система Elib, полнотекстовая база данных ТИУ, <http://elib.tsogu.ru/> (дата обращения 30.08.19)

– Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU, <http://elibrary.ru/> (дата обращения 30.08.19)

– Профессиональные справочные системы. Национальный центр распространения информации ЕЭК ООН. – Режим доступа: <http://www.cntd.ru> (дата обращения: 29.08.2019).

– Справочно-правовая система КонсультантПлюс. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 29.08.2019).

– Система поддержки учебного процесса «Educon»;

– ЭБС «Издательства Лань», Гражданско-правовой договор №885-18 от 07.08.2018 г. на оказание услуг по предоставлению доступа к ЭБС между ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и ООО «Издательство Лань» (до 31.08.2020 г.);

– ЭБС «Электронного издательства ЮРАЙТ», Гражданско-правовой договор № 884-18 от 08.08.2018 г. на оказание услуг по предоставлению доступа к ЭБС между ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и ООО «Электронное издательство ЮРАЙТ» (до 31.08.2020 г.);

– ЭБС «Проспект», Гражданско-правовой договор № 882-18 от 09.08.2018 г. на предоставление доступа к электронно-библиотечной системе между ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и ООО «ПРОСПЕКТ»;

– Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина;

– Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО УГТУ (г. Ухта).

9.3. Лицензионное и свободно распространяемое программное обеспечение, в т.ч. отечественного производства: Windows 8 (Лицензионное соглашение №8686341), Microsoft Office Professional Plus (Договор №1120-18 от 03 августа 2018 г.).

9.4 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	стенд контроля динамографов СКД-1;	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть

2	установка насыщения образцов керна; газо-волюметрический пикнометр «Поромер»;	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
3	стенд контроля уровнемеров СКУ-1;	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
4	стенд с глубинными геофизическими приборами;	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть

## 11. Методические указания по организации СРС

### 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. Порядок выполнения типовых расчетов изложены в следующих методических указаниях:

### 1. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО ГЛУБИНЕ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

Рассчитать распределение температуры по глубине добывающей скважины и построить график распределения температур.

Исходные данные:

Пласт БС<sub>10</sub><sup>0</sup>

Куст № 153 скважина № 1285

Скважина вертикальная.

$H_{кп}$  - глубина кровли пласта  $H_{кп} = 2386\text{м}$

$T_{пл}$  - пластовая температура  $T_{пл} = 78\text{ }^{\circ}\text{C}$

$d_{вн}$  - диаметр подъемника (подъемник спущен до кровли продуктивного горизонта)  $d_{вн} = 0,073\text{ м}$

$Q_M$  массовый дебит жидкости  $Q_M = 21\text{ т/сут}$

$V$  — обводненность пласта  $V = 45,3\text{ \%}$

$\rho_n$  плотность нефти  $\rho_n = 796\text{ кг/м}^3$

$h$ —шаг проходки  $h=200\text{м}$

1. Определяем распределение температуры по зависимости

$$tf(h) = t_{пл} * \frac{1 - S_t * h}{d * \cos \alpha} \quad (1.1)$$

Зависимость критерия Статона от массового дебита скважины можно записать в следующем виде

$$S_t = \frac{1,763 * 10^{-4}}{\ln(Q_m + 40)} - 0,202 * 10^{-4} \quad (1.2)$$

$$S_t = \frac{1,763 * 10^{-4}}{\ln(21 + 40)} - 0,202 * 10^{-4} = 0,22 * 10^{-4}$$

2. Из литературы И.Т. Мищенко «Расчет добычи нефти» выбираем по графику зависимость критерия Статона от массового дебита скважин

$$S_t = 0,38 * 10^{-4}, \text{ для } h = 200 \text{ м}$$

$$T_{200} = 78 * \left( 1 - 0,38 * 10^{-4} * \frac{200}{0,073} * 1 \right) = 69,8^{\circ} \text{C} \quad (1.3)$$

3. Вычисляем распределение температуры по глубине скважины по формуле

$$T(H) = T_{пл} - (H_{кп} - H) * \frac{0,0034 + 0,79 * \omega * \cos \alpha}{10 \frac{q}{20d^{2,67}}} \quad (1.4)$$

4. Рассчитываем геотермический градиент для следующих условий:

$$T_{пл} = 351 \text{ К}$$

$$H_{кп} = 2386 \text{ м}$$

$$T_{нс} = 279 \text{ К}$$

$$H_{нс} = 30 \quad \alpha = 0^{\circ}$$

где  $T_{нс}$  - температура нейтрального слоя

$H_{нс}$  - глубина нейтрального слоя.

$$\omega = \frac{T_{пл} - T_{нс}}{(H_{кп} - H_{нс}) * \cos \alpha} \quad (1.5)$$

$$\omega = \frac{351 - 279}{(2386 - 30) * 1} = 0,03 \text{ градус/м}$$

5. Чтобы установить распределение температуры по формуле рассчитываем предварительно  $q$  по формуле при неизвестном массовом дебите скважины  $Q_m$  и известной плотности нефти в стандартных условиях  $\rho_{нд}$  дебит жидкости  $q$  рассчитываем так:

$$q = \frac{Q_m}{86.4 * \rho_{нд}} \quad (1.6)$$

$$q = \frac{21}{86,4 * 796} = 3,8 * 10^{-4} \text{ м}^3 / \text{с}$$

6. Вычисляем распределение температуры через каждые 200 м проходки:

$$T_{200} = 351 - (2386 - 200) * \frac{0,0034 + 0,79 * 0,03 * 1}{\frac{3,8 * 10^{-4}}{10^{21 * 0,073^{2,67}}}} = 18,8^{\circ} \text{C}$$

$$T_{400} = 351 - (2386 - 400) * \frac{0,0034 + 0,79 * 0,03 * 1}{\frac{3,8 * 10^{-4}}{10^{21 * 0,073^{2,67}}}} = 24,2^{\circ} \text{C}$$

$$T_{600} = 351 - (2386 - 600) * \frac{0,0034 + 0,79 * 0,03 * 1}{\frac{3,8 * 10^{-4}}{10^{21 * 0,073^{2,67}}}} = 29,6^{\circ} \text{C}$$

$$T_{800} = 351 - (2386 - 800) * \frac{0,0034 + 0,79 * 0,03 * 1}{\frac{3,8 * 10^{-4}}{10^{21 * 0,073^{2,67}}}} = 35^{\circ} \text{C}$$

$$T_{1000} = 351 - (2386 - 1000) * \frac{0,0034 + 0,79 * 0,03 * 1}{\frac{3,8 * 10^{-4}}{10^{21 * 0,073^{2,67}}}} = 40,4^{\circ} \text{C}$$

$$T_{1200} = 351 - (2386 - 1200) * \frac{0,0034 + 0,79 * 0,03 * 1}{\frac{3,8 * 10^{-4}}{10^{21 * 0,073^{2,67}}}} = 45,8^{\circ} \text{C}$$

$$T_{1400} = 351 - (2386 - 1400) * \frac{0,0034 + 0,79 * 0,03 * 1}{\frac{3,8 * 10^{-4}}{10^{21 * 0,073^{2,67}}}} = 51,2^{\circ} \text{C}$$

$$T_{1600} = 351 - (2386 - 1600) * \frac{0,0034 + 0,79 * 0,03 * 1}{\frac{3,8 * 10^{-4}}{10^{21 * 0,073^{2,67}}}} = 56,6^{\circ} \text{C}$$

$$T_{1800} = 351 - (2386 - 1800) * \frac{0,0034 + 0,79 * 0,03 * 1}{\frac{3,8 * 10^{-4}}{10^{21 * 0,073^{2,67}}}} = 62^{\circ} \text{C}$$

$$T_{2000} = 351 - (2386 - 2000) * \frac{0,0034 + 0,79 * 0,03 * 1}{\frac{3,8 * 10^{-4}}{10^{21 * 0,073^{2,67}}}} = 67,4^{\circ} \text{C}$$

$$T_{2200} = 351 - (2386 - 2200) * \frac{0,0034 + 0,79 * 0,03 * 1}{\frac{3,8 * 10^{-4}}{10^{21 * 0,073^{2,67}}}} = 72,8^{\circ} \text{C}$$

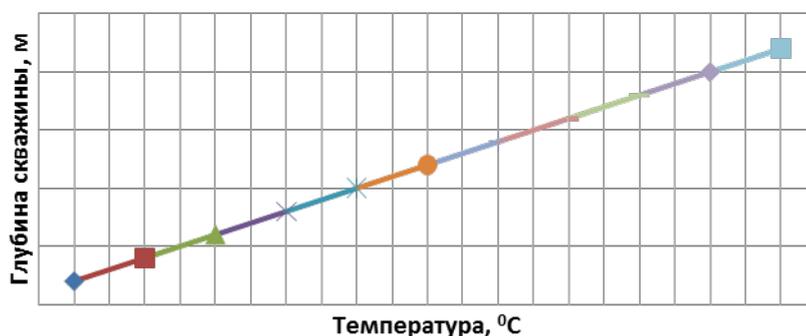


Рисунок 1.1 – График распределения температур

Таблица 1.1 - Исходные данные для самостоятельного решения

Данные	Вариант1	Вариант2	Вариант3	Вариант4	Вариант5
глубина кровли пласт	2200м	2200м	2200м	2200м	2200м
пластовая температура	76 °С	80 °С	65 °С	60 °С	72 °С
диаметр подъемника (подъемник спущен до кровли продуктивного горизонта)	0,073 м				
массовый дебит жидкости	58 т/сут	120 т/сут	17 т/сут	84 т/сут	200 т/сут
обводненность пласта	75,3 %	35,8 %	54,2 %	70,3 %	31,4 %
плотность нефти	790 кг/м <sup>3</sup>	810 кг/м <sup>3</sup>	840 кг/м <sup>3</sup>	780 кг/м <sup>3</sup>	800 кг/м <sup>3</sup>
шаг проходки	100м	200м	100м	200м	100м

## 2. РАСЧЕТ ОЖИДАЕМОГО ДЕБИТА ГРУППЫ СКВАЖИН С БОКОВЫМ СТВОЛОМ

Таблица 2.1 – Исходные данные для расчета

Показатель	Значение
Число добывающих скважин рассматриваемого участка	5
Среднее число добывающих скважин на одну нагнетательную	4
Число работающих скважин рассматриваемого участка	5
Коэффициент приемистости одной нагнетательной скважины, т/сут·МПа	21
Коэффициент продуктивности бокового ствола, т/(сут·МПа)	2,5
Коэффициент продуктивности <i>i</i> -той скважины (одинаковые значения для всех скважин), т/(сут·МПа)	1,8

Забойное давление $i$ -той скважины (одинаковые значения для всех скважин), МПа	12
Забойное давление нагнетательных скважин, МПа	32
Радиус контура питания, м	1500
Радиус скважины, м	0,1
Длина ствола, м	1.450
	2.300
	3.600
	4. 1000
Толщина пласта, м	39,6
Расстояние от середины пласта до оси горизонтальной скважины, м	5
Средняя толщина глинистых прослоев в нефтенасыщенном интервале пласта, м	3,2
Пористость коллекторов, доли ед.	0,23
Вскрытая боковым стволом нефтенасыщенная толщина, м	9
Плотность сетки скважин, м <sup>2</sup> /скв	37,1*10 <sup>4</sup>
Средняя нефтенасыщенность на участке, доли ед.	0,57
Дебит по жидкости бокового ствола, т/сут	230
Средний дебит по жидкости окружающих скважин, т/сут	80
Абсолютная глубина залегания пласта, м	2320
Средняя обводненность продукции скважин, %	69,3
Средние балансовые запасы на одну скважину участка, т	1189
Горизонтальная проницаемость, мкм <sup>2</sup>	35·10 <sup>-3</sup>
Вертикальная проницаемость, мкм <sup>2</sup>	7·10 <sup>-3</sup>
Коэффициент собственной поляризации нефтенасыщенных пород	0,7

### Методические рекомендации по решению задачи

Проведем расчет, принимая длину ствола  $L$ , равной 450 м.

Суточная добыча жидкости из участка скважин, включающего скважину с боковым стволом и скважины ближайшего ее окружения, до и после ввода в эксплуатацию бокового ствола, выражается соотношениями:

$$Q_0 = \frac{P_H - P_{ЭС}}{m_1 K_Э + \frac{m}{m_0} K_H}; \quad Q_1 = \frac{P_H - P_{ЭС}}{(m-1)K_Э' + \frac{m}{m_0} K_H}; \quad (2.1)$$

где  $Q_0, Q_1$  - суточная добыча жидкости по участку, состоящему из  $m$  добывающих скважин, т/сут;

$m$  - число добывающих скважин рассматриваемого участка;

$m_0$  - среднее число добывающих скважин на одну нагнетательную;

$m_1$  - число работающих скважин рассматриваемого участка;

$P_H, P_{ЭС}$  - средние забойные давления в нагнетательных и добывающих скважинах, МПа;

$K_{НС}, K_{ЭС}$  - коэффициент приемистости одной нагнетательной скважины и коэффициент продуктивности добывающей скважины, соответственно, в исследуемом районе пласта, т/(сут·МПа);

$K_Э, K'_Э$  - средний коэффициент продуктивности добывающих скважин до и после ввода в эксплуатацию бокового ствола, т/(сут·МПа);

$K_б$  - коэффициент продуктивности бокового ствола, т/(сут·МПа).

Средние значения забойного давления и продуктивности эксплуатационных скважин рассчитываются по формуле:

$$P_{ЭС} = \frac{\sum_{i=1}^m k_i P_{Эi}}{\sum_{i=1}^m k_i}, \quad K_Э = \frac{\sum_{i=1}^m k_i}{m}, \quad (2.2)$$

где  $k_i$  и  $P_{Эi}$  - значения продуктивности и забойного давления  $i$ -ой скважины.

Для оценочных расчетов можно принять значения продуктивностей и забойных давлений в добывающих скважинах одинаковыми.

$$P_{ЭС} = 12 \text{ МПа,}$$

$$K_Э = 1,8 \text{ т/(сут·МПа).}$$

$$Q_0 = \frac{32-12}{\frac{1}{5-1,8} + \frac{1}{\frac{5}{4} \cdot 21}} = 134 \text{ т/сут,}$$

$$Q_1 = \frac{32-12}{(\frac{5-1}{5-1}) \cdot 1,8 + 2,5 + \frac{1}{\frac{5}{4} \cdot 21}} = 142 \text{ т/сут.}$$

Полагая равными продуктивности до и после ввода бокового ствола, прирост суточной добычи рассматриваемого участка выражается соотношением:

$$\frac{Q_1}{Q_0} = \frac{\frac{1}{m_1} + \frac{1}{m_0} \gamma}{\frac{1}{m-1+\alpha} + \frac{1}{m_0} \gamma}, \quad (2.3)$$

$$\text{где } \alpha = \frac{K_б}{K_Э} = \frac{2,5}{1,8} = 1,38$$

$$\gamma = \frac{K_H}{K_3} = \frac{21}{1,8} = 11,6$$

$m_1 = m$  – если скважина до ввода бокового ствола работала;

$m_1 = m - 1$  – если скважина простаивала.

В данном случае, до ввода бокового ствола скважина простаивала, поэтому принимаем  $m_1 = 4$ .

Дебит добывающей скважины с боковым стволом  $q_v$  и ее окружения равен:

$$q_v = \frac{Q_1 \alpha}{m - 1 + \alpha},$$

$$q_i = \frac{Q_1}{m - 1 + \alpha}, \quad (2.4)$$

Зависимость коэффициента  $\alpha$  от типа бокового ствола (*горизонтального*) выглядит следующим образом:

$$\alpha = \frac{\ln R_{np} - \ln r_c}{\ln \left[ \frac{\alpha + \sqrt{\alpha^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \left[ \frac{\beta h}{2r_c} \right]} \quad (2.5)$$

где  $R_{np}$  – радиус контура питания, м;

$r_c$  – радиус скважины, м;

$L$  – длина ствола, м;

$H$  – толщина пласта, м.

$$\alpha = \frac{L}{2} \left[ \frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \frac{16}{\left(\frac{L}{r_c}\right)^4}} \right]^{\frac{1}{2}} = \frac{450}{2} \left[ \frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \frac{16}{\left(\frac{450}{0,1}\right)^4}} \right]^{\frac{1}{2}} = 225,45$$

$$\beta = \sqrt{\frac{K_r}{K_e}} = \sqrt{\frac{35 \cdot 10^{-15}}{7 \cdot 10^{-15}}} = 2,23,$$

где  $K_e, K_r$  – горизонтальная и вертикальная проницаемости, мкм<sup>2</sup>;

$b$  – расстояние от середины пласта до оси горизонтальной скважины, м.

$$\alpha = \frac{\ln 1500 + \ln 0,1}{\ln \left[ \frac{225,45 + \sqrt{225,45^2 - \frac{450^2}{2}}}{\frac{450}{2}} \right] + \frac{2,23 \cdot 39,6}{450} \ln \left[ \frac{2,23 \cdot 39,6}{2 \cdot 0,1} \right]} = 2,25.$$

Оценка добывных возможностей скважин с боковыми стволами, вскрывающими пласт в зоне с активными подошвенными водами или в подгазовых зонах, требует учета не только возможности увеличения коэффициента продуктивности за счет применения горизонтальных стволов, но и изменения предельной депрессии на пласт.

В этом случае величина  $\alpha$  в соотношении принимает вид:

$$\alpha' = \alpha \frac{P' - P_{\text{пл}}}{P_3 - P_{\text{пл}}} = \alpha \frac{\Delta P'_3}{\Delta P_3}, \quad (2.6)$$

где  $\Delta P'_3$  - предельно допустимая депрессия на пласт, исключая прорыв воды или газа из ниже- и вышележащих горизонтов, МПа;

$\Delta P_3$  - средняя депрессия на пласт по соседним скважинам участка, МПа.

$$\alpha' = 2,25 \frac{\Delta P'_3}{\Delta P_3} = 2,25 \frac{12}{10} = 2,7$$

Тогда:

$$\frac{Q_1}{Q_0} = \frac{\frac{1}{m_1} + \frac{1}{m_0}}{\frac{1}{m-1+\alpha} + \frac{1}{m_0}} = \frac{\frac{1}{4} + \frac{1}{4^{11,6}}}{\frac{1}{5-1+2,7} + \frac{1}{4^{11,6}}} = 1,43,$$

$$q_v = \frac{Q_1 \alpha}{m-1+\alpha} = \frac{142 \cdot 2,7}{5-1+2,7} = 36,4 \text{ т/сут},$$

$$q_i = \frac{Q_1}{m-1+\alpha} = \frac{142}{5-1+2,7} = 21,2 \text{ т/сут}.$$

Одним из основных показателей эффективности ввода боковых стволов является дополнительная добыча нефти за счет повышения нефтеотдачи на участке пласта. Повышение нефтеотдачи залежей в основном обусловлено тремя факторами:

- увеличением линейной скорости фильтрации за счет дополнительного отбора жидкости и приближения забоя добывающих скважин к зоне нагнетания воды;
- изменением фильтрационных потоков, ведущих к подключению к активной разработке застойных зон пласта;
- дополнительной упругопластической деформацией пород в новых депрессионных зонах, приводящей к изменению соотношения вода-нефть в поровом пространстве коллекторов.

Действие этих факторов ведет к уменьшению остаточной нефтенасыщенности пласта. Их вклад в дополнительную добычу нефти определяется особенностями геологического строения участка воздействия, состоянием его разработки и характером выработки запасов.

Оценка минимальной величины дополнительной добычи нефти за счет повышения нефтеотдачи пласта производится по эмпирической формуле, полученной на основании анализа режимов эксплуатации боковых стволов, уплотняющего фонда скважин, различных лабораторных и промысловых исследований.

$$\Delta Q_H = K_{\text{п}} h_{\text{п}} \nu \rho (K_H - 0,3) \lg \left( 2,3 \frac{q_{\text{ж.ств}}}{q_{\text{ж.окр}}} \right) +$$

$$+ \left\{ 0,33 K_{\Pi} h_H \rho \left[ A + (K_H - 0,3) (a - v \lg(a_1 - v_1 a_{\text{пс}} + c_1 a_{\text{пс}}^2)) \right] \right\} \frac{59,4}{H}, \quad (2.7)$$

где  $\Delta Q_H$  - дополнительная добыча нефти за счет повышения нефтеотдачи пласта, т/сут;

$K_{\Pi}$  - пористость коллекторов, доли ед.;

$h_H$  - вскрытая боковым стволом нефтенасыщенная толщина, м;

$\rho$  - плотность сетки скважин, м<sup>2</sup>;

$K_H$  - средняя нефтенасыщенность на участке, доли ед.;

$g_{\text{ж.ств.}}$  - дебит по жидкости бокового ствола, т/сут;

$g_{\text{ж.окр.}}$  - средний дебит по жидкости окружающих скважин, т/сут;

$\alpha_{\text{ПС}}$  - коэффициент собственной поляризации нефтенасыщенных пород;

$H$  - абсолютная глубина залегания пласта, м;

$A, a, v$  - коэффициенты, численные значения которых приведены в таблице 5.7.3.2.

$$\begin{aligned} \Delta Q_H &= 0,23 \cdot 9 \cdot 0,271 \cdot 37,1 \cdot 10^4 (0,57 - 0,3) \lg \left( 2,3 \frac{230}{80} \right) + \\ &+ \\ &\left\{ 0,33 \cdot 0,23 \cdot 9 \cdot 37,1 \cdot 10^4 \left[ 0,23 + (0,57 - 0,3) (0,299 - 0,271 \lg(0,134 - -1,075 \cdot 0,7 + 2,56 \cdot 0,7^2)) \right] \right\} \frac{59,4}{39,6} \\ &= 17 \cdot 10^4 \text{ т.} \end{aligned}$$

Обводненность продукции скважины с боковым стволом в начальный период ее эксплуатации рассчитывается по формуле:

$$S' = 1 - (1 - S) \left\{ 1 + \frac{K_H \Delta Q_H}{Q_{\text{бал}}(1 - K_{\text{он}})} \right\}^{3,5}, \quad (2.8)$$

где,  $S'$  - обводненность продукции скважины с боковым стволом;

$S$  - средняя обводненность продукции скважин на участке, до бурения бокового ствола;

$Q_{\text{бал}}$  - средние балансовые запасы на одну скважину участка, т.;

$$\begin{aligned} K_{\text{он}} &= A + (K_H - 0,3) (a - b \lg(a_1 - v_1 a_{\text{пс}} + c_1 a_{\text{пс}}^2)) = 0,23 + (0,57 - \\ &- 0,3) (0,299 - 5 \lg(0,134 - 1,075 \cdot 0,7 + 2,56 \cdot 0,7^2)) = 0,58 \end{aligned}$$

$$S' = 1 - (1 - 0,693) \left\{ 1 + \frac{0,57 \cdot 17}{1189(1 - 0,58)} \right\}^{3,5} = 0,692 = 69,2\%$$

Таблица 2.2 – Результаты расчетов ожидаемого дебита работы скважины с боковым стволом

Длина ствола L, м	300	450	600	1000
Прирост суточной добычи рассматриваемой группы скважин $\Delta Q$ , т	1,15	1,43	2,85	3,16

Дебит одной окружающей добывающей скважины $q_i$ , т/сут	25,6	21,2	4,5	2,85
Дебит скважины с БС $q_v$ , т/сут	29,1	36,4	124	131
Суммарный дебит группы скважин, т/сут	131,5	121,2	142	142,4

### Исходные данные для самостоятельного решения

Показатель	Вариант1	Вариант2	Вариант3	Вариант4
Число добывающих скважин рассматриваемого участка	4	4	4	4
Среднее число добывающих скважин на одну нагнетательную	2	2	1	1
Число работающих скважин рассматриваемого участка	6	6	5	5
Коэффициент приемистости одной нагнетательной скважины, т/сут·МПа	216	123	47	122
Коэффициент продуктивности бокового ствола, т/(сут·МПа)	2,5	7,5	12,5	26,4
Коэффициент продуктивности $i$ -той скважины (одинаковые значения для всех скважин), т/(сут·МПа)	1,8	4,8	6,8	15,8
Забойное давление $i$ -той скважины (одинаковые значения для всех скважин), МПа	22	24	19	21
Забойное давление нагнетательных скважин, МПа	32	29	31	30
Радиус контура питания, м	1500	900	1200	1400
Радиус скважины, м	0,1	0,1	0,1	0,1
Длина ствола, м	1. 480 2. 700 3. 900 4. 3000	1. 480 2. 700 3. 450 4. 1000	1. 460 2. 780 3. 870 4. 1000	1. 670 2. 700 3. 560 4. 1200
Толщина пласта, м	9,6	12,1	9,8	15,1
Расстояние от середины пласта до оси горизонтальной скважины, м	5	7	3	6
Средняя толщина глинистых прослоев в нефтенасыщенном интервале пласта, м	3,2	3,2	3,2	3,2
Пористость коллекторов, доли ед.	0,23	0,23	0,23	0,23
Вскрытая боковым стволом нефтенасыщенная толщина, м	9	9	9	9

Плотность сетки скважин, м <sup>2</sup> /скв	37,1*10 <sup>4</sup>	37,1*10 <sup>4</sup>	37,1*10 <sup>4</sup>	37,1*10 <sup>4</sup>
Средняя нефтенасыщенность на участке, доли ед.	0,57	0,56	0,67	0,77
Дебит по жидкости бокового ствола, т/сут	230	270	200	300
Средний дебит по жидкости окружающих скважин, т/сут	80	60	55	17
Абсолютная глубина залегания пласта, м	2320	2320	2320	2320
Средние балансовые запасы на одну скважину участка, т	1189	1889	1989	2100
Горизонтальная проницаемость, мкм <sup>2</sup>	35·10 <sup>-3</sup>	35·10 <sup>-3</sup>	35·10 <sup>-3</sup>	35·10 <sup>-3</sup>
Вертикальная проницаемость, мкм <sup>2</sup>	17·10 <sup>-3</sup>	84·10 <sup>-3</sup>	27·10 <sup>-3</sup>	49·10 <sup>-3</sup>
Коэффициент собственной поляризации нефтенасыщенных пород	0,75	0,64	0,66	0,71

### 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПО КВД БЕЗ УЧЕТА ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРИТОКА ЖИДКОСТИ

Наиболее точные результаты обработки К.В.Д. без учета дополнительного притока в ствол скважины можно получить при условии, что до момента изменения режима эксплуатации скважины (в частности, остановки) ее дебит оставался неизменным в течение длительного периода, в 10 раз и более превышающего время регистрации К.В.Д. Кроме того, есть основания считать дополнительный приток незначительным. Это условие практически соблюдается в добывающих скважинах с высоким затрубным давлением и незначительным объемом газа в затрубном пространстве, а также в нагнетательных скважинах, весь ствол которых в период исследования остается заполненным водой.

Обработка данных исследования осуществляется в следующем порядке.

1. По результатам регистрации изменения забойного давления ( $\Delta p$ ) глубинным манометром или дифманометром во времени ( $t$ ) строится график зависимости  $\Delta p(\ell gt)$ .

2. Прямолинейный участок графика экстраполируется (продолжается) до пересечения с осью ординат, определяется отрезок  $A$ , отсекаемый на оси ординат, и уклон  $i$  прямолинейного участка К. В. Д.

3. Определяют гидропроводность

$$\varepsilon = \frac{10^{-3} \cdot 2,12 \cdot qb}{i\rho_n} \quad (3.1)$$

Предполагается, что объемный коэффициент нефти  $b$  и плотность дегазированной нефти  $\rho_n$

известны по данным лабораторных определений.

4. Определяют проницаемость пласта

$$k = \mu \varepsilon / h, \quad (3.2)$$

если известны  $\mu$  и  $h$ .

5. Определяют приведенный радиус скважины:

$$r_{np} = \sqrt{\frac{2,25 \chi}{10^{A/i}}}, \quad (3.3)$$

для чего необходимо предварительно найти параметр  $\chi$  по известным значениям пористости  $m$ , сжимаемости пласта  $\beta_c$  и жидкости  $\beta_{ж}$  или на основании исследований пласта методом гидропрослушивания

$$\chi = \frac{10^{-3} \kappa}{\mu(m\beta_{ж} + \beta)_c} \quad (3.4)$$

6. Определяют коэффициент гидродинамического совершенства скважины

$$\alpha = \frac{\lg \sigma_{cp/r_c}}{\lg \sigma_{cp} / r_{np}}, \quad (3.5)$$

где  $\sigma_{cp}$  – половина среднего расстояния между исследуемой скважиной и соседними.

7. Определяем коэффициент продуктивности скважины, т/(сут·МПа):

$$K = \frac{236 \varepsilon \rho_{нов}}{b \lg \sigma_{cp/r_{np}}} \quad (3.6)$$

Определим гидропроводность и проницаемость пласта в районе нефтяной фонтанной скважины, приведенный радиус, коэффициент совершенства и коэффициент продуктивности при следующих исходных данных:  $b=1,1$ ;  $\rho_{нов} = 0,86$  т/м<sup>3</sup>;  $\mu_n=4,5$  мПа·с;  $h=8$  м;  $m = 0,2$ ;  $\beta_n=9,42 \cdot 10^{-4}$  1/МПа;  $\beta_c = 3,6 \cdot 10^{-4}$  1/МПа;  $r_c=0,15$  м;  $\sigma_{cp}=150$  м. Кривая восстановления давления регистрировалась после остановки скважин. Дебит скважины до остановки составлял 70 т/сут. Известно, что в пласте движется однофазная нефть.

Данные исследований скважины приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1 – Данные исследования скважины

Время с момента остановки t,с	lg t	P <sub>заб</sub> МПа	Время с момента остановки t,с	lg t	P <sub>заб</sub> МПа
60	1,78	0,041	4800	3,68	0,595

120	2,08	0,082	5400	3,73	0,598
180	2,26	0,147	6000	3,78	0,605
300	2,48	0,231	6600	3,82	0,607
600	2,78	0,352	7200	3,86	0,608
1200	3,08	0,495	7 800	3,89	0,61
1800	3,255	0,530	8400	3,92	0,612
2400	3,38	0,56	9000	3,95	0,615
3000	3,48	0,575	9600	3,98	0,618
3600	3,56	0,58	10200	4,01	0,62
4200	3,62	0,59	10800	4,03	0,621

Определяем значение  $\lg t$  и строим кривую восстановления давления в координатах  $\Delta p / \lg t$  (рис. 3.1, а). На рис. 3.1,б для сопоставления приведена та же кривая в обычных координатах  $\Delta p / t$ .

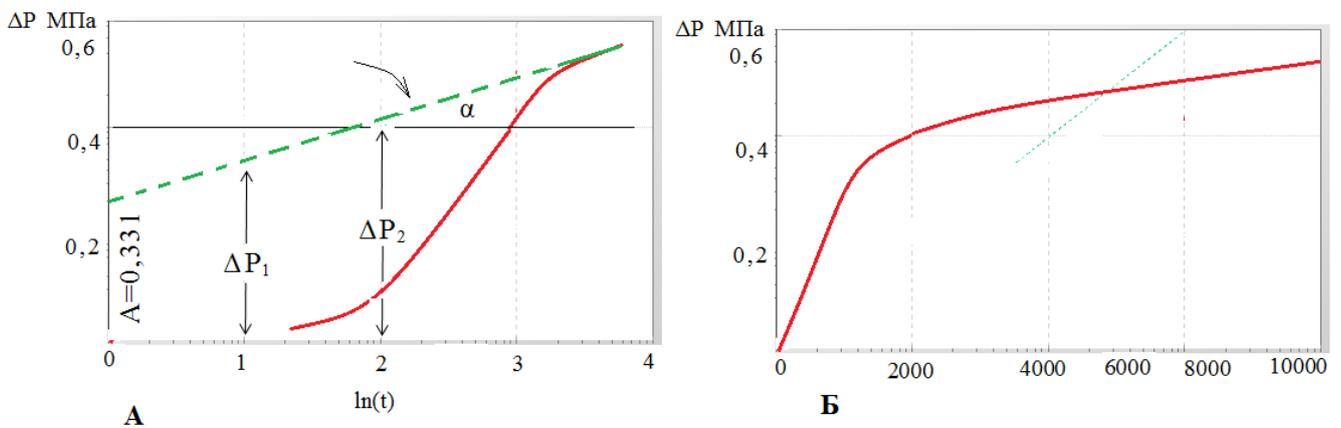


Рисунок 3.1 –Пример обработки К. В. Д. по нефтяной скважине

2. Экстраполируем прямолинейный участок кривой до пересечения с осью ординат и определяем  $A$  ( $A = 0,331$ ).

Для оценки  $i$  зададимся значениями:  $\lg t_1 = 1$   $\lg t_2 = 2$ .

Им соответствуют депрессии:  $\Delta p_1 = 0,403$ ;  $\Delta p_2 = 0,475$ .

Тогда:

1. Уклон  $l$  прямолинейного участка К. В. Д.

$$l = \frac{0,475 - 0,403}{2 - 1} = 0,072$$

2. Гидропроводность

$$\varepsilon = \frac{10^{-3} \cdot 2,12 \cdot 1,1 \cdot 1,1 \cdot 70}{0,072 \cdot 0,86} = 2,64 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{МПа} \cdot \text{с}}$$

3 Проницаемость пласта

$$k = \frac{2,64 \cdot 4,5}{8} = 1,48 \text{ мкм}^2$$

3. Коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{10^{-3} \cdot 1,48}{4,5(0,2 \cdot 9,42 \cdot 10^{-4} + 3,6 \cdot 10^{-4})} \approx 0,6 \text{ м}^2/\text{с}$$

6. Приведенный радиус скважины

$$r_{np} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot 0,6}{10 \cdot 0,331/0,072}} = 5,83 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

7. Коэффициент гидродинамического совершенства скважины

$$\alpha = \frac{\lg 150/015}{\lg 150/(0,588 \cdot 10^{-3})} = 0,68$$

8. Коэффициент продуктивности скважины

$$K = \frac{236 \cdot 0,86 \cdot 2,64}{1,1 \cdot \lg 15000 / 0,588 \cdot 10^{-3}} = 10,5 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$$

В приведенном примере рассматривается случай фильтрации однофазной нефти.

Если в пласте имеется связанная вода, то полученное в расчете значение  $k$  характеризует величину его фазовой проницаемости для нефти, соответствующую начальной нефтенасыщенности. Она может отличаться от физической проницаемости. Соответственно и определяемая величина  $\varepsilon$  характеризует фазовую гидропроводность пласта при начальной нефтенасыщенности.

Таблица 3.2 – Исходные данные для самостоятельного решения

Время с момента останова t, с	$\Delta P_{\text{заб}}$ МПа	Время с момента останова t, с	$P_{\text{заб}}$ МПа
60	0,3	4800	1,565
120	0,4	5400	1,57
180	0,45	6000	1,575
300	0,5	6600	1,58
600	0,6	7200	1,59
1200	0,65	7 800	1,595
1800	0,70	8400	1,6
2400	0,75	9000	1,615
3000	0,8	9600	1,630
3600	1,3	10200	1,645
4200	1,36	10800	1,65

## 4. ИЗУЧЕНИЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ И ВЛИЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ФОРМУ И ЗНАЧЕНИЯ КРИВЫХ ГИС

### 4.1 Теоретическое обоснование:

Изучение геологического разреза скважины заключается в определении последовательности и глубины залегания пластов горных пород, их литолого-петрографических свойств, наличия и количественного содержания в недрах полезных ископаемых. Изучение разреза возможно путем отбора и анализа керна. Однако керна не всегда удается извлечь из нужного интервала разреза скважины (неполный вынос керна), а при его отборе и выносе на поверхность свойства породы и насыщающей ее жидкости заметно изменяются, поэтому результаты анализа керна и шлама не дают полного представления о геологическом разрезе. Вместе с тем некоторые физико-химические свойства пород (электропроводность, электрохимическая активность, радиоактивность, температуропроводность, упругость и др.) поддаются изучению непосредственно в скважине в условиях их естественного залегания путем проведения в ней соответствующих геофизических исследований. Такие исследования, заменяющие частично или полностью отбор керна, названы *каротаж*. Их результаты изображаются в виде диаграммы изменения физических свойств пород вдоль скважин – каротажных диаграмм. В зависимости от изучаемых свойств горных пород известны следующие виды каротажа: электрический, радиоактивный, термический, акустический и др. Результаты каротажа позволяют дать геологическое описание разреза скважины.

Данные ГИС являются исходными для изучения геологического строения всего месторождения и региона в целом, а также для подсчета запасов и проектирования рациональной системы разработки нефтегазовой залежи. Геофизические данные являются в настоящее время основными и служат для оценки коллекторских свойств пород и степени их насыщения нефтью, газом или водой. Отбор керна в таких скважинах доводится до оптимального минимума, а в тех случаях, когда разрез месторождения хорошо изучен, бурение ведется без отбора керна. Однако полностью отказаться от него, особенно в разведочных скважинах, нерационально, так как данные о пористости, проницаемости, глинистости, нефтегазонасыщенности и других свойствах, полученных при анализе керна, зачастую являются исходными для построения петрофизических зависимостей и корректировки результатов обработки материалов ГИС.

#### *Характеристика объекта исследования.*

При проходке скважины различные горные породы, приведенные в контакт с буровым раствором с удельным сопротивлением  $\square$ с, изменяются неодинаково. Плотные, монолитные с минимальной пористостью породы не претерпевают изменения, и тогда буровой раствор кон-

тактирует со средой, физические свойства которой не изменены. Если породы хрупкие, на контакте со скважиной может образоваться слой с частично нарушенной структурой пласта и как бы образованной вблизи скважины зоной искусственной трещиноватости. Глинистые породы на контакте с буровым раствором, как правило, набухают, размываются и выносятся буровым раствором, в результате чего диаметр скважины в таких интервалах может значительно увеличиться, а на контакте глины с раствором образуется небольшой глубины зона набухшей либо растрескавшейся чешуйками глины.

*Образование глинистой корки.*

Изменение физических характеристик пласта-коллектора мощностью  $h$ , залегающего среди вмещающих пород с удельным сопротивлением  $\square_{в.м}$  и обладающего значительными пористостью и проницаемостью, на контакте со скважиной бывает наиболее существенным. Вскрытие коллекторов всегда ведется при условии, что давление в скважине превышает пластовое. Это вызывает фильтрацию жидкости из скважины в пласт. При этом, если поровые каналы в коллекторе достаточно тонки и представляют собой сетку, как в фильтре, на стенке скважины образуется глинистая корка толщиной  $h_{г.к}$ , с удельным сопротивлением  $\square_{г.к}$ , а фильтрат бурового раствора проникает в пласт, создавая зону проникновения диаметром  $D$  с удельным сопротивлением  $\square_{з.п}$ . Физические свойства коллектора при этом значительно изменяются. Неизменная часть пласта с удельным сопротивлением  $\square_{н.п}$  или  $\square_{в.п}$ , где свойства коллектора сохраняются такими же, как до его вскрытия, расположена достаточно далеко от стенки скважины.

Вблизи стенки скважины поры породы наиболее сильно промыты фильтратом бурового раствора. Эта зона называется промытым пластом; ее удельное сопротивление –  $\square_{п.п}$ . Между промытой зоной и неизменной частью пласта расположена промежуточная зона, называемая зоной проникновения. В этой зоне пластовые жидкости смешиваются с фильтратом бурового раствора, а коэффициент нефте- или газонасыщения  $K_n$  изменяется от минимального до максимального значения как в неизменной части пласта (рис. 4.1).

Для водоносных и продуктивных коллекторов отношение  $\square_{п.п}/\square_{с}$  контролируется в основном параметром пористости  $P_p$ . Это означает, что для реальных коллекторов при изменении пористости от 10 до 26 % удельное сопротивление промытой зоны пласта  $\square_{п.п}$  отличается от  $\square_{с}$  в 8–100 раз.

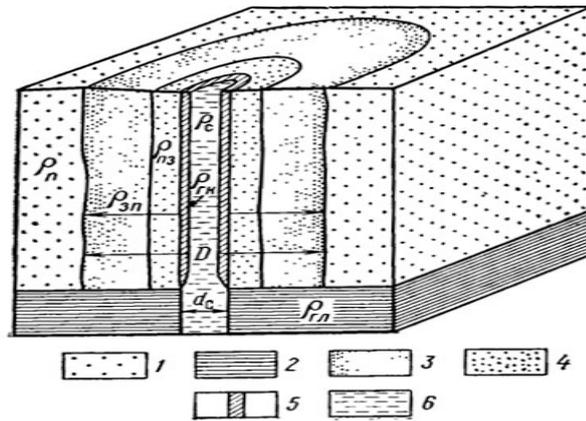


Рисунок 4.1 - Схема радиального распределения сопротивления в проницаемом водоносном пласте смежзерновой пористостью, вскрытого скважиной:  
 $I$  – коллектор,  $2$  – глинистая корка,  $A$  – стенка скважины,  $B$  – граница между зоной проникновения и неизменной частью пласта,  $h$  – толщина пласта,  $h_{г.к}$  – толщина глинистой корки,  $d_c$  – диаметр скважины,  $D$  – диаметр зоны проникновения,  $\rho_p$ ,  $\rho_{з.п.}$ ,  $\rho_{п.п.}$ ,  $\rho_{в.м.}$ ,  $\rho_{г.к.}$ ,  $\square_c$  – удельное сопротивление соответственно пласта, зоны проникновения, промытого пласта, вмещающей породы, глинистой корки и бурового раствора

Когда коллекторы насыщены нефтью или газом, это отношение увеличивается пропорционально  $\rho_{п.п.}$  промытого пласта, т.е. в 1.5–2.5 раза. При переходе от зоны проникновения с предельным значением сопротивления  $\square_{п.п.}$  к водонасыщенному коллектору, уд. сопротивление падает за счет того, что фильтрат бурового раствора с уд. сопротивлением  $\square_{ф.}$  заменяется высокопроводящей минерализованной пластовой водой. Отношение  $\square_{п.п.}/\square_{в.п.}$  в пределе должно равняться отношению  $\square_{ф.}/\square_{в.}$ . Для нефтеносного коллектора отношение  $\square_{п.п.}/\square_{н.п.}$  контролируется произведением двух сомножителей  $\rho_{п.п.}/\rho_n$  и  $\square_{ф.}/\square_{в.}$ .

Коллекторы со сложной структурой порового пространства (трещинные, кавернозные) существенно отличаются от фильтрующих коллекторов с межзерновой пористостью. При вскрытии таких коллекторов трещинами и кавернами поглощается буровой раствор, а не его фильтрат, поэтому глинистая корка не образуется. Зона проникновения раствора и фильтрата в пласт обычно очень велика и не может быть зафиксирована.

Фактический диаметр скважины  $d_c$  в ряде случаев отклоняется от его номинального  $d_n$ , равного диаметру долота, которым бурилась скважина. Увеличение  $d_c$  (образование каверн в стволе скважины) наблюдается против глин и сильноглинистых разностей (мергелей и др.) из-за гидратации тонкодисперсных глинистых частиц и в результате их размыва гидромониторным воздействием струи, вытекающей из долотных отверстий. При использовании соленого бурового раствора гидратация глинистых частиц уменьшается, что приводит к замедлению образования каверн. При использовании промывочных жидкостей на нефтяной основе каверны обычно не образуются.

Против соляных и гипсовых пластов из-за растворения этих пород водой промывочной жидкости наблюдается увеличение диаметра скважины. Иногда увеличение  $d_c$  наблюдается и против трещиноватых пород, прочность которых может быть ослаблена в процессе бурения. Номинальный диаметр отвечает крепким породам – известнякам, доломитам, плотным песчанникам.

Оседание глинистых частиц против проницаемых пластов в результате фильтрации бурового раствора в пласт способствует образованию глинистой корки на стенке скважины, что приводит к уменьшению диаметра  $d_c$ . Толщина глинистой корки изменяется от нескольких миллиметров до 5 см и более. На результаты измерений геофизическими методами в необсаженной скважине влияют породы, вскрытые скважиной, ее диаметр и промывочная жидкость (ПЖ), заполняющая ствол скважины. В качестве ПЖ при бурении используют воду, глинистые и глинисто-известковые растворы, растворы на нефтяной основе, безводные и эмульсионные жидкости и др. В благоприятных гидрогеологических условиях циркулирующим агентом может служить воздух или газ. Наиболее широкое применение при разбуривании нефтегазовых месторождений получили глинистые растворы. Рассмотрим основные функции промывочной жидкости, оказывающие непосредственное влияние на показания каротажа. К ним относятся: глинизация стенок скважины и образование против проницаемых пластов глинистых корок; изменение диаметра скважины вследствие образования каверн, сужения ствола; проникновение фильтрата ПЖ в пласт и замещение в зоне проникновения естественного флюида фильтратом и др.

При обнажении поверхности проницаемой породы в процессе бурения мельчайшие ее поры заполняются фильтратом жидкости, и твердые коллоидные частицы ПЖ образуют пленку. Через образовавшуюся пленку фильтруется вода, а глинистые частицы, отлагаясь на поверхности пленки, образуют корку (рис. 1.2). На первоначальном этапе фильтрации вместе с фильтратом в пласт поступают твердые и коллоидные частицы ПЖ образуется зона кольматации. Глубина проникновения глинистых частиц и утяжелителя раствора в породу с крупнозернистым песком больше, чем в породу, содержащую средне-зернистый песок. В срезах образцов керна установлено, что проникновение твердой фазы в песчаник и алевролит происходит на глубине 12—16 мм. В трещиноватые породы твердая фаза может проникнуть на несколько метров, и глинистая корка при этом не образуется.

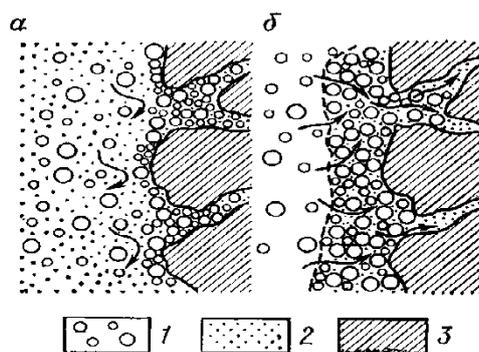


Рисунок 4.2 - Схема образования глинистой корки а - тонкий при коллоидном глинистом растворе; б – толстый при неколлоидном глинистом растворе; 1- частицы суспензии; 2 – коллоидные частицы; 3 – вскрываемые породы

При использовании в бурении коллоидных ПЖ на стенках скважины против проницаемого пласта формируется тонкая плотная корка, водоотдача из раствора мала и прекращается через короткий период времени. Если раствор не является коллоидальной системой, то образуется неплотная, рыхлая, толстая корка, длительное время пропускающая фильтрат раствора в пласт. Как показала практика, тонкая плотная корка выдерживает большой избыток давления со стороны скважины. Однако даже при небольшом превышении давления со стороны пласта (0,015—0,02 МПа) происходит приток жидкости из пласта в скважину.

При одинаковых характеристиках ПЖ скорость образования глинистой корки против пород возрастает с увеличением их пористости. В случае непрерывной циркуляции раствора толщина корки меньше, чем в статических условиях. Толщина глинистой корки изменяется от долей сантиметра до 3 см и более; с повышением температуры в скважине она увеличивается. Пористость и проницаемость глинистой корки зависят от разности между гидростатическим и пластовым давлением и от минерализации глинистого раствора. При больших перепадах давления во время бурения скважин глинистая корка может образоваться даже против пластов с очень низкой проницаемостью. Проницаемость глинистой корки изменяется в широких пределах — от  $10^{-5}$  до  $10^{-3}$  фм<sup>2</sup> и зависит не только от перепада давления, но и от свойств ПЖ, содержания в ней глины, песка, механических примесей и химических реагентов. Лабораторные исследования показали, что с увеличением содержания NaCl происходит коагуляция глинистых частиц, содержащихся в растворе, что вызывает уменьшение их удельной поверхности.

#### *Проникновение фильтрата ПЖ в пласт*

В разрезах нефтегазовых скважин наибольший интерес представляют пористые проницаемые пласты (коллекторы,) способные пропускать жидкость при наблюдаемых перепадах давления. Скорость проникновения фильтрата ПЖ в пласт снижается со временем и приблизительно через 250—300 ч становится сравнимой со скоростью диффузии солей.

Часть проницаемого пласта, в которую проник фильтрат промывочной жидкости, называют *зоной проникновения*. В этой зоне фильтрат смешан с пластовой водой, и удельное сопротивление пласта изменяется в радиальном направлении (рис. 4.1). С увеличением расстояния от стенки скважины объем фильтрата в единице объема породы постепенно уменьшается, и сопротивление зоны проникновения  $\rho_{зп}$  достигает сопротивления неизменной части пласта  $\rho_{п}$ . Условно зону проникновения считают концентрическим слоем с эффективным диаметром  $D$  и постоянным сопротивлением  $\rho_{зп}$ . Допускается, что влияние эффективного диаметра зоны проникновения на результаты измерения сопротивления в неоднородной среде (зоне проникновения) эквивалентно влиянию фактического диаметра зоны проникновения.

## **4.2. Порядок выполнения работы**

### *4.2.1 Задание к практическому занятию*

Ознакомьтесь с особенностями измерения кажущегося УЭС горных пород в скважинах.

- Изучить принципы классификации методов ЭК.
- Дать полную характеристику (с указанием размеров, точек записи и радиусов исследования) зондов, предложенных преподавателем.

## **4.3. Содержание, форма и правила оформления отчета по практическому занятию**

Каждый студент, выполнивший лабораторную работу, должен оформить отчет и представить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

- Название и цель работы.
- Принципы и схемы измерения УЭС горных пород в скважине
- Полную характеристику зондов КС, предложенных преподавателем.
- Таблицы экспериментальных данных, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений,

подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

### **Контрольные вопросы:**

1. Почему скважина оказывает влияние на показания скважинного прибора?
2. Какое влияние оказывает скважина на сопротивление пласта?
3. Какое влияние оказывают вмещающие породы на регистрируемое значение УЭС пласта?

## **5. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КАРОТАЖА САМОПРОИЗВОЛЬНОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ**

При бурении скважины нарушается естественное залегание горных пород вследствие разрушения их буровым инструментом и воздействия промывочной жидкости, в качестве которой используют воду, глинистые и известково-глинистые растворы. При проведении ГИС скважина должна быть заполнена промывочной жидкостью, через которую обеспечивается

контакт электроустановок электрического каротажа с горной породой. Промывочная жидкость оказывает существенное влияние на результаты ГИС. Обычно при бурении скважины гидростатическое давление промывочной жидкости превышает пластовое давление, вследствие чего происходит проникновение фильтрата бурового раствора в проницаемые горные породы. Одним из методов ГИС, позволяющим выделять проницаемые интервалы в разрезе скважины, является метод каротажа самопроизвольной (спонтанной) поляризации скважины (ПС).

Величина ПС может зависеть от нескольких взаимосвязанных физико-химических реакций (рис. 5.1):

1. Диффузионно-адсорбционные потенциалы – возникающие при пересечении скважиной песчаных пластов коллекторов. В естественных условиях минерализация пластовых вод выше, чем минерализация промывочной жидкости. В буровом растворе молекулы NaCl диссоциируют на катион Na и анион Cl, каждый из которых диффундирует с определенной скоростью, причем подвижность Cl в 1,5 раза выше подвижности иона Na<sup>+</sup>. Следовательно, на границе скважина-пласт-коллектор происходит перераспределение зарядов. Промывочная жидкость за счет ионов Cl<sup>-</sup> заряжается отрицательно, а пласт за счет Na<sup>+</sup> положительно. Таким образом, на контакте песчаного пласта со скважиной образуется двойной электрический слой, потенциал которого называется диффузионным.

2. Потенциалы фильтрации возникают при движении в порах горной породы, при этом происходит адсорбция анионов солей пластовых вод, а внутри капилляра образуется избыток катионов. При движении жидкости на входе капилляра возникает избыток положительных зарядов, а на выходе - избыток отрицательных. Образуется как бы гальванический элемент, посылающий ток на встречу движения жидкости.

3. Окислительно-восстановительные потенциалы. Эти потенциалы возникают при химических реакциях между электропроводящими телами (сульфиды, графит, антрацит и др.), промывочной жидкостью скважины и пластовыми водами. Разность потенциалов между окисляющей средой и окислителем называется окислительно-восстановительным потенциалом.

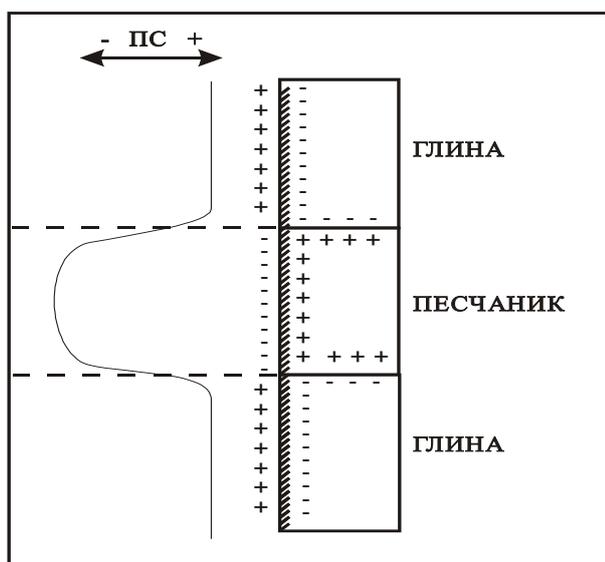


Рисунок 5.1 – Диффузионно-адсорбционные потенциалы при записи ПС

#### ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПС.

1. Выделение в разрезе скважины проницаемых интервалов.
2. Литологическое расчленение разреза.
3. Определение границ пластов.
4. Определение фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов.

#### ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА КАЧЕСТВО РЕГИСТРАЦИИ ПС.

1. Намагниченность геофизического оборудования и оборудования буровой. Намагниченность оборудования приводит к возникновению на зарегистрированной кривой ПС синусоидальных помех, амплитуда которых может быть сопоставима с амплитудой полезного сигнала и может привести к невозможности интерпретации полученных данных.

2. Утечки в измерительных цепях.

Утечки в измерительных цепях, передающих сигнал ПС, или в разъёмных соединениях, могут в значительной мере повлиять на амплитуду сигнала.

Кроме того, ненадежное заземление каротажной станции так же может привести к появлению помех на кривой ПС.

3. Нестабильные условия регистрации.

В случаях, когда при производстве ГИС наблюдается поступление в скважину воды, насыщающей пласты, при регистрации ПС происходят искажения, не характерные для изучаемого разреза: резкое изменение амплитуды напротив монолитных пластов, резкое изменение градиента ПС.

4. Блуждающие токи.

Блуждающие грунтовые токи также могут стать причиной возникновения проблем при регистрации ПС. Источником помех могут стать сварочные работы, работа насосов, генераторов или любого другого оборудования, потребляющего большой ток, или генерирующего его.

#### Диэлектрический каротаж.

Одной из важных характеристик горных пород и насыщающих их флюидов является диэлектрическая проницаемость. Величина ее зависит от ряда факторов: минерального состава и структуры породы, фазовой характеристики насыщающего породу флюида, температуры, влажности и др. Относительная диэлектрическая проницаемость изменяется в широких пределах. Так, у породообразующих минералов она составляет 4-10 отн. ед., у воды при 20° С - около 80 отн. ед., у нефти 2-3 отн. ед., у нефтенасыщенной породы - от 6-11 до 16-25 отн. ед.

Диэлектрический каротаж основан на изучении высокочастотного (в несколько десятков МегаГерц) электромагнитного поля, ЭДС которого определяется диэлектрической проницаемостью окружающей среды.

Высокочастотное электромагнитное поле генерируется в окружающую среду с помощью находящегося в скважинном приборе генератора. На некотором расстоянии от генератора размещены две измерительные катушки. Расстояние между измерительными катушками называется базой.

Шифр зонда диэлектрического каротажа состоит из букв (И - индикатор, Г - генератор) и цифр, обозначающих расстояния в метрах между индикаторными катушками и генератором. Например: И20,25И10,75Г, И20,2И10,8Г. В ряде конструкций предусматривается возможность изменения длины базы и зонда.

Из существующих модификаций диэлектрического каротажа наиболее перспективным является метод волнового диэлектрического каротажа (ВДК). При волновом диэлектрическом каротаже измеряется разность фаз.

Диэлектрический каротаж эффективен при разделении пластов (или частей пласта), насыщенных нефтью и пресной водой в случае небольшой зоны проникновения и заполнения ствола-скважины слабоминерализованной промывочной жидкостью ( $\rho_c > 0,7$  Ом-м).

Аппаратура диэлектрического каротажа АДК-1 эксплуатируется со стандартными каротажными станциями. Принцип действия аппаратуры основан на регистрации косинуса разности магнитной компоненты электромагнитного поля между двумя измерительными катушками. Величина измеренной разности фаз при удельном сопротивлении пласта  $\rho_n > (40-80)$  Ом-м зависит только от диэлектрической проницаемости. Частота колебаний генератора 43 МГц.

## **5.2 Методика и порядок проведения практического занятия**

Изучается схема измерений физических параметров выбранного каротажа. Исходя из физики происходящих процессов, схематически вычерчивается конфигурация кривых различных методов ГИС в зависимости от изменения литологии (или насыщенности) геологического разреза.

На кривых в сводном планшете указываются возможные варианты масштаба регистрации и единицы измерений выбранных методов.

### **5.3. Содержание отчета по практическому занятию №5 и его форма**

По результатам работы составляется краткий отчет, который должен содержать:

1. Цель и теоретические основы одного из методов ЭК, с описанием схемы измерения данным методом.
2. Сводный планшет гипотетического геологического разреза и схематические кривые ЭК.
3. Выводы, вытекающие из результатов работы.

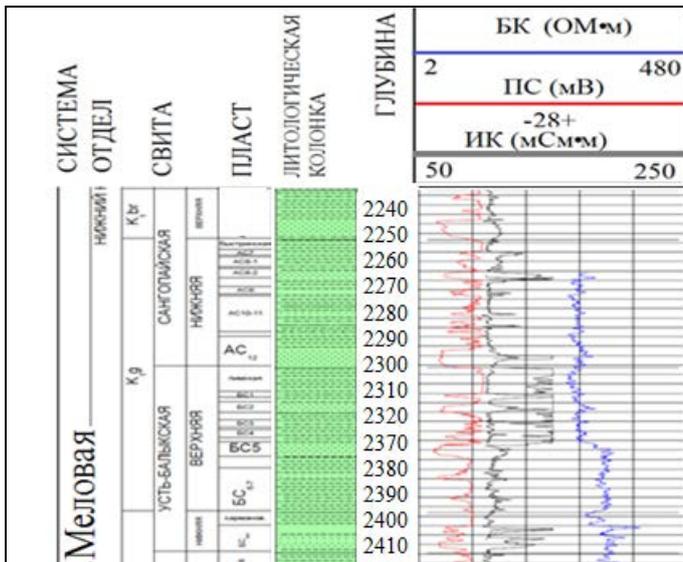
Основные параграфы сводного планшета: названия методов, единицы измерения, масштаб регистрации, название скважинного прибора (не обязательно).

В случае предоставления преподавателем трафарета, заполнение его производится по выше описанному способу только для одного определенного литологического объекта.

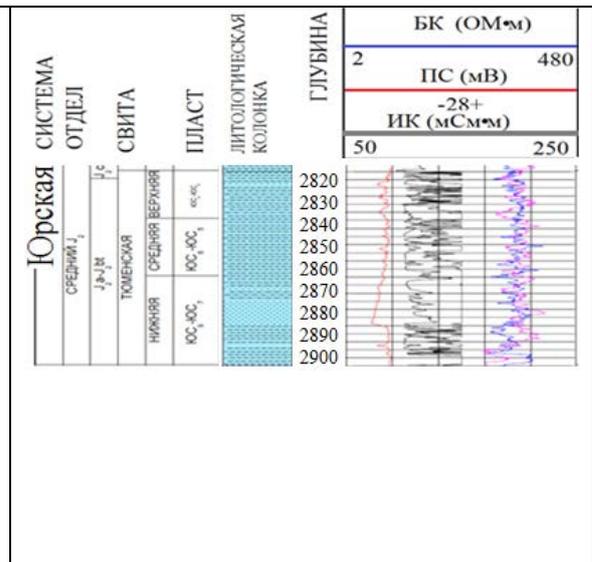
#### **Контрольные вопросы:**

1. Теоретические основы методов ЭК и ЭМК;
2. Описать теоретические основы основных видов электрокаротажа;
3. Основные типы применяемых в геофизике зондов ЭК;
4. Теоретические основы каротажа самопроизвольной поляризации;
5. Области применения ПС. Факторы, влияющие на качество регистрации кривой ПС;
6. Теоретические основы диэлектрического каротажа
7. Интерпретировать каротажные диаграммы по вариантам представленным на рисунке 5.2

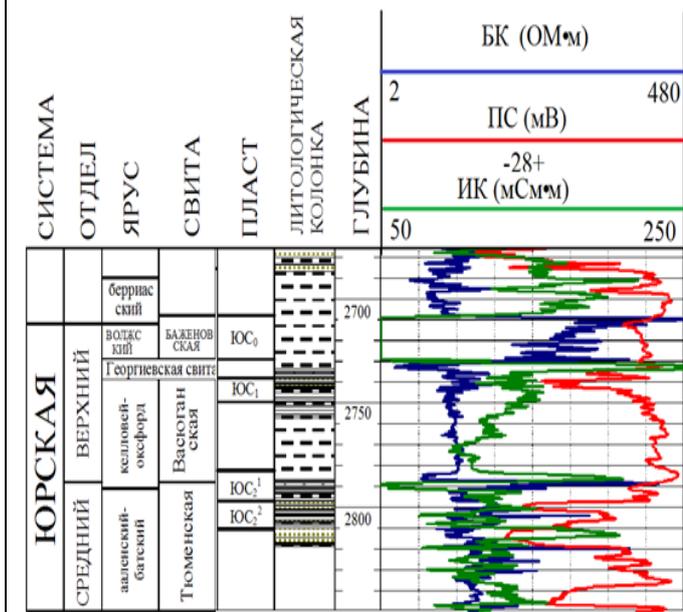
Вариант 1	Вариант 2
-----------	-----------



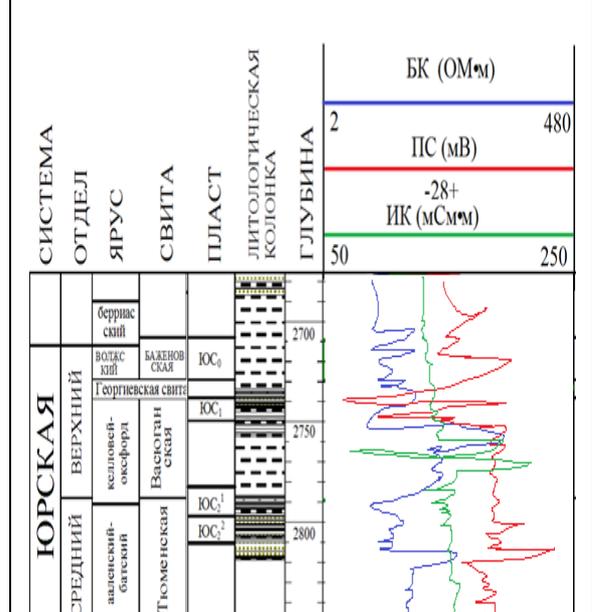
Вариант 3



Вариант 4



Вариант 5



Вариант 6



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.).

1.Методические указания по изучению дисциплины «Методы контроля за эксплуатацией месторождения», организации самостоятельной работы работам для обучающихся по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» / А.П. Янукян. – Сургут: ТИУ, 2019. – 28 с.

### Планируемые результаты обучения для формирования компетенции и критерии их оценивания

Дисциплина **Методы контроля за эксплуатацией месторождения**  
 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)
<b>ПКС-5</b> Способность оформлять технологическую, техническую, промышленную документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-5.1</b> Выбор видов промышленной документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности	Знать (З1): данные необходимые для выполнения проектных работ	Не знает перечень данных необходимых для выполнения проектных работ	Частично знает перечень данных необходимых для выполнения проектных работ	Знает основные данные необходимые для выполнения проектных работ	Знает перечень данных необходимых для выполнения проектных работ
		Уметь (У1): 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 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 (В1): 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	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
	<b>ПКС-5.3</b> Использует промысловые базы данных, геологические и технические отчеты	Знать (З2): основные виды и содержание технологической и технической документации по эксплуатации нефтегазового оборудования	Не знает основные виды и содержание технологической и технической документации по эксплуатации нефтегазового оборудования	Знает основные виды и содержание технологической и технической документации по эксплуатации нефтегазового оборудования. Испытывает затруднения	Знает основные виды и содержание технологической и технической документации по эксплуатации нефтегазового оборудования	Знает основные виды и содержание технологической и технической документации по эксплуатации нефтегазового оборудования. Уверено дает пояснения

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)
		Уметь (У2): интерпретировать геологические карты	Не умеет интерпретировать геологические карты	Испытывает существенные затруднения при интерпретации геологических карт	Умеет интерпретировать геологические карты без существенных затруднений	Уверенно интерпретирует геологические карты
		Владеть (В2): навыками составления технических отчетов, обзоров по эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования, опираясь на реальную ситуацию	Не владеет навыками составления технических отчетов, обзоров по эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования, опираясь на реальную ситуацию	Владеет основными навыками составления технических отчетов, обзоров по эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования, опираясь на реальную ситуацию. Допускает незначительные ошибки	Владеет навыками составления технических отчетов, обзоров по эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования, опираясь на реальную ситуацию. Допускает незначительные ошибки	Уверенно владеет навыками составления технических отчетов, обзоров по эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования, опираясь на реальную ситуацию

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)
<b>ПКС-12</b> Способность выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-12.2</b> – Анализирует и обобщает современный опыт проектирования технологических процессов	Знать (ЗЗ): методы исследования технологических процессов, основные этапы и принципы проектирования инновационного технологического оборудования	Не знает методы исследования технологических процессов, основные этапы и принципы проектирования инновационного технологического оборудования	Знает основные методы исследования технологических процессов, основные этапы и принципы проектирования инновационного технологического оборудования. Испытывает затруднения	Знает основные методы исследования технологических процессов, основные этапы и принципы проектирования инновационного технологического оборудования.	Знает методы исследования технологических процессов, основные этапы и принципы проектирования инновационного технологического оборудования
		Уметь (УЗ): использовать методические основы исследовательской деятельности для решения задач совершенствования технологического оборудования и реконструкции производства	Не умеет использовать методические основы исследовательской деятельности для решения задач совершенствования технологического оборудования и реконструкции производства	Частично использует методические основы исследовательской деятельности для решения задач совершенствования технологического оборудования и реконструкции производства. Испытывает затруднения	Использует методические основы исследовательской деятельности для решения задач совершенствования технологического оборудования и реконструкции производства. Не испытывает затруднений	Уверенно использует методические основы исследовательской деятельности для решения задач совершенствования технологического оборудования и реконструкции производства

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 (В3): исследовательскими методами и средствами совершенствования технологического оборудования и реконструкции производства	Не владеет исследовательскими методами и средствами совершенствования технологического оборудования и реконструкции производства	Частично владеет исследовательскими методами и средствами совершенствования технологического оборудования и реконструкции производства	Владеет исследовательскими методами и средствами совершенствования технологического оборудования и реконструкции производства	Уверенно владеет исследовательскими методами и средствами совершенствования технологического оборудования и реконструкции производства
	<b>ПКС-12.3</b> Использует специализированное программное обеспечение при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Знать (З4): методы обработки промысловых данных с помощью различных программных комплексов	Не знает методы обработки промысловых данных с помощью различных программных комплексов	Знает методы обработки промысловых данных с помощью различных программных комплексов. испытывает затруднения	Знает методы обработки промысловых данных с помощью различных программных комплексов	Уверенно знает методы обработки промысловых данных с помощью различных программных комплексов
		Уметь (У4): интерпретировать результаты геофизических и гидродинамических исследований	Не умеет интерпретировать результаты геофизических и гидродинамических исследований	Интерпретирует результаты геофизических и гидродинамических исследований испытывает затруднения	Интерпретирует результаты геофизических и гидродинамических исследований без затруднений	Уверенно интерпретирует результаты геофизических и гидродинамических исследований

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 (В4): навыками проектирования производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Не владеет навыками проектирования производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Частично владеет навыками проектирования производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Владеет навыками проектирования производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Уверенно владеет навыками проектирования производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли
<b>ПК-13</b> Способность выполнять работы по составлению проектной, служебной документации в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-13.1</b> Осуществляет выбор нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций	Знать (З5): основные положения нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций на разработку месторождения	Не знает основные положения нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций на разработку месторождения	Частично знает основные положения нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций на разработку месторождения. Испытывает затруднения	Знает основные положения нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций на разработку месторождения. Испытывает незначительные затруднения	Знает основные положения нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций на разработку месторождения. Не испытывает затруднений
		Уметь (У5): обобщать информацию и заносить в бланки документов	Не умеет обобщать информацию и заносить в бланки документов	Умеет обобщать информацию и заносить в бланки документов. Испытывает затруднения	Умеет обобщать информацию и заносить в бланки документов без затруднений	Уверенно обобщает информацию и заносит в бланки документов

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 (В5): навыками критического анализа информации о технологических процессах	Не владеет навыками критического анализа информации о технологических процессах	Владеет навыками критического анализа информации о технологических процессах. Допускает ошибки	Владеет навыками критического анализа информации о технологических процессах	Уверенно владеет навыками критического анализа информации о технологических процессах
	<b>ПКС-13.2</b> Разрабатывает типовые проектные документы с использованием специализированного программного обеспечения	Знать (З6): типовую структуру проектного документа на разработку нефтяного месторождения	Не знает типовую структуру проектного документа на разработку нефтяного месторождения	Знает типовую структуру проектного документа на разработку нефтяного месторождения. Допускает ошибки	Знает типовую структуру проектного документа на разработку нефтяного месторождения. Допускает незначительные ошибки	Знает типовую структуру проектного документа на разработку нефтяного месторождения
		Уметь (У6): подготовить опытные образцы материалов для испытания	Не умеет подготовить опытные образцы материалов для испытания	Умеет подготовить опытные образцы материалов для испытания. Допускает ошибки, испытывает затруднения	Умеет подготовить опытные образцы материалов для испытания. Испытывает незначительные затруднения	Уверенно подготавливает опытные образцы материалов для испытания

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 (В6): навыками испытания опытных образцов, узлов нефтегазового оборудования, отработки новых технологических режимов	Не владеет навыками испытания опытных образцов, узлов нефтегазового оборудования, отработки новых технологических режимов	Владеет навыками испытания опытных образцов, узлов нефтегазового оборудования, отработки новых технологических режимов. Допускает ошибки	Владеет навыками испытания опытных образцов, узлов нефтегазового оборудования, отработки новых технологических режимов	Уверенно владеет навыками испытания опытных образцов, узлов нефтегазового оборудования, отработки новых технологических режимов

## КАРТА

обеспеченности дисциплины (модуля) учебной и учебно-методической литературой  
 Дисциплина **Методы контроля за эксплуатацией месторождения**  
 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	Синцов, И.А. Методы контроля за эксплуатацией месторождения : учебно-методическое пособие / И.А. Синцов, М.И. Забоева, Д.А. Остапчук. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. — 44 с.	Электр. ресурс	100	100	+
2	Стрельченко, В. В. Геофизические исследования скважин: учебник / В. В. Стрельченко. - М.: Недра, 2012.- 551 с.	Электр. ресурс	100	100	+
3	Ягофаров, А.К. Современные геофизические и гидродинамические исследования нефтенных и газовых скважин : учебное пособие / А.К. Ягофаров, И.И. Клещенко, Д.В. Новоселов. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. — 140 с.	Электр. ресурс	100	100	+

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ Р.Д. Татлыев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Библиотекарь II категории \_\_\_\_\_ /А.Д.Кодрян /  
 (подпись)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**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. Заведующий выпускающей кафедрой/

Руководитель образовательной программы \_\_\_\_\_ Р.Д. Татлыев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.