

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 » ав 2019 г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

Наименование дисциплины:
направление подготовки:
профиль:

форма обучения:

Основы строительства скважин
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», профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» к результатам освоения дисциплины «Основы строительства скважин».

Рабочая программа рассмотрена
на заседании кафедры Нефтегазовое дело

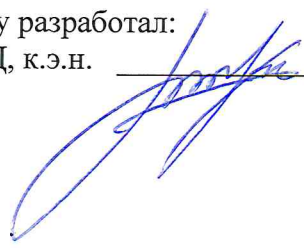
Протокол № 15 от «6» 06 2019 г.

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 «Основы строительства скважин» является ознакомить студента с теоретическими основами строительства скважин.

Задачи дисциплины:

- изучение способов строительства скважин;
- ознакомление обучающихся с физико-механическими свойствами горных пород и процессами их разрушения при бурении скважин;
- изучение оборудования и инструментов для бурения нефтяных и газовых скважин;
- изучение режимных параметров и показателей бурения скважин;
- изучение основных свойств буровых промывочных жидкостей;
- изучение основ направленного бурения скважин;
- изучение основных осложнений и аварий в процессе бурения;
- изучение общих сведений о креплении скважин;
- ознакомление с методами вскрытия продуктивных пластов;
- ознакомление обучающихся с процессами проектирования бурения скважин.

2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

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

Необходимыми условиями для освоения дисциплины являются:

знание:

- перечня информации необходимой для строительства скважины;
- основные технологические процессы строительства скважин;
- виды профилей скважин;

умение:

- верно определять конструкцию скважин для конкретных геологических условий;
- верно подбирать режимные параметры и показатели бурения;
- верно выбрать и рассчитать профиль ствола скважины для конкретных геологических условий;

владение:

- навыками работы с нормативной технической документацией;
- навыками составления научных докладов;
- навыками составления проектных документов на строительство скважины

Содержание дисциплины «Основы строительства скважин» является логическим продолжением содержания дисциплин «Основы нефтегазовой геологии», «Основы проектной деятельности».

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 техно-	ПКС-1.1 Осуществляет выбор и систематизацию информации о технологических процессах нефтегазового	Знать (З1): перечень информации необходимой для строительства скважины

логические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	производства	Уметь (У1): верно определять конструкцию скважин для конкретных геологических условий Владеть (В1): навыками работы с нормативной технической документацией
ПКС-11 Готовность участвовать в работе научных конференций и семинаров в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-11.2 Составляет научно-обоснованные доклады по проблемам в нефтегазовой отрасли	Знать (З2): основные технологические процессы строительства скважин Уметь (У2): верно подбирать режимные параметры и показатели бурения Владеть (В2): навыками составления научных докладов
ПКС-12 Способность выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-12.1 – Осуществляет сбор, анализ и систематизацию исходных данных для проектирования	Знать (З3): виды профилей скважин; Уметь (У3) верно выбрать и рассчитать профиль ствола скважины для конкретных геологических условий Владеть (В3): навыками составления проектных документов на строительство скважины

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	Лабораторные занятия	контроль		
очная/очно-заочная	1,2/1,2	34/14/6	17/12/4	-	36/27/9	21/55/89	экзамен

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	Оценочные средства
	Номер раздела	Наименование раздела	Л.	Пр.	Лаб.				
1	1	Общие сведения о бурении нефтяных и газовых скважин	3/1/-	-/-/-	-	2/5/8	5/6/9	ПКС-1.1 ПКС-11.2 ПКС-12.1	Тестирование
2	2	Физико-механические свойства горных пород и процесс их разрушения при бурении	3/1/-	-/-/-		2/5/8	5/6/8	ПКС-1.1 ПКС-11.2 ПКС-12.1	Тестирование
3	3	Технологический инструмент для строительства скважин	3/1/-	4/2/-		2/5/8	9/8/8	ПКС-1.1 ПКС-11.2 ПКС-12.1	Тестирование
4	4	Оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин	3/1/-	4/1/1		2/5/8	9/7/10	ПКС-1.1 ПКС-11.2 ПКС-12.1	Тестирование
5	5	Режимные параметры и показатели бурения	3/1/-	2/2/1		2/5/8	7/8/9	ПКС-1.1 ПКС-11.2 ПКС-12.1	Тестирование
6	6	Буровые промывочные жидкости	3/1/1	-/-		2/5/8	5/6/9	ПКС-1.1 ПКС-11.2 ПКС-12.1	Тестирование
7	7	Направленное бурение скважин	4/2/1	5/5/1		2/5/8	11/12/10	ПКС-1.1 ПКС-11.2 ПКС-12.1	Задачи
8	8	Осложнения и аварии в процессе бурения	3/1/1	-/-		2/5/8	5/6/9	ПКС-1.1 ПКС-11.2 ПКС-12.1	Тестирование
9	9	Крепление скважин	3/2/1	2/2/1		2/5/8	7/9/10	ПКС-1.1 ПКС-11.2 ПКС-12.1	Задачи
10	10	Вскрытие про-	3/1/1	-/-		2/5/8	5/6/9	ПКС-1.1	Тестиров

		дуктивного пласта						ПКС-11.2 ПКС-12.1	ание
11	11	Проектирование технологии бурения скважин	3/2/1	-/-		1/5/9	4/7/10	ПКС-1.1 ПКС-11.2 ПКС-12.1	Тестирование
8	Экзамен					36/27/9	36/27/9	ПКС-1.1 ПКС-11.2 ПКС-12.1	Билеты к экзамену
Итого:			34/14/ 6	17/12/ 4	-	57/82/98	108/108		

21/55/89

5.2. Содержание дисциплины.

5.2.1. Содержание разделов дисциплины (дидактические единицы).

Раздел 1. Общие сведения о бурении нефтяных и газовых скважин

основные термины и определения; способы бурения скважин; ударное бурение; вращательное бурение скважин; краткая история бурения нефтяных и газовых скважин

Раздел 2. Физико-механические свойства горных пород и процесс их разрушения при бурении

общие сведения о горных породах; основные физико-механические свойства горных пород, влияющие на процесс бурения; основные закономерности разрушения горных пород при бурении

Раздел 3. Технологический инструмент для строительства скважин

породоразрушающий инструмент; буровые долота; лопастные долота; алмазные долота; долота; долота специального назначения; инструмент для отбора керна; бурильная колонна ведущие бурильные трубы; стальные бурильные трубы; легкосплавные бурильные трубы; утяжеленные бурильные трубы; переводники; специальные элементы бурильной колонны условия работы бурильной колонны; забойные двигатели; турбобуры; винтовой забойный двигатель

Раздел 4. Оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин

кустовые основания; спуско-подъемный комплекс буровой установки; комплекс для вращения бурильной колонны; насосно-циркуляционный комплекс буровой установки лебедки

Раздел 5. Режимные параметры и показатели бурения

влияние режимных параметров на показатели бурения; влияние осевой нагрузки; влияние частоты вращения долота; влияние расхода бурового раствора; влияние свойств бурового раствора; особенности режимов вращательного бурения

Раздел 6. буровые промывочные жидкости

условия бурения с применением буровых промывочных жидкостей; способы промывки функции бурового раствора; классификация буровых растворов; параметры буровых растворов и методы их измерения; отбор пробы бурового раствора и подготовка ее к измерению; промышленные испытания бурового раствора; удельный вес и плотность бурового раствора; устойчивость и суточный отстой; реологические свойства бурового раствора; фильтрационные и коркообразующие свой-

ства; определение липкости фильтрационной корки; определение содержания песка; содержание газа; водородный показатель (рН); структурно-механические свойства буровых растворов и коагуляция; приборно-методический комплекс для проектирования промысловых жидкостей применительно к сложным геолого-техническим условиям бурения; прочие свойства промысловых жидкостей; способы приготовления дисперсных систем; оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Раздел 7. направленное бурение скважин

общие закономерности искривления скважин; измерение искривления скважин; типы профилей и рекомендации по их выбору; технические средства направленного бурения; бурение скважин с кустовых площадок; особенности проектирования и бурения скважин с кустовых площадок

Раздел 8. Осложнения и аварии в процессе бурения

осложнения, вызывающие нарушение целостности стенок скважины; предупреждение и борьба с поглощениями бурового раствора; предупреждение газовых, нефтяных и водяных проявлений и борьба с ними; аварии в бурении, их предупреждение и методы ликвидации; виды аварий, их причины и меры предупреждения; ликвидация прихватов; ловильный инструмент и работа с ним; ликвидация аварий; организация работ при аварии

Раздел 9. крепление скважин

общие сведения о креплении скважин; Разработка конструкции скважины; Компановка обсадной колонны; Подготовительные мероприятия к спуску обсадной колонны; Спуск обсадной колонны; Общие сведения о цементировании скважин; Осложнения при креплении скважин; Факторы, влияющие на качество крепления скважин; Технология цементирования; Особенности крепления горизонтальных скважин; Тампонажные материалы и оборудование для цементирования скважин; Оборудование для цементирования скважин; Заключительные работы и проверка результатов цементирования

Раздел 10. вскрытие продуктивного пласта

Обеспечение высокого качества открытого ствола скважины; Вскрытие продуктивного пласта бурением; Цементирование эксплуатационной колонны; Вторичное вскрытие продуктивного пласта; Увеличение проницаемости околоскважинной зоны; Методы вскрытия продуктивных горизонтов (пластов); Химический метод борьбы с ухудшением проницаемости призабойной зоны

Раздел 11. проектирование технологии бурения скважин

Организация буровых работ; Структура бурового предприятия; Основные документы, учет и контроль строительства скважин

5.2.2. Содержание дисциплины/модуля по видам учебных занятий.

Лекционные занятия

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема лекции
		ОФО/ ОЗФО/ ЗФО	
1	1	3/1/-	Общие сведения о бурении нефтяных и газовых скважин
2	2	3/1/-	Физико-механические свойства горных пород и процесс их разрушения при бурении

3	3	3/1/-	Технологический инструмент для строительства скважин
4	4	3/1/-	Оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин
5	5	3/1/-	Режимные параметры и показатели бурения
6	6	3/1/1	Буровые промывочные жидкости
7	7	4/2/1	Направленное бурение скважин
8	8	3/1/1	Осложнения и аварии в процессе бурения
9	9	3/2/1	Крепление скважин
10	10	3/1/1	Вскрытие продуктивного пласта
11	11	3/2/1	Проектирование технологии бурения скважин
Итого:		34/14/6	

Таблица 5.2.1

Практические занятия

Таблица 5.2.2

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема практического занятия
		ОФО/ ОЗФО/ ЗФО	
1	4	2/1/-	Расчет устойчивости вышечно-лебедочного блока (ВЛБ) буровой установки
2	4	2/-/1	Расчет перемещения вышечно-лебедочного блока (ВЛБ) в пределах куста
3	3	2/1/-	Выбор рациональных типов долот
4	3	2/1/-	Определение необходимого числа долот при их испытании
5	5	2/2/1	Выбор конструкции скважины
6	9	2/2/1	Расчет цементирование обсадной колонны
7	7	1/1/1	Виды проектных профилей наклонных скважин
8	7	1/1/-	Расчёт тангенциального профиля наклонной скважины
9	7	1/1/-	Расчёт s-образного профиля наклонной скважины
10	7	1/1/-	Расчёт j-образного профиля наклонной скважины
11	7	1/1/-	Расчёт направляющей части типового профиля горизонтальной скважины
Итого:		17/12/4	

Лабораторные работы

Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

Самостоятельная работа студента

Таблица 5.2.3

№ п/п	Номер раздела	Объем, час.	Тема	Вид СРС
-------	---------------	-------------	------	---------

	дисциплины	ОФО ОЗФО		
1	1	5/7	Общие сведения о бурении нефтяных и газовых скважин	Выполнение письменных домашних заданий
2	2	5/7	Физико-механические свойства горных пород и процесс их разрушения при бурении	Выполнение письменных домашних заданий
3	3	5/7	Самостоятельное решение задач по теме: «технологический инструмент для строительства скважин»	Подготовка к практическим занятиям
4	4	5/7	Самостоятельное решение задач по теме: «Оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин»	Подготовка к практическим занятиям
5	5	5/7	Самостоятельное решение задач по теме: «Режимные параметры и показатели бурения»	Подготовка к практическим занятиям
6	6	5/7	Буровые промывочные жидкости	Выполнение письменных домашних заданий
7	7	5/7	Самостоятельное решение задач по теме: «Направленное бурение скважин»	Подготовка к практическим занятиям
8	8	5/7	Осложнения и аварии в процессе бурения	Выполнение письменных домашних заданий
9	9	5/7	Самостоятельное решение задач по теме: «Крепление скважин»	Подготовка к практическим занятиям
10	10	5/9	Вскрытие продуктивного пласта	Выполнение письменных домашних заданий
11	11	7/10	Проектирование технологии бурения скважин	Выполнение письменных домашних заданий
Итого:		57/82		

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	Тестирование	0-30
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
3 текущая аттестация		
1	Решение задач	0-40
ИТОГО за вторую текущую аттестацию		0-40
ВСЕГО		100

9. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины/модуля

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 «Перспект», 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

9.5 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	прибор для определения карбонатности горных пород «Кадометр» с вытяжным шкафом;	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
3	установка Эпрон-2000;	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
4	центраторы; долотья	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть

5	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система.
6	ареометр	Локальная и корпоративная сеть
7	стенд с глубинными геофизическими приборами;	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система.
8	-	Локальная и корпоративная сеть
9	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система.
10	-	Локальная и корпоративная сеть
11	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система.

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. Методические указания к практическим занятиям по дисциплине: «Основы строительства скважин» по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело» / Янукян А.П. – Сургут, ТИУ, 2019. – 36с.

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 преподава-

теля 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.).

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 1

Расчет устойчивости вышечно-лебедочного блока (ВЛБ) буровой установки

При кустовом бурении скважин значительное число буровых установок монтируется на колесном ходу.

ВЛБ с оснащенной вышкой и оборудованием, установленном на основании, каркасом укрытия и укрытием, со свечами за пальцами на левом и правом подсвечниках (на левом подсвечнике установлено 2/3 массы свечей, на правом – 1/3), располагается на двух платформах, которые на тележках перемещаются по рельсовому пути (рис.1).

Расчет устойчивости ВЛБ сводится к определению:

- опрокидывающего момента блока;
- ветровых нагрузок на вышку, на пакет свечей, на укрытие и на блок в целом при ветре, параллельном плоскости ног;
- восстанавливающего момента;
- коэффициента запаса устойчивости.

Исходные данные, необходимые для расчета устойчивости ВЛБ, приведены в таблице 1.1

Таблица 1.1 – Исходные данные для расчета устойчивости ВЛБ

Наименование	Размерность	Обозначение	Значения
1	2	3	4
Нагрузка от массы ВЛБ	кН	P_1	900; 1100; 1300; 1500
Скорость ветра	м/с	u	0; 10; 20; 30
Нагрузка от массы платформ	кН	$P_{пл}$	500; 600; 700
Ширина ноги вышки	м	$B_в$	1,64...1,80
Ширина пакета свеч	м	$B_{св}$	1,4...1,6
Ширина укрытия	м	$B_{ук}$	11,0...17,0
Высота вышки	м	$H_в$	40, 42, 44
Длина свечи	м	$H_{св}$	18; 24; 27
Высота укрытия	м	$H_{ук}$	6,0...10,0
Расстояние от рельса до опоры ноги вышки	м	h	3,4
Расстояние от пола до опоры ноги вышки	м	h_0	2,0
Расстояние от точки А до центра тяжести:			
- вышечного блока	м	l_1	3,2
- комплекта труб на левом подсвечнике	м	l_2	4,6
- комплекта труб на правом подсвечнике	м	l_3	1,6

- правой платформы	м	l_4	0,8
- левой платформы	м	l_5	5,5
Коэффициент динамичности при расчете ветровых нагрузок		n_d	1,5
Коэффициент перегрузки для ветровой нагрузки		n_p	1,2
Аэродинамические коэффициенты для:			
- вышки		k_6	1,2
- укрытия свеч		k_c	1,4

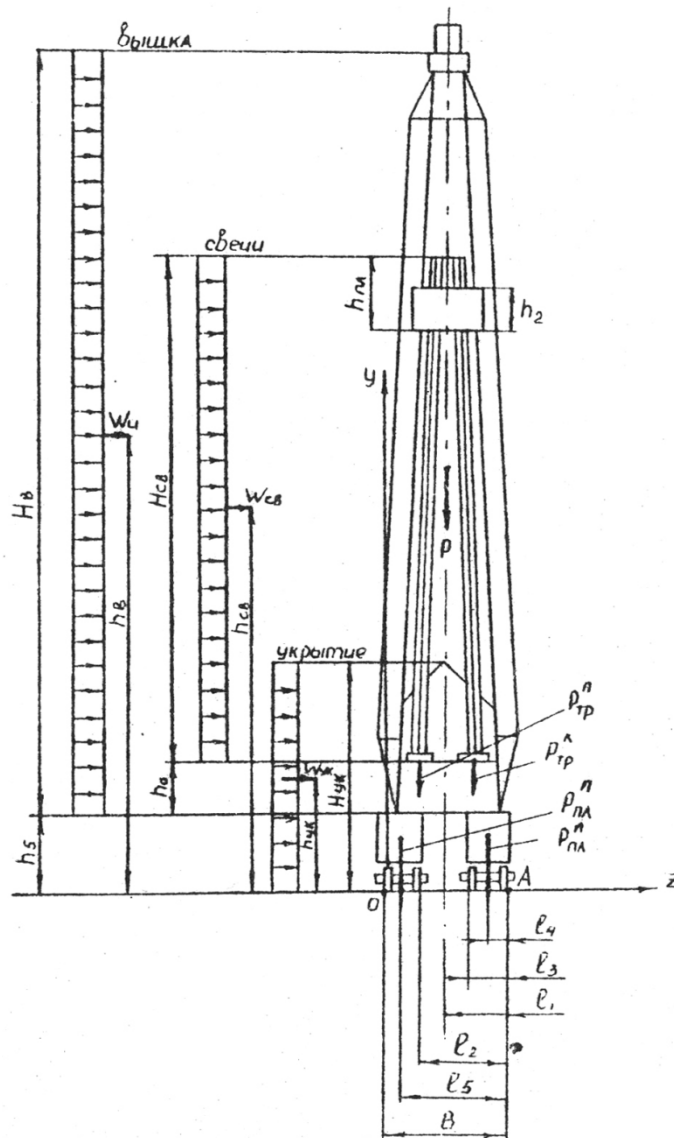


Рис.1.1- Схема к расчету вышечно-лебедочного блока на устойчивость

Определение ветровых нагрузок и моментов

Опрокидывающий момент, действующий на ВЛБ относительно точки А (точка соприкосновения колеса с рельсом) определяется по формуле:

$$M_{опр} = W_{вв} \cdot h_{в} + W_{св} \cdot h_{св} + W_{ук} \cdot h_{ук}, \quad (1.1)$$

где $W_{вв}$ - ветровая нагрузка на вышку; $W_{св}$ - ветровая нагрузка на свечи, установленные за пальцами; $W_{ук}$ - ветровая нагрузка на укрытие; $h_{в}$, $h_{св}$, $h_{ук}$ - плечи действия ветровой нагрузки соответственно на вышку, свечи, укрытие (расстояния от точки приложения равнодействующей соответствующей ветровой нагрузки до опоры платформы).

Ветровые нагрузки в общем виде определяются по формуле:

$$W_i = q_0 \cdot n_d \cdot n_p \cdot k \cdot F_i, \quad (1.2)$$

где $q_0 = u^2 / 1600$ - скоростной напор ветра; u - скорость ветра; n_d - коэффициент динамичности; n_p - коэффициент перегрузки для ветровой нагрузки; k - аэродинамический коэффициент, для вышки $k = k_g = 1,2$, для сплошных стенок (укрытие, свечи) $k = k_c = 1,4$; F_i - подветренная площадь сооружения (площадь проекции всех элементов рассматриваемой части сооружения на плоскость, перпендикулярную направлению ветра).

Для районов Западной Сибири величина q_0 изменяется в пределах $0,15 \dots 0,75$ кН/м² при изменении скорости ветра u в пределах $0 \dots 35$ м/с.

Ветровая нагрузка на вышку

$$W_{вв} = q_0 \cdot n_d \cdot n_p \cdot k_b \cdot (H_b \cdot B_b), \quad (1.3)$$

где H_b - высота вышки от опоры до подкронблочной площадки; B_b - ширина ноги с подветренной стороны.

Ветровая нагрузка на пакет свечей:

$$W_{св} = q_0 \cdot n_d \cdot n_p \cdot k_c \cdot (H_{св} \cdot B_{св}), \quad (1.4)$$

где $H_{св}$ - длина свечи на подсвечнике; $B_{св}$ - ширина пакета.

Ветровая нагрузка на укрытие:

$$W_{ук} = q_0 \cdot n_d \cdot n_p \cdot k_c \cdot (H_{ук} \cdot B_{ук}), \quad (1.5)$$

где $H_{ук}$ - длина свечи на подсвечнике; $B_{ук}$ - ширина пакета.

Плечо действия ветровой нагрузки на вышку:

$$h_b = 0,5H_b + h.$$

Плечо действия ветровой нагрузки на пакет свечей

$$h_{св} = H_{св} / 2 + h + h_0.$$

Плечо действия ветровой нагрузки на укрытие

$$h_{ук} = H_{ук} / 2.$$

Восстанавливающий момент:

$$M_{уд} = P_1 \cdot l_1 + P_{тр}^л \cdot l_2 + P_{тр}^п \cdot l_3 + P_{пл}^л \cdot l_4 + P_{пл}^п \cdot l_5, \quad (1.6)$$

где P_1 , $P_{тр}^л$, $P_{тр}^п$, $P_{пл}^л$, $P_{пл}^п$ - нагрузка соответственно от массы вышечного блока; комплекта труб, установленных на левом и правом подсвечниках; от левой и правой платформ; l_1 , l_2 , l_3 , l_4 , l_5 - плечи действия соответствующих сил относительно точки А (см. таблицу 1).

Нагрузка от массы вышечно-лебедочного блока:

$$P_1 = G_{осн}^{выш} + G_{осн}^{об} + G_{осн} + G_{ук}, \quad (1.7)$$

где $G_{осн}^{выш}$ - нагрузка от массы оснащенной вышки (собственно вышки, кронблока, талевого блока, каната, крюка, вертлюга, стояка, манифольда); $G_{осн}^{об}$ - нагрузка от массы оборудования, установленного на основании (ротора, ключа АКБ-ЗАМ, пульта управления, лебедки с гидротормозом, коробки передач, электродвигателя привода лебедки, двух компрессоров); $G_{осн}$ - нагрузка от массы основания вышечного блока; $G_{ук}$ - нагрузка от массы укрытия.

Нагрузка от массы бурильных труб на подсвечниках

$$P_{тр} = P_{тр}^л + P_{тр}^п, \quad (1.8)$$

где $P_{тр}^л = (2/3) \cdot P_{тр}$; $P_{тр}^п = (1/3) \cdot P_{тр}$; $P_{тр} = 0,7 \cdot P_1$.

Нагрузка от массы платформ

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{пл}}^{\text{н}} + P_{\text{пл}}^{\text{п}}, \quad (1.9)$$

где $P_{\text{пл}}^{\text{н}} = P_{\text{пл}}^{\text{п}} = 0,5 \cdot P_{\text{пл}}$.

Коэффициент запаса устойчивости

$$k_{\text{ус}} = M_{\text{уд}} / M_{\text{опр}}. \quad (1.10)$$

Сопrotивление перемещения вышечно-лебедочного блока:

$$N_{\text{пер}} = N_{\text{пт}} + N_{\text{y}} + W_{\text{в}}, \quad (1.11)$$

где $N_{\text{пт}}$ - полное сопротивление трения при движении ВЛБ с учетом трения реборд колес о рельсы; N_{y} - сопротивление от уклона рельсового пути; $W_{\text{в}}$ - сопротивление от ветровой нагрузки, действующей на ВЛБ.

$$N_{\text{пт}} = k_p \cdot N_{\text{тс}}, \quad (1.12)$$

где $k_p = 1,2 \dots 1,8$ - коэффициент трения реборд колес о рельс; $N_{\text{тс}}$ - сопротивление трения при движении ВЛБ, приведенное к радиусу колеса:

$$N_{\text{тс}} = Q_{\text{влб}} \cdot f \cdot d_{\text{п}} / D_{\text{к}}, \quad (1.13)$$

где $Q_{\text{влб}}$ - суммарная нагрузка на рельс от перемещения блока, кН, рассчитываемая по формуле:

$$Q_{\text{влб}} = P_1 + P_{\text{тр}} + P_{\text{пл}}, \quad (1.14)$$

где P_1 , $P_{\text{тр}}$, $P_{\text{пл}}$ - нагрузки соответственно от массы вышечного блока; комплекта труб, установленных на левом и правом подсвечниках; левой и правой платформ; $f = 0,0005 \dots 0,05$ - коэффициент трения скольжения стали по бронзе БР ОС8-12; $d_{\text{п}} = 0,2 \dots 0,25$ - диаметр подшипника скольжения, м; $D_{\text{к}} = 0,5 \dots 0,7$ - диаметр ходового колеса, м.

$$N_{\text{y}} = \alpha \cdot Q_{\text{влб}}, \quad (1.15)$$

где $\alpha = 0,05$ - расчетный уклон в сотых долях длины пути.

В процессе выполнения практического занятия необходимо построить зависимости опрокидывающего ($M_{\text{опр}}$) и удерживающего ($M_{\text{уд}}$) моментов, коэффициента запаса устойчивости ($k_{\text{ус}}$) от скорости ветра u .

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №2

Расчет перемещения вышечно-лебедочного блока (ВЛБ) в пределах куста

Наиболее эффективными тяговыми механизмами, обеспечивающими широкий диапазон регулирования скорости перемещения ВЛБ буровой установки в пределах куста и высокую плавность его хода являются гидроцилиндры. Они позволяют обеспечить жесткую связь с буровой установкой.

Схема передвижения ВЛБ представлена на рис.2.1. Вышко-лебедочный блок с оснащенной вышкой и оборудованием, установленным на основании, каркасом укрытия и укрытием, со свечами, установленными за пальцами на левом и правом подсвечниках, расположен на двух платформах, которые опираются на тележки, передвигающиеся по рельсовому пути.

Передвижение тележек осуществляется двумя гидроцилиндрами тянущего типа. Корпуса гидроцилиндров осями крепятся к металлоконструкциям основания блока, штоки посредством ушей и осей крепятся к захватам, захваты осями крепятся к направляющим балкам. При подаче рабочей жидкости в штоковую полость корпуса гидроцилиндров перемещаются относительно штоков, увле-

кая за собой основание ВЛБ.

Расчет параметров режима передвижения ВЛБ в пределах куста сводится к определению:

- полного статического сопротивления перемещению ВЛБ на подъем, равный уклону рельсового пути и движению навстречу ветру;
- тянущего усилия гидроцилиндра;
- запаса по тянущему усилию;
- скорости перемещения вышечно-лебедочного блока;
- времени перемещения вышечно-лебедочного блока за 1 ход гидроцилиндра.

Исходные данные для расчета параметров режима передвижения приведены в таблице 2.1

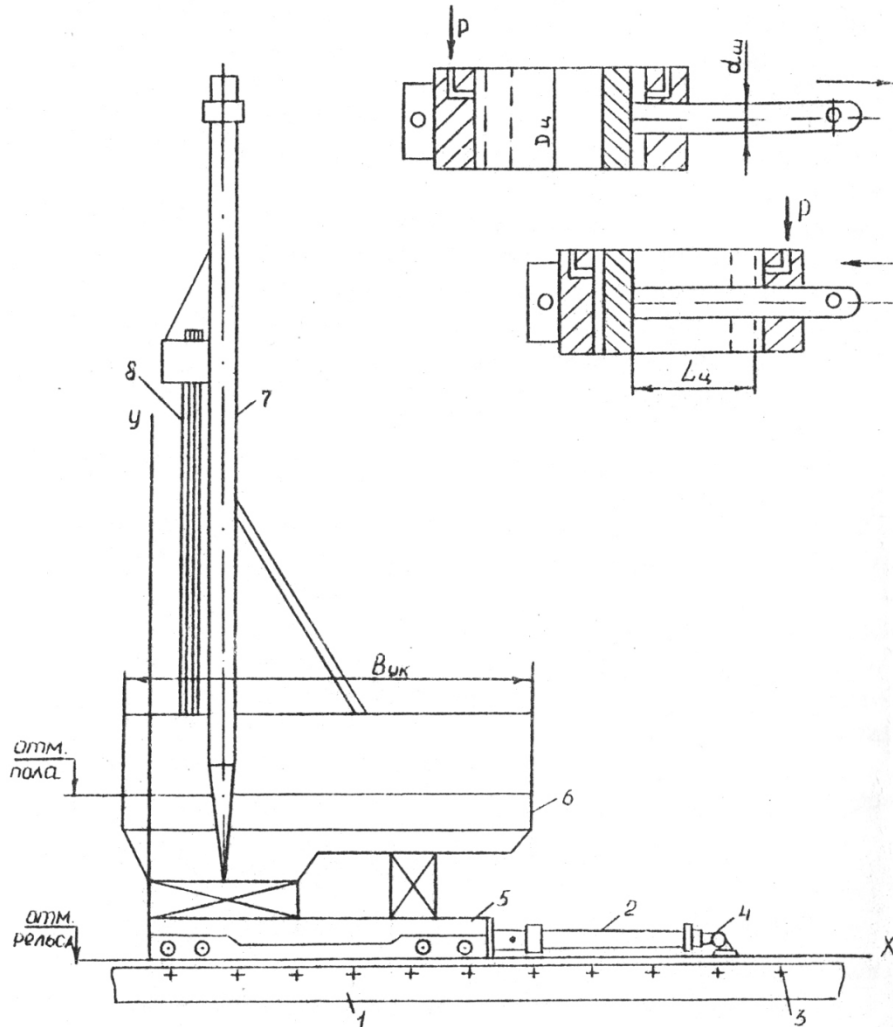


Рис.2.1- Схема перемещения вышечно-лебедочного блока

а- схема работы гидроцилиндров; б- общая схема передвижения

1-направляющая; 2- гидроцилиндр; 3- отверстия; 4- захват; 5- платформа; 6 – основание ВЛБ; 7 – вышка; 8 – пакет свечей.

Таблица 2.1- Исходные данные для расчета перемещения ВЛБ в пределах куста

Наименование	Размерность	Обозначение	Значения
1	2	3	4
Нагрузка от массы ВЛБ	кН	P_1	900; 1100; 1300; 1500

Нагрузка от массы комплекта труб	кН	$P_{тр}$	750
Нагрузка от массы платформ	кН	$P_{пл}$	500; 600; 700
Коэффициент трения скольжения стали по бронзе		f	0,005...0,05
1	2	3	4
Диаметр подшипника скольжения	м	$d_{п}$	0,1
Диаметр ходового колеса	м	$D_{к}$	0,5
Коэффициент трения реборд о рельс		K_p	1,2
Производительность гидроагрегата	м ³ /мин	Q	0,013...0,018
Число одновременно работающих гидроцилиндров		$k_{ц}$	2
Диаметр поршня гидроцилиндра	м	$D_{ц}$	0,11...0,22
Диаметр штока гидроцилиндра	м	$d_{шт}$	0,35...0,4
Длина хода штока гидроцилиндра	м	$L_{ц}$	0,8...1,5
Коэффициент полезного действия гидроцилиндра		$\eta_{ц}$	0,96
Ширина ноги вышки	м	$B_{в}$	1,44
Высота вышки	м	$H_{в}$	40
Ширина пакета свеч	м	$B_{св}$	1,6
Высота пакета свеч	м	$H_{св}$	25,4
Ширина укрытия	м	$B_{ук}$	10
Высота укрытия	м	$H_{ук}$	8
Рабочее давление в гидроцилиндре	кН/м ²	p	10000...32000
Коэффициент динамичности при расчете ветровых нагрузок		n_d	1,5
Коэффициент перегрузки для ветровой нагрузки		n_p	1,2
Аэродинамические коэффициенты:			
- для вышки		k_e	1,2
- для пакета свеч и укрытия		k_c	1,4

Расчет параметров режима передвижения ВЛБ.

Полное статическое сопротивление перемещению ВЛБ определяется по формуле (1.11). Сопротивление от ветровой нагрузки, действующей на ВЛБ рассчитывается по зависимости:

$$W_{в} = W_{вв} + W_{св} + W_{ук}, \quad (2.1)$$

где

$$W_{вв} = q_0 \cdot n_d \cdot n_p \cdot k_b \cdot (H_{в} \cdot B_{в});$$

$$W_{св} = q_0 \cdot n_d \cdot n_p \cdot k_c \cdot (H_{св} \cdot B_{св});$$

$$W_{ук} = q_0 \cdot n_d \cdot n_p \cdot k_c \cdot (H_{ук} \cdot B_{ук}).$$

Тянущее усилие одного гидроцилиндра перемещения:

$$P_{тян} = p \cdot (\pi/4) \cdot (D_{ц}^2 - d_{шт}^2) \cdot \eta, \quad (2.2)$$

где $p = (10...32) \cdot 10^3$ кН/м² – рабочее давление в гидроцилиндре;

$D_{ц} = (0,11...0,22)$, м – диаметр поршня гидроцилиндра;

$d_{шт} = (0,35...0,4)$, м – диаметр штока гидроцилиндра;

$\eta = 0,96$ - к.п.д. гидроцилиндра.

Запас по тянущему усилию (при одновременной работе двух гидроцилиндров):

$$n = k_{ц} \cdot P_{тян} / N_{пер}, \quad (2.3)$$

где $k_{ц} = 2$ - число одновременно работающих гидроцилиндров; $N_{пер}$ - сопротивление перемещения вышечно-лебедочного блока, рассчитываемое по формуле (1.11).

Скорость перемещения вышечно-лебедочного блока:

$$V = \frac{Q}{k_{ц} \cdot (\pi/4) \cdot (D_{ц}^2 - d_{шт}^2)}, \quad (2.4)$$

где $Q = (13...18) \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{мин}$ – производительность агрегата.

Время перемещения ВЛБ за один ход гидроцилиндра:

$$T = k_{ц} \cdot V_{шт} / Q, \quad (2.5)$$

где $V_{шт}$ - объем штоковой полости гидроцилиндра, рассчитываемый по зависимости:

$$V_{шт} = (\pi/4) \cdot (D_{ц}^2 - d_{шт}^2) L_{ц}, \quad (2.6)$$

где $L_{ц} = (0,8...1,5)$ м, - ход поршня гидроцилиндра.

В процессе выполнения практического занятия необходимо построить зависимости усилия перемещения ($N_{пер}$) и коэффициента запаса по тянущему усилию (n) от скорости ветра u .

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №3

Выбор рациональных типов долот

Задача 3.1. Выбрать тип долота при следующих условиях. Данное стратиграфическое подразделение разбуривалось долотами двух типов. Способ бурения всех скважин турбинный. Параметры режима на данной площади практически одинаковые.

Результаты бурения данного стратиграфического подразделения следующие (суммарные по всем скважинам):

- общее число израсходованных долот 1-го типа $n_1=12$, 2-го типа $n_2=22$;
- пробурено долотами 1-го типа $H_1=314$ м, 2-го типа $H_2=300$ м;
- общее время бурения долотами 1-го типа $T_1=116,65$ ч, 2-го типа $T_2=93,75$ ч.

Эти суммарные показатели взяты после проверки совокупности проходок на наличие дефектных данных и исключения их.

Решение. Определяем средние показатели по одно долото.

1. Проходка на долото:

1-го типа

$$h_1 = H_1 / n_1 = 314 / 12 = 256,2 \text{ м};$$

2-го типа

$$h_2 = H_2 / n_2 = 300 / 22 = 13,64 \text{ м}.$$

2. Стойкость долота:

1-го типа

$$t_2 = (T_1 / H_2) h_1 = (116,65 / 314) 256,2 = 9,73 \text{ ч};$$

2-го типа

$$t_2 = (T_2 / H_2)h_2 = (93,75 / 300)13,64 = 4,26 \text{ ч.}$$

3. Механическая скорость бурения долотом

1-го типа

$$v_{\text{мех1}} = H_1 / T_1 = 314 / 116,65 = 2,69 \text{ м/ч;}$$

2-го типа

$$v_{\text{мех2}} = H_2 / T_2 = 300 / 93,75 = 3,2 \text{ м/ч.}$$

В связи с тем, что $h_1 > h_2$; $t_1 > t_2$; а $v_{\text{мех1}} < v_{\text{мех2}}$, определяем эксплуатационные затраты на 1 м проходки в рассматриваемых условиях. Дополнительные данные: цена долот 1-го и 2-го типов одинакова и составляет $C_D = 190$ руб. Продолжительность спуско-подъемных операций (нормативная) для данного интервала глубин, отнесена к рейсу долота, с учетом вспомогательных операций составляет $t_{\text{сно}} + t_{\text{всп}} = 7$ ч. Стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени ее работы, составляет $C_B = 29$ руб./ч.

Определяем величину эксплуатационных затрат на 1 м проходки долотом по формуле

$$C = \frac{C_B(t + t_{\text{сно}} + t_{\text{всп}}) + C_D}{h}, \quad (3.1)$$

где C_B - стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени; t - стойкость долота; $t_{\text{сно}}$ - продолжительность спуско-подъемных операций; $t_{\text{всп}}$ - продолжительность вспомогательных работ; C_D - стоимость долота; h - проходка на долото.

Подставляя данные в формулу (1), получаем для долота 1-го типа

$$C_1 = \frac{29(9,73 + 7) + 190}{26,2} = 25,77 \text{ руб.};$$

для долота 2-го типа

$$C_2 = \frac{29(4,26 + 7) + 190}{13,64} = 37,87 \text{ руб.}$$

Так как $C_1 < C_2$ ($25,77 < 37,87$), то для разбуривания данного стратиграфического подразделения принимаем долота 1-го типа.

Задача 3.2. Определить потери вследствие неправильного применения долота для условий предыдущей задачи, если толщина указанного стратиграфического подразделения в данной скважине составляет $H=300$ м.

Решение. Потери, вызванные неправильным выбором долота, определяются по формуле

$$П = H / (C_2 - C_1), \quad (2)$$

где H - фактическая проходка на долото в данной пачке пород, м; C_1 - величина эксплуатационных затрат на бурение 1 м пород правильно выбранным долотом, руб.; C_2 - величина эксплуатационных затрат на бурение 1 м пород неправильно выбранным долотом, руб.

Таким образом,

$$П = 300(37,87 - 25,77) = 3630 \text{ руб.}$$

Задача 3.3 Определить экономическую эффективность применения алмазного долота при следующих условиях:

Тип долота.....Алмазное Шарошечное
 Бурение.....Разведочное
 Способ бурения.....Турбинный
 Вид привода.....Дизельный

Интервал бурения, м.....	3600-3712
Проходка на долото, м.....	112
Механическая скорость бурения.....	2,3
Время на один спуско-подъем инструмента, ч.....	10
Время подготовительно-заключительных и вспомогательных работ на один рейс долота, ч.....	12
Время промывки ствола скважины после спуска и перед подъемом инструмента (два цикла) на один рейс долота, ч.....	2
Время ремонтных работ, ч.....	2
Рассчитывается По ЕНВ	
Межремонтный период работы турбобура, ч.....	750
Сметная стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени, руб.....	29,48
Цена долота с учетом наценки органов снабжения, руб.....	2500

Решение. Определяем следующие показатели:

а) суммарную проходку $H=3712-3600=112$ м;

б) число долот

алмазных $112/112=1$

шарошечных $112/2,7=22$

в) число рейсов:

при бурении алмазными долотами $(112/2,3)/75=0,65$. Принимается за один рейс.

При бурении шарошечными долотами число рейсов равно числу долот, т.е. 22;

г) время механического бурения:

алмазными долотами $112/2,3=48,7$ ч,

шарошечными долотами $112/2,7=41,5$ ч;

д) время спуско-подъемных операций:

для алмазного долота $10 \times 1=10$ ч,

для шарошечных долот $9 \times 12=108$ ч;

е) время подготовительно-заключительных и вспомогательных работ:

для алмазного долота $12 \times 1=12$ ч,

для шарошечных долот $6 \times 22=132$ ч;

ж) время промывки ствола скважины после спуска и перед подъемом инструмента:

для алмазного долота $2 \times 1=2$ ч,

для шарошечных долот $2 \times 22=44$ ч.

Итого по последним четырем пунктам (г, д, е, ж):

для алмазного долота $48,7+10+12+2=72,7$ ч,

для шарошечного долота $41,5+108+132+44=326,5$ ч.

С учетом ремонтных работ (10%) затраты времени при бурении алмазным долотом 80 ч, шарошечным долотом 457 ч.

Определяем скорректированную сметную стоимость 1 ч работы буровой установки при бурении алмазным долотом

$$C_{алм} = C_{шар} - C_{заб} (1 - t_{шар} / t_{алм}), \quad (3)$$

где $C_{шар}$ - сметная стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени при бурении шарошечными долотами, руб.; $C_{заб}$ - затраты на содержание забойного двигателя,

руб./ч; $t_{шар}$ - межремонтный период работы забойного двигателя для бурения шарошечными долотами, ч; $t_{алм}$ - то же, при бурении алмазными долотами.

Подставляя значения величин в формулу (3), получаем

$$C_{алм} = 29,48 - 2,53\left(1 - \frac{50}{75}\right) = 28,64 \text{ руб.}$$

Рассчитываем затраты на долота:

алмазное $2500 \times 1 = 2500$ руб.;

шарошечные $22 \times 80 = 1760$ руб.

Определяем затраты на механическое бурение:

алмазным долотом $80 \times 28,64 = 2291,2$ руб.

шарошечными долотами $457 \times 29,48 = 13472,4$ руб.

Итого затраты при бурении:

алмазным долотом $2500 + 2291,2 = 4791,2$ руб.

шарошечными долотами $1760 + 13472,4 = 15232,4$ руб.

Экономия на интервал бурения от 3600 до 3712 м составляет $15232,4 - 4791,2 = 10441,2$ руб.

Экономия на 1 м проходки: $10441,2 / 112 = 93,2$ руб.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО ЧИСЛА ДОЛОТ ПРИ ИХ ИСПЫТАНИИ

Задача 4.1. Рассчитать необходимое число опытных долот для получения достоверных и надежных результатов в процессе их испытания при следующих условиях: в данном стратиграфическом подразделении отработаны семь серийно выпускаемых долот. Проходка на долото составляет 25; 23; 23; 24; 27; 29; 37 м.

Решение. Ранжируем величины проходок (от минимальной до максимальной): 23; 23; 24; 25; 27; 29; 37 м.

Проверяем не являются ли две минимальные (23; 23 м) или максимальная (37 м) проходки дефектными. Для исключения явно дефектных данных проверяем максимальные и минимальные величины каждой статистической совокупности следующим образом.

Для исключения максимального значения величины проходки данного ряда необходимо условие

$$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_1} \geq k_n; \quad (4.1)$$

минимального значения

$$\frac{h_2 - h_1}{h_n - h_1} \geq k_n. \quad (4.2)$$

Для исключения двух максимальных значений величины проходки данного ряда необходимо условие

$$\frac{h_n - h_{n-2}}{h_n - h_1} \geq k_n, \quad (4.3)$$

двух минимальных значений

$$\frac{h_3 - h_1}{h_n - h_1} \geq k_n, \quad (4.4)$$

Для исключения минимального значения члена ряда в предположении, что и минимальное значение дефектное, необходимо условие

$$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_2} \geq k_n, \quad (4.5)$$

Для исключения минимального значения члена ряда в предположении, что и максимальное значение дефектное, необходимо условие

$$\frac{h_2 - h_1}{h_n - h_2} \geq k_n, \quad (4.6)$$

Значение величин, входящих в эти формулы: h_1 - минимальный (первый) член совокупности чисел; h_2, h_3, h_{n-1}, h_n - соответственно второй, третий, предпоследний и последний (максимальный) член ряда.

Величину k_n можно определить по табл. 4.1 при заданной доверительной вероятности α , исходя из числа членов данного ряда n .

В нашем случае проверяем, не являются ли две минимальные (23; 23 м) или максимальная (37 м) проходки дефектными.

Таблица 4.1- Определение основных величин

Число членов в совокупности	k_n при доверительной вероятности $\alpha = 0,95$ для условий			
	$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_1};$	$\frac{h_2 - h_1}{h_n - h_1};$	$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_2};$ $\frac{h_2 - h_1}{h_n - h_2};$	$\frac{h_n - h_{n-2}}{h_n - h_1};$ $\frac{h_3 - h_1}{h_n - h_1};$
3	0,941		1,000	1,000
4	0,765		0,955	0,967
5	0,642		0,807	0,845
6	0,560		0,689	0,736
7	0,507		0,610	0,661
8	0,468		0,554	0,607
9	0,437		0,512	0,565
10	0,412		0,477	0,531
11	0,392		0,450	0,504
12	0,376		0,428	0,481
15	0,338		0,381	0,430
20	0,300		0,334	0,372
24	0,281		0,309	0,347
30	0,260		0,283	0,322

По формуле находим

$$\frac{h_3 - h_1}{h_n - h_1} = \frac{24 - 23}{37 - 23} = 0,071.$$

По табл. 4.1 для $n = 7$ находим $k_n = 0,661$. Так как $0,071 < 0,661$, то минимальная величина проходки не является дефектной.

По формуле

$$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_1} = \frac{37 - 29}{37 - 23} = 0,571.$$

По табл. 4.1. для $n = 6$ находим $k_n = 0,736$. Так как $0,167 < 0,736$, то минимальные значения величины проходки не являются дефектными.

По формуле

$$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_1} = \frac{29 - 27}{29 - 23} = 0,333.$$

По табл. 4.1 для $n = 6$ находим $k_n = 0,560$. Так как $0,333 < 0,560$, то максимальная величина проходки нового ряда (29 м) не является дефектной; значит, ряд сохраняется.

Определяем среднюю проходку на долото

$$h_{CP} = \frac{\Sigma h}{n} = \frac{23 + 23 + 24 + 25 + 27 + 29}{6} = 25,2 \text{ м.}$$

Определяем среднее квадратическое отклонение от средней арифметической величины по формуле

$$s = \frac{h_n - h_1}{d_1}, \quad \text{где } h_n - h_1 -$$

размах варьирования величин после исключения явно дефектных данных; d_n - величина, определяемая по табл.4.2 в зависимости от числа членов ряда.

Таблица 4.2 – Определение числа членов ряда после исключения дефектных данных

Число членов ряда после исключения дефектных данных	d_n	Число членов ряда после исключения дефектных данных	d_n
2	1,128	11	3,173
3	1,693	12	3,258
4	2,059	13	3,336
5	2,326	14	3,407
6	2,534	15	3,472
7	2,704	16	3,532
8	2,847	17	3,588
9	2,970	18	3,640
10	3,078	19	3,689
		20	3,735

По формуле находим

$$s = \frac{29 - 23}{2,534} = 2,37.$$

Определяем выборочный коэффициент вариации по формуле

$$k_B = s / h_{CP},$$

$$k_B = 2,37 / 25,2 = 0,094.$$

Задаемся предельно допускаемой относительной погрешностью (для шарошечных долот $\delta = 0,2 \div 0,4$); при испытаниях $\delta_1 = 0,2$ и $\delta_2 = 0,3$.

При $\delta_2 = 0,3$ определяем величину t_α / \sqrt{n}

$$t_{\alpha} / \sqrt{n} = \delta_2 / k_B = 0,3 / 0,094 = 3,191.$$

При $\delta_1 = 0,2$

$$t_{\alpha} / \sqrt{n} = \delta_1 / k_B = 0,2 / 0,094 = 2,128.$$

По табл. 4.3 приводится минимальное требуемое число опытных и серийных шарошечных долот сравниваемых конструкций

Таблица 4.2 – Минимальное требуемое число опытных и серийных шарошечных долот сравниваемых конструкций для конкретной характерной пачки пород.

n_{\min}	t_{α} / \sqrt{n}	n_{\min}	t_{α} / \sqrt{n}	n_{\min}	t_{α} / \sqrt{n}
5	1,15	25	0,412	45	0,300
6	1,00	26	0,403	46	0,297
7	0,89	27	0,394	47	0,294
8	0,816	28	0,387	48	0,290
9	0,754	29	0,380	49	0,287
10	0,706	30	0,372	50	0,284
11	0,663	31	0,366	55	0,270
12	0,630	32	0,360	60	0,258
13	0,597	33	0,354	65	0,248
14	0,572	34	0,349	70	0,238
15	0,550	35	0,344	75	0,230
16	0,530	36	0,338	80	0,222
17	0,512	37	0,333	90	0,209
18	0,495	38	0,329	100	0,198
19	0,479	39	0,324	120	0,181
20	0,466	40	0,320	150	0,161
21	0,454	41	0,316	200	0,139
22	0,442	42	0,312	250	0,124
23	0,431	43	0,308	300	0,114
24	0,421	44	0,304	400	0,098

Значение величины t_{α} / \sqrt{n} даны при $\alpha = 0,95$.

По табл. 4.3 для $t_{\alpha} / \sqrt{n} = 3,191$ находим $n_1 \leq 5$; для $t_{\alpha} / \sqrt{n} = 2,128$ $n_2 \leq 5$ долот.

Если в процессе испытаний запланированное число долот обеспечивает величину коэффициента вариации экспериментальных данных $k_{B.Э} \leq k_B$, то результаты проведенных испытаний достоверны и удовлетворительны.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №5

Выбор конструкции скважины

Исходные данные:

Цель бурения- эксплуатация

Глубина скважины по стволу-3233м

Глубина спуска кондуктора-723м

Диаметр эксплуатационной колонны-168 мм

1. Из технического проекта на строительство скважин на заданном месторождении выписываем пластовые давления и давления гидроразрыва по интервалам, и рассчитаем эквивалент градиентов давлений по формулам:

$$K_n = \frac{P_n}{0,01 * H^j} \quad (5.1)$$

$$K_{гр} = \frac{P_{гр}}{0,01 * H^j} \quad (5.2)$$

Результаты расчётов сводим в таблицу 5.1

Таблица 5.1 - Таблица давлений

Интервал, м	P _{пл} , МПа	P _{гр} , МПа	K _п	K _{гр}
0-450	4,5	9,9	1,00	2,2
450-975	9,75	21,45	1,00	2,00
975-1865	18,65	41,03	1,00	1,8
1865-1900	19	41,8	1,00	1,8
1900-2758	27,58	60,67	1,00	1,6
2758-2810	28,10	61,82	1,00	1,6
2810-2880	28,80	63,36	1,02	1,6

2 Строим график совмещённых давлений в координатах «глубина-эквивалент градиента давления»

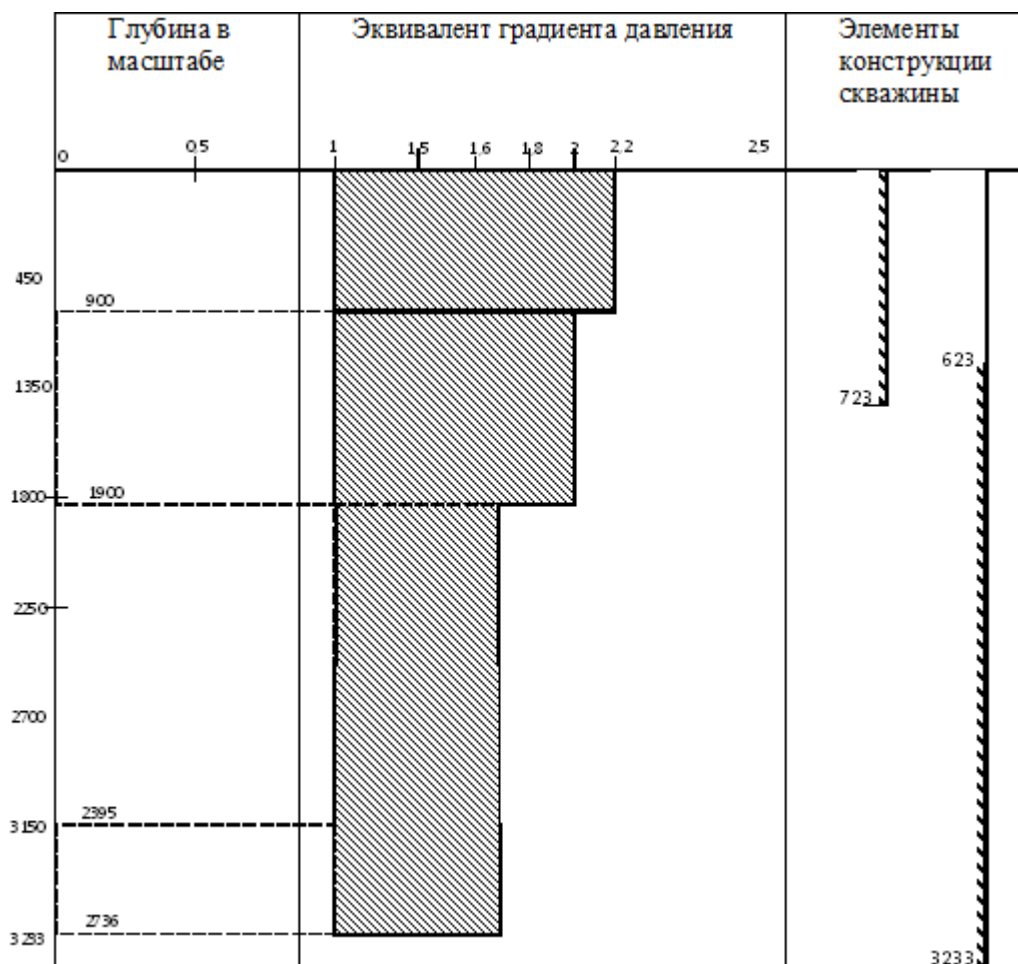


Рисунок 5.2 – Совмещённый график давлений

Вывод: так как на графике совмещенных давлений одна зона совместимых условий бурения, выбираем одноколонную конструкцию скважины состоящую из кондуктора и эксплуатационной колонны.

3. Выбор диаметра долот и колонн

3.1 Определяем диаметр долота под эксплуатационную колонну

$$D_{\text{долзк}} = D_{\text{мзк}} + 2b, \text{ мм} \quad (5.3)$$

$D_{\text{мзк}}$ - диаметр муфты эксплуатационной колонны, мм

b - зазор, мм

$$D_{\text{мзк}} = 168 \text{ мм}$$

$$b = 10 \text{ мм}$$

$$D_{\text{долзк}} = 168 + 20 = 188 \text{ мм}$$

По ГОСТу 20692-75 диаметр долота под эксплуатационную колонну:

$$D_{\text{долзк}} = 215,9 \text{ мм}$$

3.2 Определяем диаметр кондуктора

Внутренний:

$$D_k = D_{\text{долзк}} + 2(4 \div 5), \text{ мм} \quad (5.4)$$

$$D_k = 215,9 + 2 * 5 = 225,9 \text{ мм}$$

Наружный: принять ближайший

$$D_k = 244,5 \text{ мм}$$

3.3 Определить диаметр долота под кондуктор

$$D_{\text{дол}} = D_k + 26, \text{ мм} \quad (5.5)$$

$$D_{\text{дол}} = 244,5 + 2 * 20 = 284,5 \text{ мм} \approx 295,3 \text{ мм}$$

Таблица 5.2 – Элементы конструкции скважины

Наименование	$D_{\text{кол}}, \text{ мм}$	$D_{\text{дол}}, \text{ мм}$	Интервал спуска колонны	Интервал цементирования
Кондуктор	244,5	295,3	0-723	0-723
Эксплуатационная колонна	168	215,9	0-3233	623-3233

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6 Расчет цементирования обсадной колонны

Исходные данные:

глубина скважины по стволу, L	3233 м.
высота столба буферной жидкости за колонной, I ₁	573 м.
высота столба гелецементного раствора, I ₂	2010 м.
высота столба цементного раствора, I ₃	650 м.
глубина спуска кондуктора, H _к	723 м.
диаметр кондуктора, D _к	0,245 м.
диаметр эксплуатационной колонны, D _{эк}	0,168 м.
внутренний диаметр эксплуатационной колонны, D	0,152 м.
высота цементного стакана, h _{ст}	20 м.

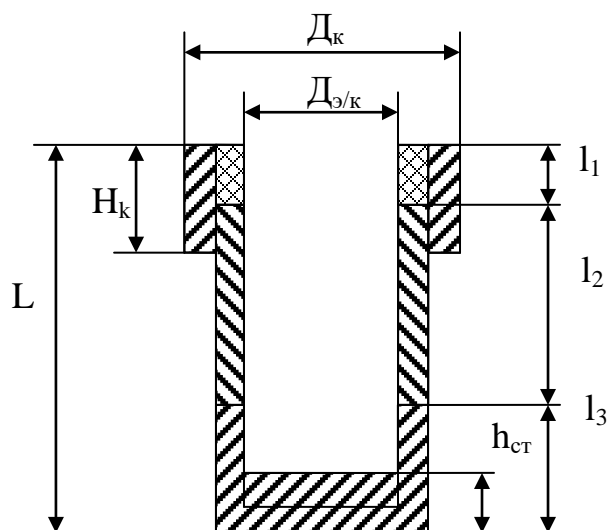


Рисунок 5.1 –

Схема основных обозначений

1 Определяем объем гелцементного раствора:

$$V_{гц} = 0,785 \left[(D_{скв}^2 - D_{эк}^2) \times (l_2 - 100) + (D_{к}^2 - D_{эк}^2) \times 100 \right] \quad (6.1)$$

$$V_{гц} = 0,785 \left[(0,245^2 - 0,168^2) \times (2010 - 100) + (0,245^2 - 0,168^2) \times 100 \right] = 48,9 м^3$$

2 Определяем объем цементного раствора:

$$V_{ц} = 0,785 \left[(D_{скв}^2 - D_{эк}^2) \times l_3 + d_{эк}^2 \times h_{ст} \right] \quad (6.2)$$

$$V_{ц} = 0,785 \left[(0,245^2 - 0,168^2) \times 650 + 0,152^2 \times 20 \right] = 16,18 м^3$$

3 Определяем количество цемента для приготовления цементного раствора:

$$Q_{ц} = \frac{1}{1 + 0,5} \rho_{цр} \times V_{цр} \quad (6.3)$$

$$Q_{ц} = \frac{1}{1 + 0,5} 1,84 \times 16,18 = 19,84 т$$

где: m – водоцементные отношения ($m = 0,5$)

$\rho_{цр}$ – плотность цементного раствора $г/см^3$

4 Определяем количество воды для приготовления $1 м^3$ гелцементного раствора:

$$Q_{в} = m \times Q_{ц} \quad (6.4)$$

$$Q_{в} = 0,5 \times 19,84 = 9,92 м^3$$

5 Определяем количество глины для приготовления $1 м^3$ гелцементного раствора:

$$g_{гг} = \frac{\rho_{гц}}{\left(1 + \frac{100}{d}\right) - \left(\frac{100}{d_{рц}} + \frac{1}{\rho_{гц}}\right)} \quad (6.5)$$

$$g_{гг} = \frac{1,48 - 1}{\left(1 + \frac{100}{10}\right) - \left(\frac{100}{103,15} + \frac{1}{2,6}\right)} = 0,06m$$

где: $\rho_{пл}$ – плотность гелцементного раствора, г/см³

$\rho_{ц}$ – плотность цемента, г/см³

d – содержание глин порошка в процентном отношении массы цемента в гелцементном растворе ($d = 10 - 20$)

6 Определяем количество цемента для приготовления 1м³ гелцементного раствора:

$$q_{ц} = \left(\frac{100}{d}\right) \times q_{гг} \quad (6.6)$$

$$q_{ц} = \left(\frac{100}{d}\right) \times q_{гг} = \frac{100}{10} \times 0,064 = 0,64m$$

7 Определяем количество воды для приготовления 1м³ гелцементного раствора:

$$q_{в} = \rho_{гг} - q_{гг} - q_{ц} \quad (6.7)$$

$$q_{в} = 1,48 - 0,06 - 0,6 = 0,77m$$

8 Определяем количество глины, цемента и воды для приготовления всего объема гелцементного раствора:

$$Q_{гг} = q_{гг} \times V_{гг} = 0,06 \times 48,9 = 3,12m$$

$$Q_{ц} = q_{ц} \times V_{гг} = 0,6 \times 48,9 = 31,2m$$

$$Q_{в} = q_{в} \times V_{гг} = 0,77 \times 48,9 = 37,6m^3$$

9 Определяем количество продавочной жидкости:

$$V_{пр} = 0,785 \times d_{ср}^2 \times (L - h_{сг}) \times K_c \quad (6.8)$$

где $d_{ср}$ – средний внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм.

$h_{сг}$ – высота цементного стакана, м.

K_c – коэффициент сжимаемости газа ($K_c = 1,05$)

$$V_{пр} = 0,785 \times 0,152^2 (3233 - 20) \times 1,02 = 59,4m^3$$

10 Определяем суммарную подачу цементного агрегата в процессе цементирования:

$$Q = V \times F_{затр} = 1,5 \times 0,024 = 0,036 m^3/c \quad (6.8)$$

$$F_{затр} = \frac{V_{гг} + V_{сг} + V_{гц}}{l_2 + l_3} = \frac{16,18 + 48,9 - 0,36}{2010 + 650} = 0,024m^2 \quad (6.9)$$

где $F_{затр}$ – площадь затрубного пространства, м²

$$V_{cm} = \frac{\pi d_{cp}^2}{4} h = \frac{3,14 \times 0,152^2}{4} 20 = 0,36 \text{ м}^2 \quad (6.10)$$

где V_{cm} – объем цементного стакана, м^2

11 Определяем максимальное давление в процессе цементирования:

$$P_{\text{макс}} = P_1 + P_2 = 11,27 + 1,603 = 12,87 \text{ МПа},$$

где P_1 – разность гидростатических давлений в затрубном и трубном пространстве

$$P_{\text{затр}} = 0,01(\rho_{cp} \times h_3 + \rho_{ци} \times h_2 + \rho_{ож} \times h_1) = 0,01 \times (1,84 \times 650 + 1,48 \times 1824 + 1,02 \times 553) = 43,6 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{тр}} = 0,01 \times H \times \rho_{жс} = 0,01 \times 3233 \times 1 = 32,33 \text{ МПа}$$

$$P_1 = P_{\text{затр}} - P_{\text{тр}} = 43,6 - 32,33 = 11,27 \text{ МПа}, \quad (6.10)$$

где P_2 – давление на преодоление гидравлических сопротивлений, МПа

$$P_2 = 0,001 \times L + 1,6 = 0,001 \times 3233 + 1,6 = 1,603 \text{ МПа} \quad (6.11)$$

В соответствии с Q и $P_{\text{макс}}$ выбираем тип цементировочного агрегата:

$$\text{ЦА} = 320\text{М}; P_{\text{III}} = 18 \text{ МПа}; d_{6T} = 115\text{мм}; q_{\text{III}} = 5,2 \text{ дм}^3/\text{с}. \quad (6.12)$$

12 Определяем количество цементно-смесительных машин под сухой цемент:

$$m_1 = \frac{Q_{ц}}{V_{ббу} \times \delta} = \frac{19,84}{14,5 \times 1,25} = 1,09 \approx 1 \quad (6.13)$$

где $V_{бун}$ – объем бункера ($V_{бун} = 14,5\text{м}^3$)

δ - насыпная масса цемента ($\delta = 1,20 - 1,25$)

13 Определяем количество цементно-смесительных машин под сухой цемент и глину:

$$m_2 = \frac{Q_{ц} + Q_{гг}}{V_{бб} \times \gamma_n} = \frac{19,84 + 3,12}{14,5 \times 1,25} = 1,26 \approx 2 \quad (6.14)$$

14 Определяем число цементировочных агрегатов:

$$n = \frac{Q}{q} + 1 = \frac{36}{5,2} + 1 = 7,9 \approx 8 \quad (6.15)$$

15 Число цементных агрегатов при закачке буферной жидкости:

$$n = \frac{V_{ббу}}{V_{цц}} = \frac{15}{6,4} = 2,34 \approx 3 \text{ маш} \quad (6.16)$$

где $V_{буф}$ – объем буферной жидкости, м^3

$$V_{бун} = 15 - 20 \text{ м}^3$$

$V_{ца}$ – объем цементного агрегата ($6,4\text{м}^3$)

16 Число цементных агрегатов при закачке цементного и гелцементного растворов:

$$n_{ц} = 2 * m_1 = 2 * 1 = 2$$

$$n_{гц} = 2 * m_2 = 2 * 2 = 4$$

17 Определяем максимальное давление при закачке буферной жидкости:

$$P = P_1 + P_2 = 0,2 + 1,603 = 1,803 \text{ МПа} \quad (6.17)$$

$$P_1 = 0,01 * h_{буф} (\rho_{бр} - \rho_{буф}) = 0,01 * 0,25 (1,1 - 1,02) = 0,2 \text{ МПа}$$

где P_1 – разность гидростатического давления бурового раствора и буферной жидкости

$$V_{в.обск} = \frac{\pi d^2}{4} \times L = \frac{3,14 \times 0,152^2}{4} \times 3233 = 58,2 \text{ м}^3 \quad (6.17)$$

$$h = V_{буф} / V_{вн.обск} = 15 / 58,2 = 0,25$$

18 Определяем время цементирования:

$$t = \frac{10^3}{60} \left(\frac{V_{буф}}{n \times g} \right) + \frac{V_{ци}}{n_2 \times g} + \frac{V_{ц}}{n_3 \times g} + \frac{0,98 \times V_{np}}{(n-1) \times g} + \frac{0,02 \times V_{np}}{1 \times g} + 10 \text{ мин.} =$$

$$16,6 \left(\frac{15}{3 \times 7,9} + \frac{67,14}{8 \times 7,9} + \frac{15,17}{2 \times 7,9} + \frac{0,98 \times 58,16}{(7-1) \times 5,2} \right) + 10 \text{ мин} = 95,98 \text{ мин} \quad (6.18)$$

19 Определяем время схватывания:

$$t_{сск} = \frac{t_{ц}}{0,75} = \frac{95,98}{0,75} = 127,9 \text{ мин} \quad (6.19)$$

Выбираем тип цемента ПЦТ-I-100

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯНИЕ №7 виды проектных профилей наклонных скважин

Проектный профиль ствола наклонной скважины включает вертикальный участок, участок начального искривления и сопряжённые между собой тангенциальные и искривлённые интервалы.

Профиль наклонной скважины определяют три его точки (рисунок 7.1):

- устье скважины;
- точка вскрытия продуктивного пласта;
- конечный забой скважины.

Основными параметрами профиля скважины являются:

- глубина скважины, H ;
- длина ствола, Σl_i , – сумма длин всех участков скважины;
- смещение от вертикали, A ;
- количество участков, i ;
- длина вертикального участка, H_B ;
- интенсивность искривления участков, I_i ;
- радиус кривизны участков, R_i ;
- угол вскрытия продуктивного пласта, α_2 .

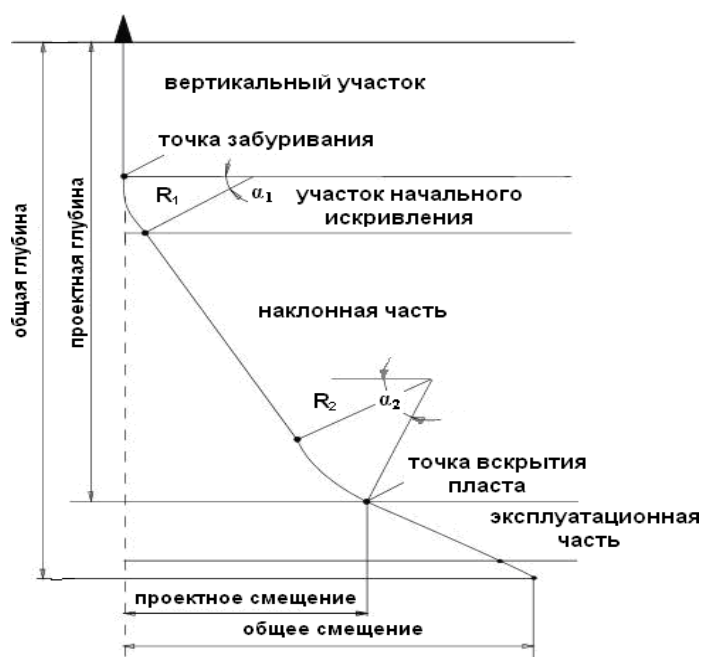


Рисунок 7.1 – Проектный профиль наклонно направленной скважины:
 R_1, R_2 – радиусы кривизны участков профиля;
 α_1, α_2 – зенитные углы по концам искривлённых участков профиля

По форме завершающего интервала все профили наклонно направленной скважины разделяются на три типа (рисунок 7.2):

- S-образный;
- J-образный;
- тангенциальный.

Проектирование профиля скважины заключается в выборе типа и вида профиля, а также в определении необходимого для его расчёта комплекса параметров, включающего:

- проектные значения глубины и смещения ствола скважины от вертикали;

- длину вертикального участка;
- значения предельных радиусов кривизны и зенитных углов ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного эксплуатационного оборудования и на проектной глубине.

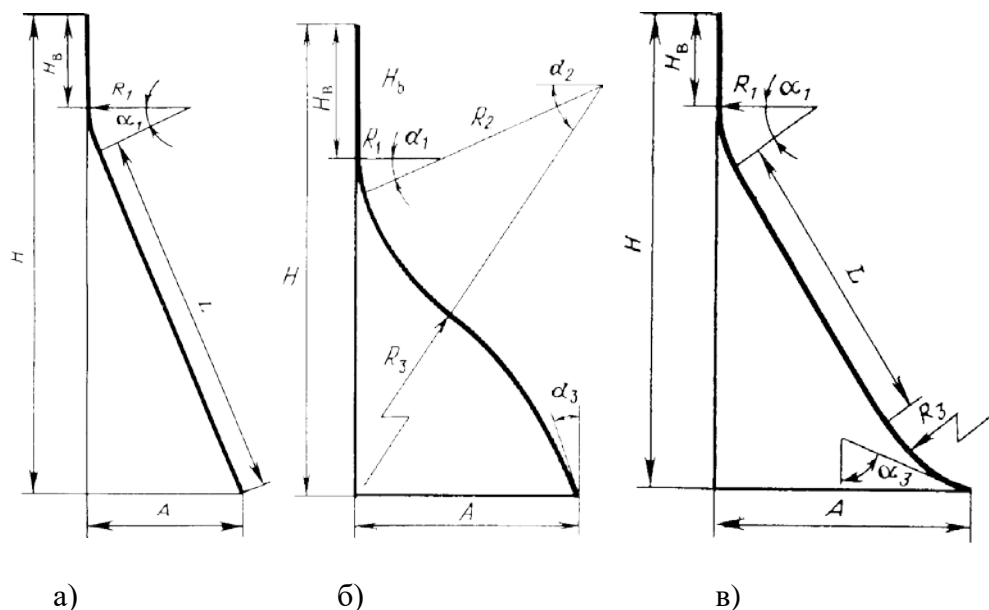


Рисунок 7.2 – Типы профиля наклонно направленных скважин: а – тангенциальный; б – S-образный; в – J-образный;

H – проектная глубина; A – проектное смещение; H_B – длина вертикального участка; R_1 – радиус кривизны участка начального искривления; α_1 – зенитный угол в конце участка начального искривления; L – длина тангенциального участка; R_2, R_3 – радиус кривизны второго и третьего участков профиля соответственно; α_2, α_3 – зенитный угол в конце третьего участка профиля и на проектной глубине соответственно

При расчёте профиля скважины кроме проектных значений глубины и смещения ствола задаётся также длина вертикального участка и радиус кривизны участка начального искривления.

Для определения проекций каждого участка профиля на вертикальную и горизонтальную оси необходимо знать радиус кривизны участка профиля, значения зенитных углов по его концам, длину и угол наклона тангенциального участка, если он имеется. Указанные параметры профиля могут быть найдены из решения системы уравнений, которые в общем виде выглядят следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} \sum h_i &= H \\ \sum a_i &= A \end{aligned} \right\}, \quad (7.1)$$

$\sum a_i = A$ где h_i, a_i – вертикальная и горизонтальная проекции i -го участка профиля соответственно, м;

H, A – проектная глубина и смещение ствола скважины соответственно, м. Значение зенитного угла в верхних интервалах, где располагается внутрискважинное эксплуатационное оборудование, ограничивается некоторой предельной вели-

чиной. Поэтому при расчёте параметров профиля скважины следует задавать максимальную величину зенитного угла скважины в конце участка начального искривления, а также в конце расположенного ниже участка увеличения зенитного угла. Поскольку зенитный угол скважины на проектной глубине при проектировании наклонно направленной скважины жёстко не регламентируется, то этот угол целесообразно принять в качестве одной из неизвестных величин. Второй неизвестной величиной в системе уравнений может быть радиус кривизны одного из участков профиля, расположенного ниже участка начального искривления или длина тангенциального участка профиля.

В таблице 7.1 приведены формулы для расчёта вертикальной и горизонтальной проекций участков плоского профиля наклонных скважин.

Таблица 7.1 – Формулы расчёта проекций участков проектного профиля

Вид участка профиля	Проекция участка, м		Длина участка, м
	Горизонтальная	Вертикальная	
Вертикальный	0	H_B	H_B
Начального искривления	$R \cdot (1 - \cos \alpha)$	$R \cdot \sin \alpha$	$\frac{\alpha \cdot \pi \cdot R}{180}$
Малоинтенсивное увеличение угла	$R \cdot (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2)$	$R \cdot (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1)$	$\frac{(\alpha_2 - \alpha_1) \cdot \pi \cdot R}{180}$
Малоинтенсивное уменьшение угла	$R \cdot (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1)$	$R \cdot (\sin \alpha_1 - \sin \alpha_2)$	$\frac{(\alpha_1 - \alpha_2) \cdot \pi \cdot R}{180}$
Тангенциальный (известна длина L)	$L \cdot \sin \alpha_L$	$L \cdot \cos \alpha_L$	L

Примечание к таблице:

H_B – длина вертикального участка профиля, м;

R – радиус кривизны искривлённого участка профиля, м;

α – зенитный угол в конце участка начального искривления, град.;

α_1, α_2 – зенитный угол в начале и в конце искривлённого участка профиля соответственно, град.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯНИЕ №8 расчёт тангенциального профиля наклонной скважины

Тангенциальный трёхинтервальный профиль (рисунок .3) включает вертикальный участок, участок начального искривления и тангенциальный участок.

Исходными данными для расчёта трёхинтервального профиля являются параметры: H, A, H_B, R_1 .

Уравнения проекций участков профиля на вертикальную и горизонтальную оси:

$$H_B + R_1 \sin \alpha_1 + L \cos \alpha_1 = H. \quad (8.1)$$

$$R_1 (1 - \cos \alpha_1) + L \sin \alpha_1 = A. \quad (8.2)$$

В системе уравнений (8.1) и (8.2) две неизвестные величины – L и α_1 .

Значение зенитного угла α_1 , при котором обеспечивается проектное смещение ствола скважины на проектной глубине H , получается в результате решения системы уравнений (8.1) и (8.2) и может быть выражено формулой 8.3

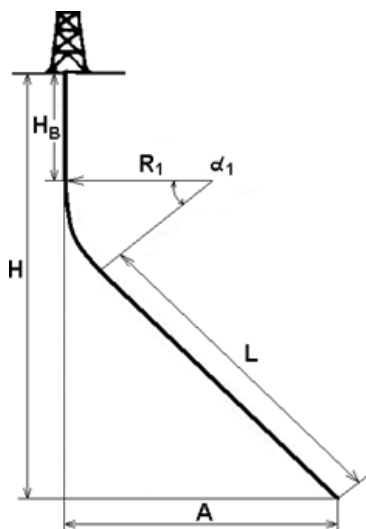


Рисунок 8.1 – Трёхинтервальный тангенциальный профиль

$$\alpha_1 = 2 \cdot \arctg \frac{H_0 - \sqrt{H_0^2 - A \cdot (2 \cdot R_1 - A)}}{2 \cdot R_1 - A}, \quad (8.3)$$

где $H_0 = H - H_B$.

Длина тангенциального участка определяется по формуле:

$$L = \frac{A - R \cdot (1 - \cos \alpha_1)}{\sin \alpha_1} \quad (8.4)$$

Пример расчёта трёхинтервального тангенциального профиля наклонной скважины.
Исходные данные:

- глубина спуска направления – 150 м;
- глубина спуска кондуктора – 600 м;
- глубина спуска эксплуатационной колонны – 1691 м;
- проектная глубина до кровли пласта $H = 1649$ м;
- проектное смещение на кровле пласта $A = 500$ м;
- радиус кривизны участка начального искривления $R_1 = 382$ м;
- мощность продуктивного пласта – 42 м.

С целью улучшения спуска и повышения герметичности крепи направления и кондуктора, составленных из обсадных труб большого диаметра, длину H_B вертикального участка принимаем равной 620 м. При этом направление и кондуктор будут расположены в вертикальном стволе скважины.

На основании исходных данных по формуле (3.4) определяется величина угла α_1 в конце участка начального искривления ствола:

$$\alpha_1 = 2 \cdot \arctg \frac{1029 - \sqrt{1029^2 - 500 \cdot (2 \cdot 382 - 500)}}{2 \cdot 382 - 500} = 28,18 \text{ град.}$$

Длина участка начального искривления:

$$L_1 = 10 \frac{28,2}{0,15} = 188 \text{ м.}$$

Длина тангенциального участка:

$$L = \frac{500 - 382(1 - \cos 28,2)}{\sin 28,2} = 962,4 \text{ м.}$$

Длина эксплуатационного участка:

$$L_{\text{Э}} = \frac{H_{\text{П}}}{\cos \alpha_1} = \frac{42}{\cos 28,2} = 47,6 \text{ м.}$$

Полученные параметры проектного профиля заносятся в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Расчётные параметры тангенциального трёхинтервального профиля наклонной скважины с проектным смещением 500 м

Вид участка	Глубина, м	Длина ствола, м	Длина интервала, м	Смещение, м	Зенитный угол, град.	Интенсивность, 1°/10 м
Направление	150,0	150,0	150,0	0,0	0,0	0,0
Кондуктор	600,0	600,0	450,0	0,0	0,0	0,0
Вертикальный	620,0	620,0	620,0	0,0	0,0	0,0
Начального искривления	800,0	808,0	188,0	45,0	28,2	1,5
Тангенциальный	1649,0	1770,4	962,4	500,0	28,2	0,0
Эксплуатационный	1691,0	1818,0	47,6	522,5	28,2	0,0

Тангенциальный трёхинтервальный профиль наклонной скважины с проектным смещением 500 м приведён на рисунке 8.2.

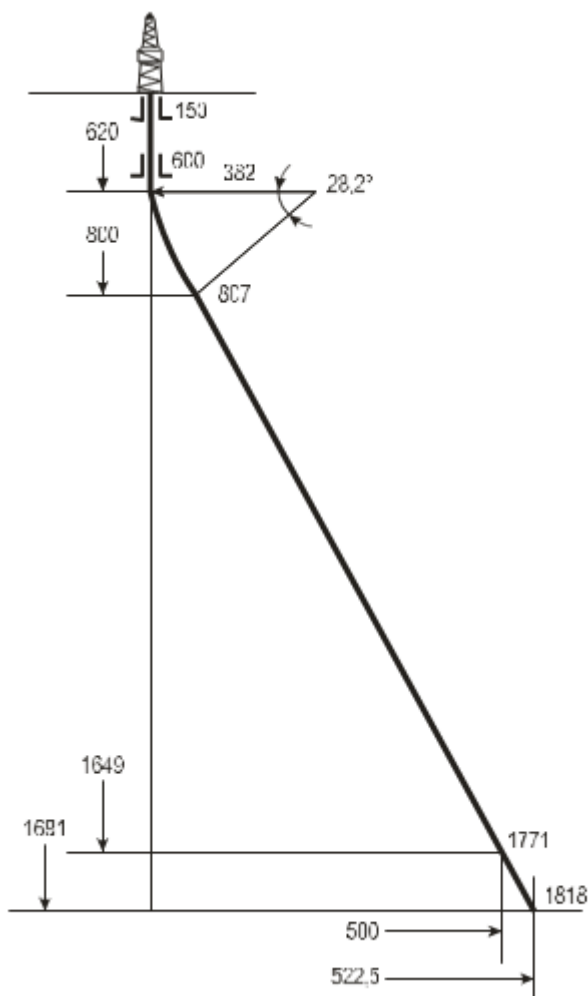


Рисунок 8.2 – Трёхинтервальный профиль наклонной скважины с проектным смещением 500 м

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯНИЕ №9
расчёт s-образного профиля наклонной скважины

S-образный четырёхинтервальный профиль включает вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный участок и участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла (рисунок 9.1).

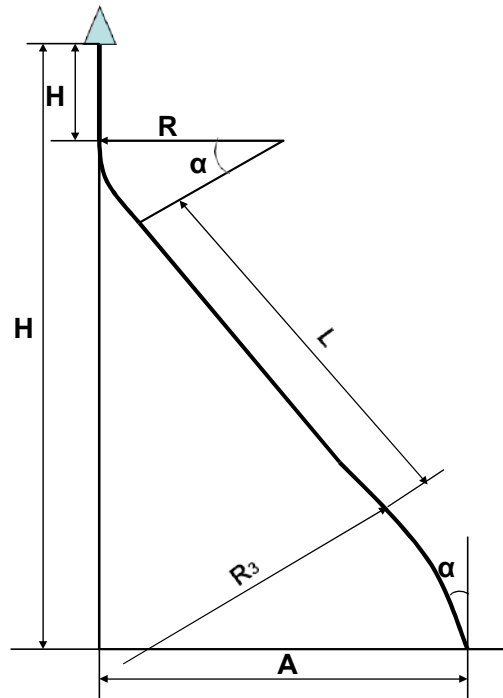


Рисунок 9.1 – S-образный четырёхинтервальный профиль

Исходными данными для расчёта S-образного профиля (рисунок 9.1) являются параметры: $H, A, H_B, R_1, R_3, \alpha_1$.

Длина L тангенциального участка и зенитный угол α_3 ствола скважины на проектной глубине определяются из выражений:

$$L = C - Q, \quad (9.1)$$

$$\alpha_3 = \alpha_1 - \arctg \frac{Q}{\sqrt{R_3^2 - Q^2}}, \quad (9.2)$$

где $C = \frac{H - H_B - R_1 \cdot \sin \alpha_1}{\cos \alpha_1} - |A - B| \sin \alpha_1$;

$$B = R_1 \cdot (1 - \cos \alpha_1) + (H - H_B - R_1 \cdot \sin \alpha_1) \cdot \operatorname{tg} \alpha_1$$
;

$$Q = \sqrt{2 \cdot R_3 \cdot |A - B| \cos \alpha_1 - (A - B)^2 \cos^2 \alpha_1}$$
 .

Пример расчёта S-образного четырёхинтервального профиля наклонной скважины

Исходные данные:

- глубина спуска направления – 50 м;
- глубина спуска кондуктора – 700 м;
- проектная глубина до кровли пласта – 2240 м;
- мощность продуктивного пласта – 176 м;
- глубина спуска эксплуатационной колонны – 2416 м;
- проектное смещение на кровле пласта – 700 м;
- радиус кривизны участка начального искривления $R_1 = 382$ м;
- радиус кривизны участка уменьшения зенитного угла $R_3 = 3820$ м;
- длина вертикального участка $H_B = 400$ м;
- зенитный угол в конце участка начального искривления $\alpha_1 = 25^\circ$.

На основании исходных данных по формулам (3.1- 3.2) определяются величина угла α_3 и длина тангенциального интервала ствола:

$$B = 382 \cdot (1 - \cos 25) + (2240 - 400 - 382 \cdot \sin 25) \cdot \operatorname{tg} 25 = 818;$$

$$Q = \sqrt{2 \cdot 3820 \cdot 700 - 818 \cdot \cos 25 - (700 - 818)^2 \cdot \cos^2 25} = 899;$$

$$C = \frac{2240 - 400 - 382 \cdot \sin 25}{\cos 25} - 700 - 818 \cdot \sin 25 = 1802 ;$$

$$L = 1802 - 899 = 903 \text{ м};$$

$$\alpha_3 = 25 - \operatorname{arctg} \frac{897,56}{903} = 11,4 \text{ град.}$$

$$\sqrt{3820^2 - 897,56^2}$$

По формулам (таблица 3.1) рассчитывается длина эксплуатационного участка профиля, а также его вертикальная и горизонтальная проекции.

Полученные параметры проектного профиля заносятся в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Параметры S-образного проектного профиля наклонно направленной скважины с проектным смещением 700 м

Вид участка	Глубина, м	Длина ствола, (колонны), м	Длина интервала, м	Смещение, м	Зенитный угол, град.	Интенсивность, °/10 м
1	2	3	4	5	6	7
Вертикальный (направление)	50,0	50,0	50,0	0,0	0,0	0,0
Вертикальный	400,0	400,0	350,0	0,0	0,0	0,0
Начального искривления	561,0	567,0	167,0	35,8	25,0	1,5
Тангенциальный (кондуктор)	700,0	720,0	153,0	100,4	25,0	0,0
Тангенциальный	1379,0	1469,0	743,0	417,2	25,0	0,0
Уменьшение зенитного угла	2240,0	2377,0	908,0	700,0	11,4	-0,15
Уменьшение зенитного угла (эксплуатационный)	2416,0	2556,0	179,0	731,0	8,7	-0,15

Четырёхинтервальный S-образный профиль наклонной скважины с проектным смещением 700 м приведён на рисунке 9.2.

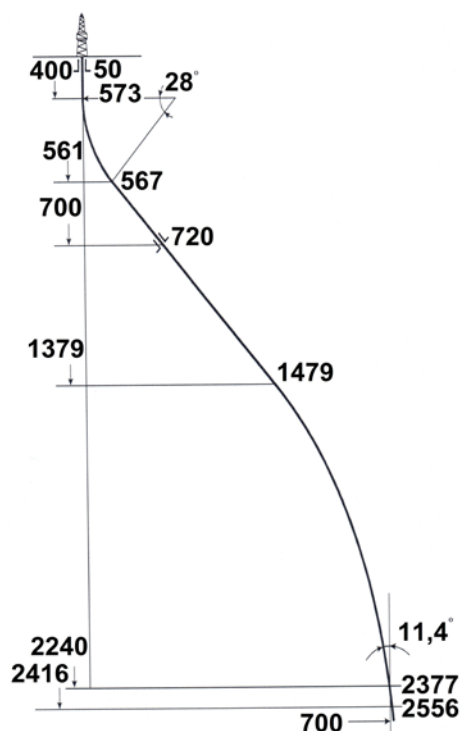


Рисунок 9.2 – Четырёхинтервальный S-образный проектный профиль наклонно направленной скважины с проектным смещением 700 м

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯНИЕ №10

расчёт j-образного профиля наклонной скважины

J-образный профиль включает вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный участок и участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла (рисунок 10.1).

Исходными данными для расчёта профиля (рисунок 10.1) являются параметры: H , A , H_B , R_1 , R_3 , α_1 .

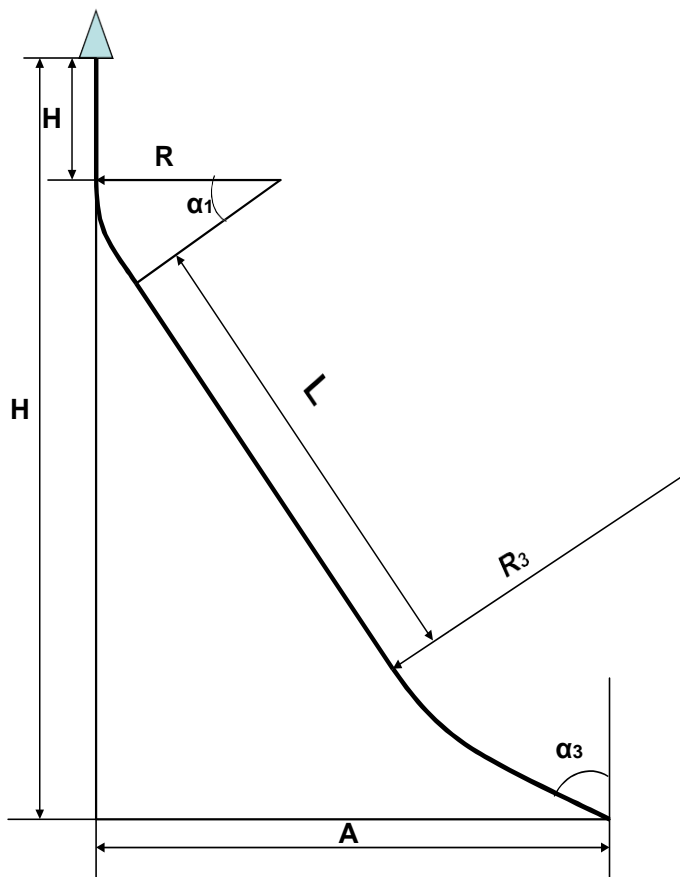


Рисунок 10.1 – Четырёхинтервальный профиль J-образного вида с тангенциальным участком

Длина тангенциального участка и зенитный угол α_3 ствола скважины на проектной глубине H определяются по формулам:

$$L = C - Q; \tag{10.1}$$

$$\alpha_3 = \alpha_1 + \operatorname{arctg} \frac{Q}{\sqrt{R_3^2 - Q^2}}, \tag{10.2}$$

где $C = \frac{H - H_B - R_1 \cdot \sin \alpha_1}{\cos \alpha_1} + A - B \cdot \sin \alpha_1$;

$$B = R_1 \cdot (1 - \cos \alpha_1) + (H - H_B - R_1 \cdot \sin \alpha_1) \cdot \operatorname{tg} \alpha_1; \quad (10.3)$$

$$Q = \sqrt{2 \cdot R_3 \cdot |A - B| \cdot \cos \alpha_1 - (A - B)^2 \cdot \cos^2 \alpha_1} \quad (10.4)$$

Пример расчёта J-образного четырёхинтервального профиля наклонной скважины.
Исходные данные:

- глубина спуска направления – 50 м;
- глубина спуска кондуктора – 500 м;
- проектная глубина до кровли пласта $H = 1678$ м;
- мощность продуктивного пласта – 30 м;
- глубина спуска эксплуатационной колонны – 1708 м;
- проектное смещение на кровле пласта $A = 900$ м;
- радиус кривизны участка начального искривления $R_1 = 382$ м;
- радиус кривизны участка уменьшения зенитного угла $R_3 = 1900$ м;
- длина вертикального участка $H_B = 80$ м;
- зенитный угол в конце участка начального искривления $\alpha_1 = 30^\circ$;
- вскрытие пласта производится с уменьшением зенитного угла с интенсивностью $0,5^\circ/10$ м.

На основании исходных данных по формулам (4.1 – 4.4) определяются величина угла α_3 и длина L тангенциального интервала ствола:

$$B = 382 \cdot (1 - \cos 30) + (1678 - 80 - 382 \cdot \sin 30) \cdot \operatorname{tg} 30 = 863,$$

$$Q = \sqrt{2 \cdot 1900 \cdot 900 - 863 \cdot \cos 30 - (900 - 863)^2 \cdot \cos^2 30} = 345,$$

$$C = \frac{1678 - 80 - 382 \cdot \sin 30}{\cos 30} + |900 - 863| \cdot \sin 30 = 1643,$$

$$L = 1643 - 345 = 1298 \text{ м}$$

$$\alpha_3 = \alpha_1 + \operatorname{arctg} \frac{345}{\sqrt{1900^2 - 345^2}} = 40,4$$

По формулам рассчитывается длина эксплуатационного участка профиля, а также его вертикальная и горизонтальная проекции.

Параметры проектного профиля заносятся в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Параметры проектного четырёхинтервального *J*-образного профиля наклонно направленной скважины с проектным смещением 900 м

Вид участка	Глубина по вертикали, м	Длина ствола, м	Длина интервала, м	Смещение, м	Зенитный угол, град.	Интенсивность, °/10 м
Вертикальный	80,0	80,0	80,0	0,0	0,0	0,0
Начального искривления	271,0	280,0	200,0	52,0	30,0	1,5
Башмак кондуктора	500,00	544,0	264,0	183,4	30,0	0,0
Тангенциальный	1393,0	1576,0	1032,0	699,2	30,0	0,0
Увеличения зенитного угла	1678,0	1925,0	249,0	900,00	40,4	0,3
Эксплуатационный	1708,0	1964,0	39,0	925,0	38,5	-0,5

Четырёхинтервальный *J*-образный профиль наклонной скважины с проектным смещением 700 м приведён на рисунке 10.2.

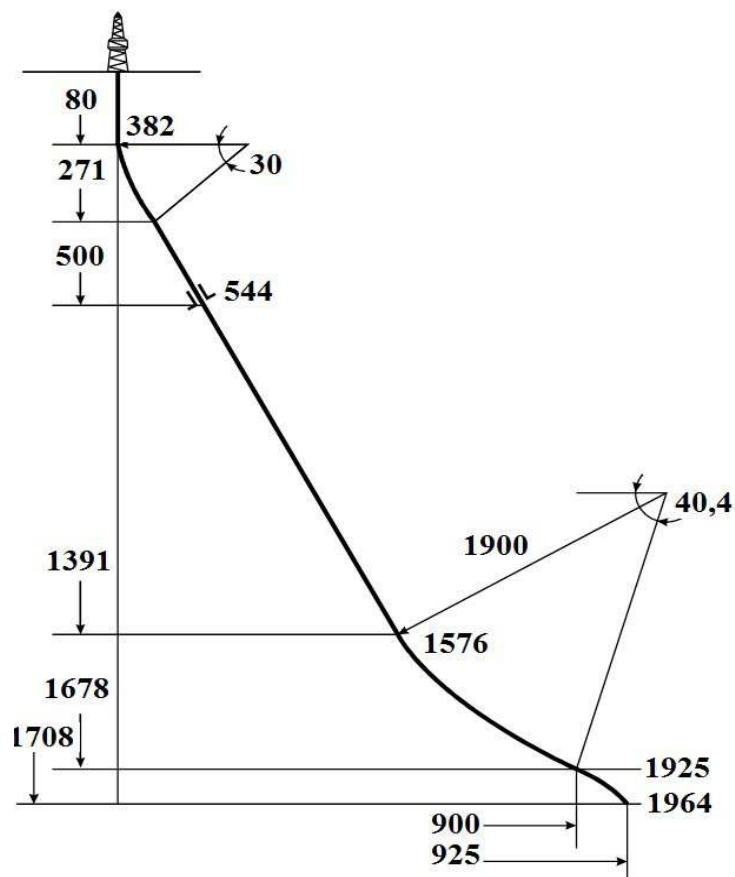


Рисунок 10.2 – Четырёхинтервальный *J*-образный проектный профиль наклонно направленной скважины с проектным смещением 900 м

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯНИЕ №11

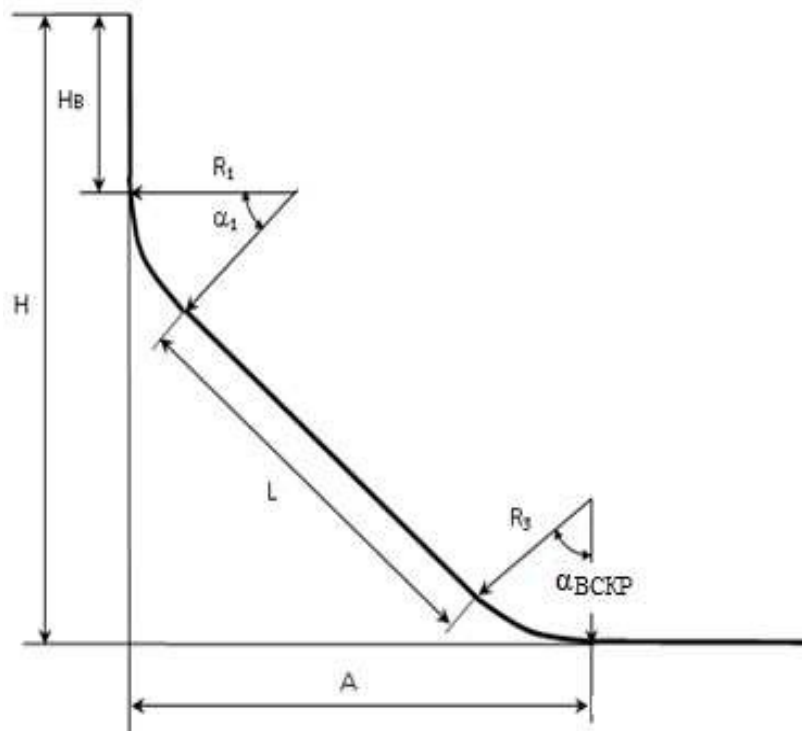
расчёт направляющей части типового профиля горизонтальной скважины

Назначение направляющей части профиля горизонтальной скважины заключается в выведении ствола под определённым углом и азимутом в точку продуктивного пласта с заданными координатами.

Поэтому при расчёте направляющей части профиля горизонтальной скважины, кроме проектной глубины и смещения ствола скважины от вертикали, необходимо задавать величину зенитного угла на проектной глубине. Кроме того, задаётся величина радиуса кривизны участка увеличения зенитного угла скважины.

На рисунке 11.1 представлен проектный профиль горизонтальной скважины, включающий вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный (прямолинейно-наклонный) участок, участок увеличения зенитного угла и горизонтальный ствол.

Рисунок 11.1 – Схема 5-ти интервального профиля горизонтальной скважины



В случае отсутствия тангенциального участка при проектировании профиля горизонтальной скважины он исключается из расчёта.

При расчёте проектных параметров направляющей части профиля горизонтальной скважины приняты следующие условные обозначения:

H – проектная глубина направляющей части профиля горизонтальной скважины (глубина кровли продуктивного пласта), м;

A – проектное смещение направляющей части горизонтальной скважины на проектной глубине (смещение по вертикали точки вскрытия пласта от устья скважины), м;

$\alpha_{ВСКР}$ – зенитный угол вскрытия пласта на проектной глу-

бине, град.;
 H_B – длина вертикаль-

ного участка, м;

L – длина тангенциального участка, м;

Исходные данные для расчёта: $H, A, \alpha_{BCKP}, \alpha_1, R_1, R_3$.

$$H_g = H - R_1 \cdot \sin \alpha_1 - R_3 \cdot W_1 - L \cdot \cos \alpha_1 ;$$

$$L = \frac{A - (1 - \cos \alpha_1) \cdot R_1 - R_3 \cdot V_1}{\sin \alpha_1}, \quad (11.1)$$

где $V_1 = \cos \alpha_1 - \cos \alpha_{BCKP}$; $W_1 = \sin \alpha_{BCKP} - \sin \alpha_1$.

Пример расчёта профиля горизонтальной скважины. Исходные данные:

- мощность продуктивного пласта $h = 35$ м;
- продуктивный пласт представлен чередованием слоёв песчаника и глины;
- продуктивный пласт предполагается вскрыть наклонным стволом на интервале $S_{II} = 499$ м;
- глубина спуска направления – 30 м;
- глубина спуска кондуктора – 450 м;
- глубина спуска эксплуатационной колонны – 2280 м;
- проектная глубина до кровли пласта $H = 2280$ м;
- проектное смещение на кровле пласта $A = 900$ м;
- радиус кривизны участка начального искривления $R_1 = 382$ м;
- радиус кривизны участка уменьшения зенитного угла $R_3 = 382$ м;
- зенитный угол в конце участка начального искривления $\alpha_1 = 25^\circ$.

Расчёт параметров проектного профиля горизонтальной скважины производится в следующей последовательности.

1. Расчёт величины угла α_{BCKP} вскрытия кровли продуктивного пласта

(рисунок 5.2) при условии, что толщина пласта $h = 35$ м и $S_{II} = 499$ м:

$$\alpha_{BCKP} = 90 - \operatorname{arctg} \frac{h}{S_{II}} = 90 - \operatorname{arctg} \frac{35}{499} = 86 \text{ град.}$$

После расчёта величины угла $\alpha_{ВСКР}$ вскрытия пласта определяются неизвестные параметры направляющей части горизонтальной скважины по формулам:

$$V_1 = \cos 25 - \cos 86 = 0,83655;$$

$$W_1 = \sin 86 - \sin 25 = 0,57494;$$

$$L = \frac{900 - (1 - \cos 25) \cdot 382 - 382 \cdot 0,83655}{\sin 25} = 1288,7 \text{ м};$$

$$H_e = 2280 - 382 \cdot \sin 25 - 382 \cdot 0,57494 - 1288,7 \cdot \cos 25 = 730,9 \text{ м}.$$

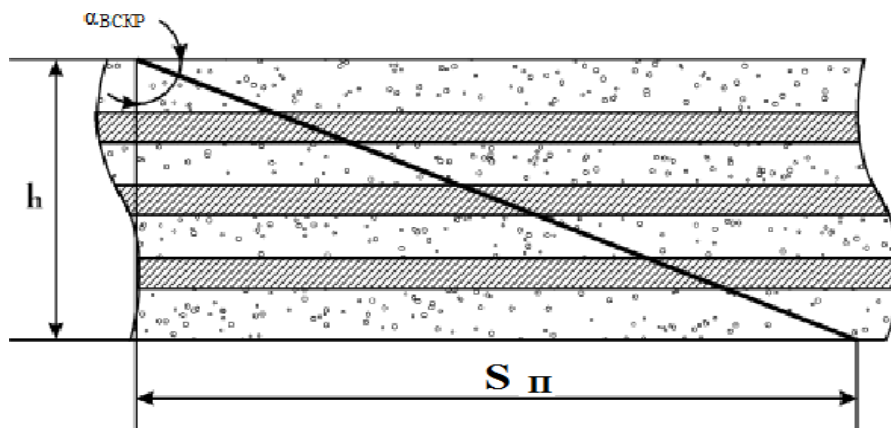


Рисунок 11.2 – Схема вскрытия продуктивного пласта горизонтальным стволом

Параметры проектного профиля заносятся в таблицу 11.1.

Таблица 11.1 – Параметры проектного профиля горизонтальной скважины с проектным смещением ствола на кровле пласта 900 м

Вид участка	Глубина, м	Длина ствола, м	Длина интервала, м	Смещение, м	Зенитный угол, град.	Интенсивность, °/10 м
Вертикальный (направление)	30,0	30,0	30,0	0,0	0,0	0,0
Вертикальный (кондуктор)	450,0	450,0	420,0	0,0	0,0	0,0
Вертикальный	730,9	730,9	280,9	0,0	0,0	0,0
Начального искривления	892,3	897,6	166,7	35,8	25,0	1,5
Тангенциальный (промежуточная колонна)	950,0	961,2	63,6	62,7	25,0	0,0
Тангенциальный	2060,4	2186,4	1225,1	580,5	25,0	0,0
Увеличения зенитного угла (эксплуатационная колонна)	2280,0	2593,0	406,7	900,0	86,0	1,5
Горизонтальный (хвостовик)	2314,9	3093,0	500,0	1398,8	86,0	0,0

Пятиинтервальный профиль горизонтальной скважины с проектным смещением 900 м приведён на рисунке 11.3.

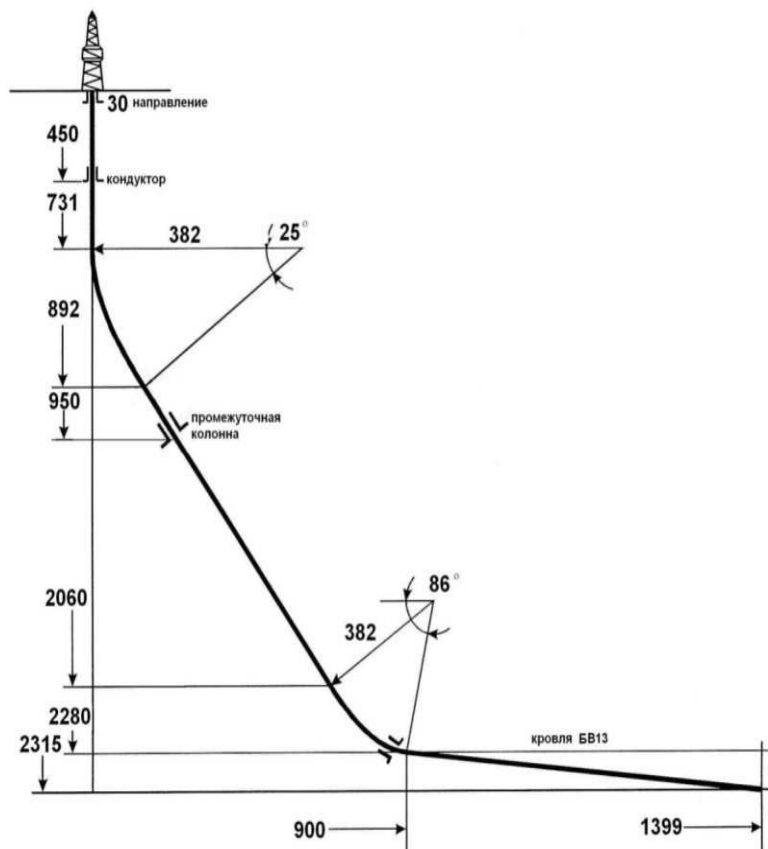


Рисунок 11.3 – Пятиинтервальный профиль горизонтальной скважины

Задания для самостоятельного решения

Номер варианта:	1	2	3	4
мощность продуктивного пласта h , (м)	25	10	10	20
продуктивный пласт предполагается вскрыть наклонным стволом на интервале	$S_{п} = 480$ м	$S_{п} = 500$ м	$S_{п} = 300$ м	$S_{п} = 350$ м
глубина спуска направления, (м)	40	60	30	70
глубина спуска кондуктора, (м)	820	800	940	880
глубина спуска эксплуатационной колонны, (м)	2400	2730	2890	3050
проектная глубина до кровли пласта H ,	2375	2740	2880	3030

проектное смещение на кровле пласта A , (м)	1100	870	910	750
радиус кривизны участка начального искривления R_1 , (м)	380	670	510	890
радиус кривизны участка уменьшения зенитного угла R_3 , (м)	400	430	380	450
зенитный угол в конце участка начального искривления α_1	15°	18°	12°	10°

Планируемые результаты обучения для формирования компетенции и критерии их оценивания

Дисциплина **Основы строительства скважин**

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 профессиональной деятельности	ПКС-1.1 Осуществляет выбор и систематизацию информации о технологических процессах нефтегазового производства	Знать (З1): перечень информации необходимой для строительства скважины	Не знает перечень данных необходимых для выполнения проектных работ	Частично знает перечень информации необходимой для строительства скважины	Знает перечень информации необходимой для строительства скважины	Знает перечень данных необходимых для выполнения проектных работ. Может давать пояснения
		Уметь (У1): верно определять конструкцию скважин для конкретных геологических условий	Не умеет верно определять конструкцию скважин для конкретных геологических условий	Умеет верно определять конструкцию скважин для конкретных геологических условий. Испытывает затруднения.	Умеет верно определять конструкцию скважин для конкретных геологических условий.	Уверенно определяет конструкцию скважин для конкретных геологических условий

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	Не владеет навыками работы с нормативной технической документацией	Слабо владеет навыками работы с нормативной технической документацией	Владеет навыками работы с нормативной технической документацией	Уверенно владеет навыками работы с нормативной технической документацией. Может давать пояснения
ПКС-11 Готовность участвовать в работе научных конференций и семинаров в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-11.2 Составляет научно-обоснованные доклады по проблемам в нефтегазовой отрасли	Знать (З2): основные технологические процессы строительства скважин	Не знает основные технологические процессы строительства скважин	Знает основные технологические процессы строительства скважин. Испытывает затруднения	Знает основные технологические процессы строительства скважин	Знает основные технологические процессы строительства скважин. Может давать пояснения
		Уметь (У2): верно подбирать режимные параметры и показатели бурения	Не умеет верно подбирать режимные параметры и показатели бурения	Умеет верно подбирать режимные параметры и показатели бурения. Допускает незначительные ошибки. Испытывает затруднения	Умеет верно подбирать режимные параметры и показатели бурения. Допускает незначительные ошибки	Уверенно подбирает режимные параметры и показатели бурения
		Владеть (В2): навыками составления научных докладов	Не владеет навыками составления научных докладов	Частично владеет навыками составления научных докладов	Владеет навыками составления научных докладов	Уверенно владеет навыками составления научных докладов

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-12 Способность выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-12.1 – Осуществляет сбор, анализ и систематизацию исходных данных для проектирования	Знать (ЗЗ): виды профилей скважин;	Не знает виды профилей скважин	Знает методы виды профилей скважин. Испытывает затруднения в подборе профиля скважины	Знает методы виды профилей скважин	Знает методы виды профилей скважин. Уверено подбирает профиль скважины под конкретные условия
		Уметь (УЗ) верно выбрать и рассчитать профиль ствола скважины для конкретных геологических условий	Не умеет верно выбрать и рассчитать профиль ствола скважины для конкретных геологических условий	Испытывает затруднения при выборе и расчёте профиля ствола скважины для конкретных геологических условий	Умеет верно выбрать и рассчитать профиль ствола скважины для конкретных геологических условий. Допускает незначительные ошибки.	Уверенно выберет и рассчитать профиль ствола скважины для конкретных геологических условий
		Владеть (ВЗ): навыками составления проектных документов на строительство скважины	Не владеет навыками составления проектных документов на строительство скважины	Частично владеет навыками составления проектных документов на строительство скважины	Владеет навыками составления проектных документов на строительство скважины	Уверенно владеет навыками составления проектных документов на строительство скважины

КАРТА

обеспеченности дисциплины (модуля) учебной и учебно-методической литературой
 Дисциплина **Основы строительства скважин**
 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	Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А. Буровые и промысловые растворы. Учеб. Пособие для вузов. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2011, 354 с.	Электр. ресурс	100	100	+
2	Крец В.Г. Саруев Л.А. Лукьянов В.Г. Шадрина А.В. Буровое оборудование: учебное пособие Издательство: ТПУ (Томский Политехнический Университет) 2011г.-121 с.	Электр. ресурс	100	100	+
3	Кислухин, В.И. Учебное пособие по курсу "Геология нефти и газа" : учебное пособие / В.И. Кислухин, И.В. Кислухин, В.Н. Бородкин. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2008. — 48 с.	Электр. ресурс	100	100	+

И.о. заведующего 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. Заведующего выпускающей кафедрой/

Руководить образовательной программой _____ Р.Д. Татлыев

« ____ » _____ 20__ г.