

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

УТВЕРЖДАЮ:

Председатель КСН

 Ю.В. Ваганов

« 31 » 08 2020 г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

Наименование дисциплины:

направление подготовки:

направленность:

форма обучения:

Технология бурения скважин

21.03.01 Нефтегазовое дело

**Эксплуатация и обслуживание объектов
добычи нефти**

очная/очно-заочная

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

Рабочая программа рассмотрена
на заседании кафедры Нефтегазовое дело

Протокол № 1 от «31» 08 2020

г.

И.о.заведующего

кафедрой


(подпись)

Р.Д. Татлыев

СОГЛАСОВАНО:

И.о.заведующего

выпускающей


(подпись)

кафедрой Р.Д. Татлыев

«31» 08 2020 г.

Рабочую программу разработала:

Л.А. Паршукова, доцент кафедры НД, к.т.н.,


(подпись)

1. Цели и задачи освоения дисциплины

Технически грамотная и сознательная эксплуатация современных и будущих высокомеханизированных и автоматизированных буровых установок требует основательной теоретической подготовки и твердых практических навыков, отработанных при обучении в вузе бакалавров по направлению «Нефтегазовое дело». Учитывая содержание и характер предстоящей деятельности выпускников, программа нацелена на углубленное изучение вопросов, посвященных технологии строительства скважин на нефть и газ при помощи современного оборудования. Эксплуатационная направленность как на лекционную часть дисциплины распространяется, так и на содержание практических занятий.

1.2 Задачи изучения дисциплины

- ознакомление обучающегося с технологией углубления скважин;
- методов проектирования режимов углубления скважин;
- изучения принципа работы и методов выбора скважинного оборудования, используемого при строительстве скважин;
- обучение принципам управления и регулирования процессов, связанных с углублением скважины.

2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина «Технология бурения скважин» относится к дисциплинам по выбору (Дисциплины (модули) по выбору 4 (Б1.В.ДВ.04.01)).

Для изучения данной дисциплины необходимо усвоение следующих дисциплин: «Разработка нефтяных месторождений», «Физика пласта», «Гидравлические машины и гидропневмоприводы».

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-3 Способность выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной	ПКС-3.1 Использует правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций	Знать (З1): правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций
		Уметь (У1): использовать правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций
	ПКС-3.3 Осуществляет	Владеть (В1): правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций
		Знать (З2): технический контроль состояния и работоспособности технологического

деятельности	технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования	оборудования
		Уметь (У2): Осуществлять технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования
		Владеть (В2): техническим контролем состояния и работоспособности технологического оборудования

4. Объем дисциплины

Общий объем дисциплины составляет 3 зачетных единицы, 108 часов.

Таблица 4.1.

Форма обучения	Курс, семестр	Аудиторные занятия / контактная работа, час.				Самостоятельная работа, час.	Форма промежуточной аттестации
		Лекции	Практические занятия	Лабораторные занятия	контроль		
Очная	4/7	15	30	-	-	63	зачет
Очно-заочная	5/9	12	12	-	-	84	зачет

5. Структура и содержание дисциплины

5.1. Структура дисциплины

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

Таблица 5.1.1

№ п/п	Структура дисциплины		Аудиторные занятия, час.			СРС, час.	Всего, час.	Код ИДК	Оценочные средства
	№	Наименование раздела	Лек.	Пр.	Лаб.				
1	1	Цикл строительства и испытание скважин	2/1	4/1	-	7/10	13/12	ПКС-3.1 ПКС-3.3	Коллоквиум, выполнение практических работ
2	2	Физико-механические свойства	2/1	4/1	-	8/10	14/12	ПКС-3.1 ПКС-3.3	Коллоквиум, выполнение практических работ

		горных пород. Буровые установки							
3	3	Породоразрушающие инструменты	2/2	4/2	-	8/10	14/14	ПКС-3.1 ПКС-3.3	Коллоквиум, выполнение практических работ
4	4	Забойные двигатели	2/2	4/2	-	8/12	14/16	ПКС-3.1 ПКС-3.3	Коллоквиум, выполнение практических работ
5	5	Режимы бурения	2/2	4/2	-	8/14	14/18	ПКС-3.1 ПКС-3.3	Коллоквиум, выполнение практических работ
6	6	Крепление скважин	2/2	4/2	-	12/14	18/18	ПКС-3.1 ПКС-3.3	Коллоквиум, выполнение практических работ
7	7	Осложнения в процессе бурения	3/2	6/2	-	12/14	21/18	ПКС-3.1 ПКС-3.3	Коллоквиум, выполнение практических работ
Итого:			15/12	30/12	-	63/84	108/108		

5.2. Содержание дисциплины.

5.2.1. Содержание разделов дисциплины (дидактические единицы).

Раздел 1. Цикл строительства и испытание скважин

Подготовка скважины к освоению. Вторичное вскрытие продуктивного пласта перфорацией. Способы вызова притока. Понятие о скважине. Классификация, скважин. Современные способы бурения. Понятие о цикле освоения скважины. Принципы строительства скважин. Воздействия на пласт при освоении скважин.

Раздел 2. Физико- механические свойства горных пород. Буровые установки

Буровые установки. Горные породы. Установки, приводы и трансмиссии буровых установок. Физико-механические свойства горных пород и абразивность горных пород. Бурение в интервалах залегания. Типы двигателей привода буровых установок. Насыщенность горных пород. Нормы, методы и средства монтажа бурового оборудования; требования к надежности оборудования. Напряженное состояние пород.

Раздел 3. Породоразрушающие инструменты

Назначение и классификация. Буровые долота для бурения без отбора керна (лопастные, шарошечные, твердосплавные, секторные и др.) Буровые долота для бурения с отбором керна. Долота специального назначения.

Раздел 4. Забойные двигатели

Классификация забойных двигателей. Турбобуры, принцип действия, характеристика турбины, конструктивные особенности турбобуров. Винтовые забойные двигатели. Электробуры.

Раздел 5. Режимы бурения

Разрушение горных пород. Механизм разрушения породы при вдавливании одиночного цилиндрического штампа. Основные схемы взаимодействия рабочих элементов породоразрушающего инструмента с породой при бурении. Понятие о режиме бурения, его параметров и показателях работы долот. Проектирования нагрузки на долото

Раздел 6. Крепление скважин

Крепление скважин. Цели и способы крепления скважин. Принципы проектирования конструкции скважины. Обсадные трубы и их соединения. Принципы расчета обсадных колонн Цементирование скважин. Задачи цементирования. Способы первичного цементирования. Тампонажные материалы.

Раздел 7. Осложнения в процессе бурения

Классификация осложнений. Поглощение промывочной жидкости или тампонажного раствора. Газонефтеводопроявления. Осыпи обвалы пород, сужение ствола скважины, прихваты колонны труб. Самопроизвольное искривление скважин. Определение зон прихвата инструмента.

5.2.2. Содержание дисциплины/модуля по видам учебных занятий.

Лекционные занятия

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема лекции
		ОФО/ ОЗФО	
1	1	2/1	Подготовка скважины к освоению. Вторичное вскрытие продуктивного пласта перфорацией. Способы вызова притока. Понятие о скважине. Классификация, скважин. Современные способы бурения. Понятие о цикле освоения скважины. Принципы строительства скважин. Воздействия на пласт при освоении скважин
2	2	2/1	Буровые установки. Горные породы. Установки, приводы и трансмиссии буровых установок. Физико-механические свойства горных пород и абразивность горных пород. Бурение в интервалах залегания. Типы двигателей привода буровых установок. Насыщенность горных пород. Нормы, методы и средства монтажа бурового оборудования; требования к надежности оборудования. Напряженное состояние пород.
3	3	2/2	Назначение и классификация. Буровые долота для бурения без отбора керна (лопастные, шарошечные, твердосплавные, секторные и др.) Буровые долота для бурения с отбором керна. Долота специального назначения.
4	4	2/2	Классификация забойных двигателей. Турбобуры, принцип действия, характеристика турбины,

			конструктивные особенности турбобуров. Винтовые забойные двигатели. Электробуры.
5	5	2/2	Разрушение горных пород. Механизм разрушения породы при вдавливании одиночного цилиндрического штампа. Основные схемы взаимодействия рабочих элементов породоразрушающего инструмента с породой при бурении. Понятие о режиме бурения, его параметров и показателях работы долот. Проектирования нагрузки на долото
6	6	2/2	Крепление скважин. Цели и способы крепления скважин. Принципы проектирования конструкции скважины. Обсадные трубы и их соединения. Принципы расчета обсадных колонн Цементирование скважин. Задачи цементирования. Способы первичного цементирования. Тампонажные материалы.
7	7	3/2	Классификация осложнений. Поглощение промывочной жидкости или тампонажного раствора. Газонефтеводопроявления. Осыпи обвалы пород, сужение ствола скважины, прихваты колонны труб. Самопроизвольное искривление скважин. Определение зон прихвата инструмента.
Итого:		15/12	

Таблица 5.2.1

Практические занятия

Таблица 5.2.2

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема практического занятия
		ОФО/ ОЗФО	
1	1	4/1	Заполнение геолого-технического наряда
2	7	6/2	Определение плотности бурового раствора
3	2,3,4,5	16/7	Проектирование параметров режима бурения и выбор турбобура
4	6	4/2	Расчет цементирования эксплуатационной колонны
Итого:		30/12	

Лабораторные работы

Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

Самостоятельная работа студента

Таблица 5.2.3

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема	Вид СРС
		ОФО/ ОЗФО		
1	1	7/10	Подготовка скважины к освоению. Вторичное вскрытие продуктивного пласта перфорацией. Способы вызова притока. Понятие о скважине. Классификация, скважин. Современные способы бурения. Понятие о цикле освоения скважины. Принципы строительства скважин. Воздействия на пласт при освоении скважин	Подготовка к практическим занятиям и коллоквиуму
2	2	8/10	Буровые установки. Горные породы. Установки, приводы и трансмиссии буровых установок. Физико-механические свойства горных пород и абразивность горных пород. Бурение в интервалах залегания. Типы двигателей привода буровых установок. Насыщенность горных пород. Нормы, методы и средства монтажа бурового оборудования; требования к надежности оборудования. Напряженное состояние пород.	Подготовка к практическим занятиям и коллоквиуму
3	3	8/10	Назначение и классификация. Буровые долота для бурения без отбора керна (лопастные, шарошечные, твердосплавные, секторные и др.) Буровые долота для бурения с отбором керна. Долота специального назначения.	Подготовка к практическим занятиям и коллоквиуму
4	4	8/12	Классификация забойных двигателей. Турбобуры, принцип действия, характеристика турбины, конструктивные особенности турбобуров. Винтовые забойные двигатели. Электробуры.	Подготовка к практическим занятиям и коллоквиуму
5	5	8/14	Разрушение горных пород. Механизм разрушения породы при вдавливании одиночного цилиндрического штампа. Основные схемы взаимодействия рабочих элементов породоразрушающего инструмента с породой при бурении. Понятие о режиме бурения, его параметров и показателях работы долот. Проектирования нагрузки на долото	Подготовка к практическим занятиям и коллоквиуму
6	6	12/14	Крепление скважин. Цели и способы крепления скважин. Принципы проектирования конструкции скважины. Обсадные трубы и их соединения. Принципы расчета обсадных колонн Цементирование скважин. Задачи цементирования. Способы первичного цементирования. Тампонажные материалы.	Подготовка к практическим занятиям и коллоквиуму
7	7	12/14	Классификация осложнений. Поглощение промывочной жидкости или тампонажного раствора. Газонефтеводопроявления. Осыпи	Подготовка к практическим занятиям и

		обвалы пород, сужение ствола скважины, прихваты колонн ы труб. Самопроизвольное искривление скважин. Определение зон прихвата инструмента.	коллоквиуму
Итого:	63/84		

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

- визуализация учебного материала в PowerPoint в диалоговом режиме (лекционные занятия);
- индивидуальная работа (практические занятия).

6. Тематика курсовых работ/проектов

Курсовые работы/проекты учебным планом не предусмотрены.

7. Контрольные работы

Контрольные работы учебным планом не предусмотрены

8. Оценка результатов освоения дисциплины/модуля

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

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

Таблица 8.1

№ п/п	Виды мероприятий в рамках текущего контроля	Количество баллов
1 текущая аттестация		
1	Коллоквиум 1	0-10
2	Выполнение практической работы №1	0-20
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
2 текущая аттестация		
1	Коллоквиум 2	0-10
2	Выполнение практической работы №2	0-20
ИТОГО за вторую текущую аттестацию		0-30
3 текущая аттестация		
1	Коллоквиум 3	0-10
2	Выполнение практической работы №3	0-20
3	Выполнение практической работы №4	0-10
ИТОГО за третью текущую аттестацию		0-40
ВСЕГО		0-100

9. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины

9.1. Перечень рекомендуемой литературы представлен в Приложении 2.

9.2. Современные профессиональные базы данных и информационные справочные системы:

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

11. Методические указания

11.1. Методические указания 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.

Практическое занятие № 1

ЗАПОЛНЕНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОГО НАРЯДА

Общие положения

Геолого-технический наряд (ГТН) составляется на бурение каждой глубокой скважины или группы мелких скважин, имеющих сходные геолого-технические условия бурения. Забуривание и бурение скважин без ГТН запрещается.

Геолого-технический наряд состоит из двух основных частей: геологической и технической. В процессе бурения глубоких, искусственно-направленных и других скважин, бурящихся в сложных условиях или на недостаточно изученных площадях, составители ГТН уточняют и заполняют фактический разрез, проставляют категорию пород по буримости и выход керна, вносят коррективы в технические и технологические параметры.

ГТН составляют на основании:

1. проектной конструкции скважины;
2. выбранного бурового оборудования и инструмента;
3. разработанной технологии бурения;
4. намеченных исследований в скважине;
5. проведения необходимых специальных работ в скважине.

ГТН является обязательным документом к исполнению буровыми бригадами. Один его экземпляр находит на буровой у бурового мастера. Разработка ГТН ведется участковым геологом и инженером-технологом. Утверждают геолого-технический наряд главный инженер и главный геолог УБР.

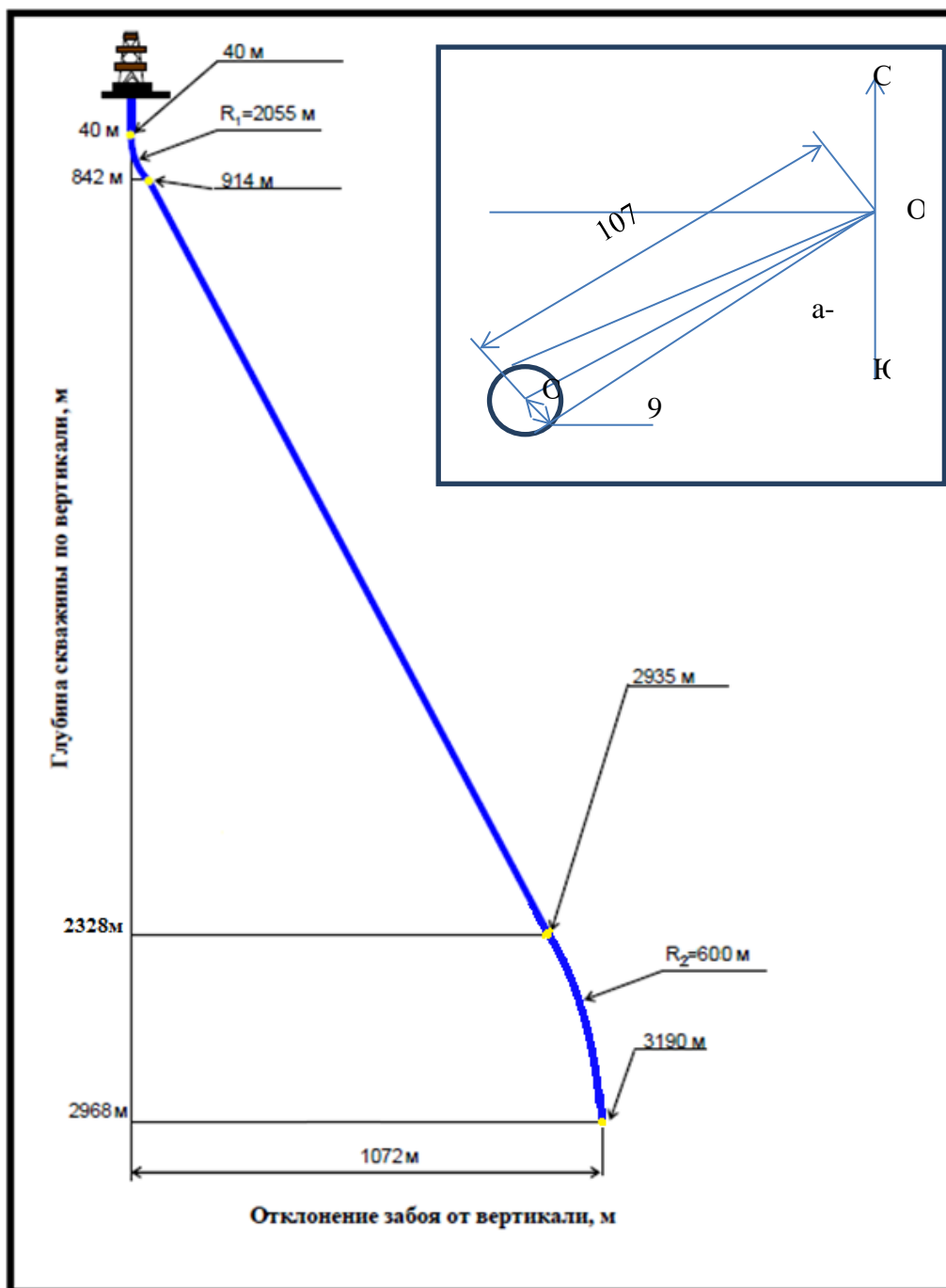


Рис. 1. Вертикальная и горизонтальная проекции профиля скважины

Задание

1. Заполнить геологическую часть ГТН, используя раздаточный материал, предложенный преподавателем.
2. Письменно ответить на вопросы для самопроверки.

Вопросы для самопроверки:

1. Для чего предназначен геолого-технический наряд?
2. Из каких основных частей состоит ГТН?
3. Перечислить состав технической части ГТН?
4. Перечислить состав геологической части ГТН?
5. Для чего строится литологическая колонка?
6. Что вносится в графу «Примечание» ГТН?
7. Кто утверждает ГТН?

Практическое занятие № 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Общие положения

Буровой раствор - первая технологическая жидкость, вступающая во взаимодействие с вновь вскрываемой породой.



Рис. 2. Буровой раствор

Буровой раствор (Drilling fluid) — это сложная многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

Качество строительства скважин, в т. ч. и качество вскрытия продуктивного пласта, во многом зависит от применяемого бурового раствора, поскольку буровой раствор – первая технологическая жидкость, вступающая во взаимодействие с вновь вскрываемой породой.

Параметры бурового раствора при проводке скважины принимаются, исходя из горно-геологической характеристики разреза и опыта проводки скважин в сходных горно-геологических условиях. Согласно ПБ в НиГП 2013, плотность раствора рассчитывается, исходя из создания столбом раствора гидростатического давления на забой скважины и вскрытия продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее:

- 10 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов 0 - 1200 м);
- 5 % для интервалов от 1200 м до проектной глубины.

При необходимости может устанавливаться большая плотность бурового раствора, но при этом максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических нагрузок) должна исключать возможность гидроразрыва пород или поглощения раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

В интервалах, склонных к потере устойчивости стенок ствола и текучести пород, параметры бурового раствора устанавливаются исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины. При этом противодавление на горизонты в процессе циркуляции не должно превышать давления гидроразрыва пласта для всего интервала совместимых условий бурения

В процессе бурения необходимо производить контроль реологических параметров бурового раствора с целью предупреждения обвалов стенок и размыва устья скважины. После утяжеления раствора за счет выбуренной породы до необходимой плотности необходимо обеспечить качественную очистку бурового раствора.

В случае поглощения бурового раствора применять вязкие пакки с наполнителем (кордовое волокно, резиновая крошка, древесные опилки, ореховая скорлупа). Перед спуском обсадной колонны рекомендуется обработать буровой раствор смазывающей добавкой FK-Lube или иными смазывающими добавками. Основные компоненты буровых растворов:

- Бентонит - структурообразователь, регулятор реологии и понизитель водоотдачи бурового раствора, коркообразующий компонент.

- $\text{Ca}(\text{CO}_3)_2$ - кольматант мелкого и среднего помола, применяемый для образования тонкой фильтрационной корки и утяжеления раствора.

- Сода каустическая - регулятор pH.

- Desco CF - разжижитель применяемый для всех типов глинистых растворов.

- Гаммаксан - биополимер.

- FK-Lube - смазывающая добавка для снижения сил трения и крутящего момента при бурении наклоннонаправленных горизонтальных скважин, для профилактики дифференциального прихвата.

- ПЭС-1 - универсальный жидкий пеногаситель.

- ПАЦ НВ - применяется для снижения показателей фильтрации буровых растворов.

- ПАЦ НВ- подходит для снижения водоотдачи безглинистых и малоглинистых растворов. Эффективно регулирует реологические вязкостные характеристики буровых растворов.

- REATROL - модифицированных крахмал.

- Сода кальцинированная - предназначена для снижения жесткости воды затворения путем осаждения катионов кальция.

- Сода бикарбонат - предназначен для снижения pH раствора и осаждения кальция при загрязнении цементом.

- Известь гашенная - ингибитор набухания и диспергирования глинистых пород (катионнообменные процессы с участием ионов кальция Ca^{++}); регулятор уровня рН высококальциевых растворов, нейтрализатор CO_2 .
- Atren-Bio - бактерицид.
- ИКД - смесь неионогеновых ПАВ; препятствует налипанию частиц породы на элементы КНБК и сетки вибросит.
- КМЦ 600- применяется для снижения фильтрации бурового раствора с увеличением вязкостных характеристик.
- NaCl - применяется для искусственной минерализации раствора, стабилизирует стенки скважины, путем фиксации ионов натрия на местах катионного обмена в глинистых минералах и таким образом переводит их в более стабильную ненабухающую форму.

Задача

Определить плотность бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну, необходимое количество раствора, глины, утяжелителя и воды для его приготовления.

Интервал бурения под эксплуатационную колонну $H = 600-2200$ м, интервал бурения под кондуктор $H = 0-600$ м, диаметр долота $D_d=212,7$ мм

Таблица 1 - Исходные данные

Вариант	1/10	2/11	3/12	4/13	5/14	6/15	7/16	8/17	9/18
Норма расхода бурового раствора на 1 м проходки, п	0,11	0,12	0,11	0,12	0,11	0,12	0,11	0,12	0,11
Максимальное пластовое давление в зоне 1, $P_{пл}$ МПа	6,7	6,4	6,9	6,7	6,7	6,9	6,4	6,7	6,9
Максимальное пластовое давление в зоне 2, $P_{пл}$ МПа	28,6	27,9	29	28,6	28,6	29	27,9	28,6	29
Плотность сухой глины, $\rho_{гл}$ г/см ³	2,5	2,44	2,5	2,44	2,5	2,5	2,44	2,5	2,44
Плотность утяжелителя, $\rho_{ут}$ г/см ³	3,8	3,75	3,75	3,8	3,8	3,8	3,75	3,75	3,8
Плотность воды, $\rho_{в}$ г/см ³	1,0	1,01	1,0	1,01	1,01	1,0	1,01	1,0	1,0

Методические рекомендации по решению:

1. При бурении скважины при глубине $H < 1200$ м превышение гидростатического давления над пластовым должно быть на 10-15 %. Исходя из этого, определяем плотность бурового раствора, требуемого при бурении на глубине 600 м по формуле:

$$\rho_{БР} = \frac{100P_{пл} \cdot 1,1}{H} \text{ г/см}^3$$

2. При бурении скважины при глубине $H > 1200$ м превышение гидростатического давления над пластовым должно быть на 5-10 %. Исходя из этого, определяем плотность бурового раствора, требуемого при бурении на глубине 2200 м по формуле:

$$\rho_{БР} = \frac{100P_{пл} * 1,1}{H} \text{ г/см}^3$$

3. Определяем количество глины для приготовления 1 м³ исходного бурового раствора плотностью 1,23 г/см³ для бурения под кондуктор в интервале 0-600 м:

$$q_{ГЛ} = \frac{\rho_{ГЛ}(\rho_{БР} - \rho_{В})}{\rho_{ГЛ} - \rho_{В}} \text{ т/м}^3$$

4. Объем глины в 1 м³ бурового раствора плотностью 1,23 г/см³ составляет:

$$V_{гг} = \frac{q_{гг}}{\rho_{гг}} \text{ м}^3$$

5. Определяем количество глины для приготовления 1 м³ исходного бурового раствора плотностью 1,36 г/см³ для бурения под эксплуатационную колонну в интервале 600-2200 м:

$$q_{ГЛ} = \frac{\rho_{ГЛ}(\rho_{БР} - \rho_{В})}{\rho_{ГЛ} - \rho_{В}} \text{ т/м}^3$$

6. Объем глины в 1 м³ бурового раствора плотностью 1,36 г/см³ составляет:

$$V_{гг} = \frac{q_{гг}}{\rho_{гг}} \text{ м}^3$$

7. Определяем количество утяжелителя, необходимое для утяжеления 1 м³ бурового раствора от 1,23 до 1,36 г/см³:

$$q = \frac{\rho_{УТ}(\rho_{УБР} - \rho_{БР})}{\rho_{УТ} - \rho_{УБР}} \text{ т/м}^3$$

8. Объем утяжелителя в 1 м³ утяжеленного раствора:

$$V_{ум} = \frac{0,202}{3,8} \text{ м}^3$$

9. Определяем необходимый объем бурового раствора для механического бурения под эксплуатационную колонну:

$$V_{\text{бур}} = n \cdot L,$$

где n – норма расхода бурового раствора на 1 м проходки ($\text{м}^3/\text{м}$),
 L - интервал бурения под эксплуатационную колонну.

10. Определяем суммарный объем глины и утяжелителя в 1 м^3 раствора:

$$V = V_{\text{ГЛ}} + V_{\text{УТ}} \text{ м}^3$$

11. Объем воды в 1 м^3 утяжеленного раствора:

$$V_{\text{В}} = 1 - V \text{ м}^3$$

Для приготовления необходимого количества (м^3) утяжеленного раствора необходимы:

Объем воды	$V_{\text{В}} = V_{\text{БР}} \cdot V_{\text{В}} \text{ м}^3$
Объем глины	$V_{\text{ГЛ}} = V_{\text{БР}} \cdot V_{\text{ГЛ}} \text{ м}^3$
Объем утяжелителя	$V_{\text{УТ}} = V_{\text{БР}} \cdot V_{\text{УТ}} \text{ м}^3$
Общее количество	$V_{\text{о}} = V_{\text{В}} + V_{\text{ГЛ}} + V_{\text{УТ}} \text{ м}^3$

Для приготовления необходимого количества (м^3) утяжеленного раствора необходимы количества сухих компонентов:

Глины	$Q_{\text{ГЛ}} = V_{\text{ГЛ}} \cdot \rho_{\text{ГЛ}} \text{ т}$
Утяжелителя	$Q_{\text{УТ}} = V_{\text{УТ}} \cdot \rho_{\text{УТ}} \text{ т}$

Ответ (вывод):

Вопросы для самопроверки:

1. Перечислить назначение буровых растворов.
2. Классификация буровых растворов.
3. Какие основные показатели буровых растворов?
4. Для чего предназначены утяжелители буровых растворов?

Практическое занятие № 3

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА БУРЕНИЯ И ВЫБОР ТУРБОБУРА

3.1 Определение осевой нагрузки на долото

Величину проектной осевой нагрузки на долото (G) рассчитывают разными методами, наиболее эффективный из которых рассмотрим ниже, помня, что нагрузка на забой скважины G_3 бывает на $10 \dots 20$ кН меньше, чем G .

3.2 Аналитический метод расчета при $G \approx G_3$, предусматривающий объемное разрушение пород на забое скважины.

Величину G в этом случае находим как [1]

$$G = P_{ш} \cdot F_k, \quad (3.1)$$

где $P_{ш}$ – твердость горных пород по штампу, МПа, (Па);

F_k – проекция площади контакта нескольких зубцов долота в момент окончания единичного силового контакта (вдавливания) зубцов с породой (для недеформируемого забоя при новом фрезерованном вооружении), F_k является площадью контакта зубцов в момент силового взаимодействия их с забоем, причем часто F_k называют «площадь контакта зубцов долота с забоем»;

$$F \cong 0,4 \cdot \sum I_i \cdot b_3; \quad (3.2)$$

b_3 – ширина проекции площадки контакта одного зубца с забоем вдоль образующей шарошки в момент максимального вдавливания зубца в породу забоя или в момент окончания осевого силового взаимодействия зубца с породой (для новых фрезерованных зубцов при недеформируемом забое скважины b_3 – это средняя (по венцам) ширина зубца при его вершине);

$\sum I_i$ – средняя сумма длин зубцов долота по образующим от трех (четырёх, двух – для четырёх- и двухшарошечных долот) шарошек долота в предположении, что три шарошки находятся в одновременном силовом контакте с забоем.

Таблица 3.1 – Пределы изменения некоторых параметров трехшарошечных долот диаметром 212,7...349,2 мм типов М, МС, С, СТ, Т

Тип долота	Диаметры долот, мм	Шаг зубьев по венцам, мм		Длина зуба (ширина венца), мм
		для периферийного	для других венцов	
М	212,7...250,8	40...60	32...45	11...14
	269,9...349,2	50...70	40...50	12...18
МС	212,7...250,8	35...45	28...35	9...12
	269,9...349,2	43...50	34...45	10...13
С	212,7...250,8	20...30	19...25	7...9
	269,9...349,2	25...36	22...30	10...11
СТ	212,7...250,8	20...27	18...28	6...9
	269,9...349,2	23...30	21...28	8...10
Т	212,7...250,8	19...22	15...20	8...9
	269,9...349,2	20...25	18...23	9...11

Ширину b_3 лучше определять на долоте при условии вдавливания зубца в породу на 0,5...2 мм, причем нижний предел для твердых пород, а верхний – для мягких или сильнопластичных пород.

3.2.1 Величины твердости $P_{ш}$ для всех основных пород по категориям твердости (K_T) и абразивности (K_a) и некоторым другим параметрам можно определять согласно данным работы.

3.2.2 Примерный порядок выполнения первого задания.

По методике ВНИИБТ с привлечением K_T , K_a [3] выбирают тип долота. Затем по табл.3.1, 3.2 данных указаний находят необходимые параметры для расчетов G . Причем $P_{ш}$, K_T , K_a можно находить и из работы а $\sum I_i$, b_3 – определять непосредственно для долота,

которое имеется в лаборатории кафедры нефтегазовое дело филиала ТИУ в г. Сургуте и подходит по конструкции к выбранному вначале выполнения задания, или по данным.

3.2.3 Примечание: величина G больше нагрузки на забой скважины G_z , поэтому для её реализации в конкретных условиях бурения скважины далее необходимо запроектировать осевую нагрузку на долото, которую необходимо поддерживать по прибору (например, по ГИВу) на устье скважины с учетом сил трения колонны о стенки скважины, затем решить задачу: весом каких элементов бурильного инструмента будет обеспечена нагрузка на долото.

3.3 Проектирование частоты вращения долота (n) для реализации объемного разрушения пород на забое скважины.

3.3.1 Расчет $n = n_\tau$ при поддержании времени контакта (τ_k) зуба долота с породой (с забоем) с учетом некоторых параметров долота и τ_k

$$n_\tau = (4,8...7,2) \cdot 10^3 \cdot \frac{t_z}{R \cdot \tau_k}, \quad (3.3)$$

где t_z - средняя величина шага зубцов периферийных венцов шарошки долота с учетом величины b_3 , м;

R - радиус долота, м;

τ_k - 2...8 мс - нижний предел - для очень мягких пород, верхний - для твердых; для крепких пород - $\tau_k \cong 15$ мс, а для очень крепких τ_k - до 40 мс.

Таблица 3.2 - Величины параметров по вариантам

Параметр	Величина параметра и тип горной породы по вариантам											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Диаметр долота, мм	215,9	190,5	244,5	215,9	215,9	190,5	269,9	295,3	190,5	215,9	244,5	295,3
Название породы	Глинистый сланец	Аргиллит	Песчаник	Алевролит	Известняк	Глинистый сланец	Доломит	Ангидрит	Алевролит	Аргиллит	Песчаник	Известняк
Рш, МПа	550	500	700	600	500	1000	500	1100	1000	350	600	300
КТ	4	4	5	4,5	4	6	4	5	5	3	5	3
Ка	4	5	8	7	2	4	2	5	8	3	8	2

Параметр	Величина параметра и тип горной породы по вариантам											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Диаметр долота, мм	215,9	190,5	244,5	295,3	269,9	269,9	295,3	244,5	215,9	190,5	215,9	295,3
Название породы	Глина плотная	Мергель глинистый	Песчаник	Аргиллит	Ангидрит	Алевролит	Известняк	Доломит	Глинистый сланец	Аргиллит	Песчаник	Алевролит
Рш, Мпа	560	750	1000	560	1000	1500	1000	900	570	1250	1500	380
КТ	4	4	5	4	5	6	5	6	4	5	6	3
Ка	5	2	8	3	2	7	2	2	2	6	8	8

3.3.2 При расчетах n_{τ} величины R и t_z взять можно по первому заданию, а τ_k - ориентируясь на таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Категория твердости пород по штампу горных пород

Категория твердости пород по штампу	1,2,3	4,5	6,7	8,9	10,11,12
Тип породы (долот)	Т	С	Т	К	ОК

3.3.3 При известных величинах осевой нагрузки на долото, в частности ее динамической составляющей (G_d), модуля упругости (E) и площади поперечного сечения тела (F) динамически активного участка, например вала забойного двигателя, частоту вращения долота для обеспечения τ_k определим по формуле [1]

$$n_{\tau 1} = 348 \sqrt{\frac{c \cdot G_d \cdot K_{вд}}{E \cdot F \cdot R \cdot \tau_k \cdot \sin \beta}}, \quad (3.4)$$

где размерности параметров в системе "СИ":

c - скорость звука в материале вала двигателя, $c = 5100$ м/с;

β - угол между осью шарошек в долоте, обычно $\sin \beta = 0,80 \dots 0,82$;

$E = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па (для стали);

τ_k - в мс; G_d - в Н;

$K_{вд} = 1 \dots 4$, соответственно, для $n \approx 100$ об/мин и $n \approx 400-500$ об/мин.

3.3.4 При выполнении этого задания величину G_d можно принять [1] по ранее найденной нагрузке G , а R и τ_k - из предыдущих заданий для своего варианта. Площадь F обычно изменяется от 38 до 65 см² (для забойных двигателей). Отделять этот параметр следует, используя паспортные данные двигателя, потому что в справочной литературе. Величину F для выполнения этого задания можно принять по согласованию с преподавателем.

3.4 Проектирование расхода промывочной жидкости (подачи буровых насосов) при нормальных условиях бурения скважины.

3.4.1 Расход промывочной жидкости (Q) при указанных условиях должен быть в пределах

$$Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\text{тн}},$$

где $Q_{\text{тн}}$ - технологически необходимая величина Q , удовлетворяющая основным технологическим требованиям процесса углубления скважины (м³/с или л/с);

Q_{\min} - это расход Q , позволяющий эффективно очищать скважину от выбуренной породы и определяется по рекомендациям из гидромеханики, или из таблицы 2.4 (в данном задании).

Величину $Q_{\text{тн}}$ найдем по формуле

$$Q_{\text{тн}} = \sqrt{\frac{P_{\max} - P_{\text{оч}} - P_R}{3 \cdot [\rho_1 \cdot (a_i + \sum b_i \cdot l_i) + \rho_2 \sum b_j \cdot l_j]}}, \quad (3.5)$$

где P_{\max} - максимальное давление на выкиде буровых насосов, МПа,

которое можно определить на основе обработки промышленной информации о его эффективных величинах или - по формуле из учитывающей поддержание необходимой осевой гидравлической нагрузки (G_r) на вал забойного двигателя, как

$$P_{\max} = \frac{1,5}{F_p} \cdot (G_{\max} - G_{\text{вр}} \pm T_{\Pi}) = 0,5 \cdot P_T + P_{\text{оч}}, \quad (3.6)$$

G_{\max} - максимальная осевая нагрузка на долото, Н;

$G_{\text{вр}}$ - вес вращающихся элементов турбобура (забойного двигателя), Н;

T_{Π} - осевая нагрузка на осевую опору двигателя, Н;

$$F_p = 0,785 \cdot d_{\text{ср}}^2;$$

$d_{\text{ср}}$ - средний диаметр турбинок, м;

P_T - перепад давления в турбобуре, МПа;

$P_{\text{оч}}$ - давление, необходимое для очистки забоя от выбуренной породы, Па,;

$P_{\text{гд}}$ - перепад давления в промывочном узле долота, МПа (см. далее);

P_R - гидроимпульсное давление, МПа; P_R до 2 МПа [1], но лучше рассчитать;

ρ_1, ρ_2 - плотности промывочной жидкости внутри бурильного инструмента и в заколонном пространстве, кг/м^3 (или $\text{Н} \cdot \text{с}^2/\text{м}^4$);

a_i - коэффициент гидросопротивлений, не зависящих от глубины (L) скважины, или от длин секций бурильной колонны, м^{-4} ;

b_i, b_j - коэффициенты гидросопротивлений, зависящих от L, м^{-5} ;

l_i, l_j - длины секций бурильной колонны с разными диаметрами и толщинами стенок труб, м.

3.4.2 Перепад $P_{\text{гд}}$ следует определить как технологически необходимый ($P_{\text{дт}}$). При этом $P_{\text{гд}}$ считаем «активным» регулятором гидравлической нагрузки G_r . Величину $P_{\text{дт}}$ находим согласно выражению:

$$P_{\text{дт}} = \frac{1}{F_p} \cdot (G_{\text{ср}} - G_{\text{вр}} \pm T_{\Pi}) - (P_T + P_R). \quad (3.7)$$

3.5 Порядок выполнения заданий по п.п. 2 - 4.

3.5.1 Из задания 3.1, 3.2 берем величину G (т.к. $P_{\text{ш}}$ в 3.1, 3.2 задано в единичном значении, то для расчета P_{\max} и $P_{\text{дт}}$ условно берем $G_{\max} = G_{\text{ср}} = G$).

3.5.2 Определяют $G_{\text{вр}} = (0,40 \dots 0,48) \cdot G_T \cdot b$, (здесь b - учитывает Архимедову силу, а G_T - вес турбобура).

3.5.3 Принимается T_{Π} к расчетам по формулам (3.6) и (3.7); для мягких пород $T_{\Pi} = + (10 \dots 30)$ кН, для средних можно $T_{\Pi} = 0$ (переход от «+» к «-»), для твердых $T_{\Pi} = - (10 \dots 30)$ кН, но для работы долота и турбобура надо брать $T_{\Pi} \neq 0$.

3.5.4 Рассчитываем: F_p Q_{\min} берется из табл.3.4 данных методических указаний), причем для крепких пород можно $P_{\text{оч}} = 0$. При расчете $P_{\text{оч}}$ плотность породы (ρ_p) следует принять согласно данным работ или как среднюю (для данного задания) $\rho_p = 2500 \text{ кг/м}^3$.

Механическую скорость бурения здесь также условно можно принять: 40 м/ч (мягкие породы), 30 м/ч (средние породы) и 20 м/ч (твердые породы).

Таблица 3.4 – Данные к расчету $Q_{тн}$ по вариантам

Номер варианта	Q_{min} , л/с	ρ_1 , кг/м ³	ρ_2 , кг/м ³	Тип бурильных труб	Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки трубы, мм	Глубина скважины, м
1	2	3	4	5	6	7	8
1	18	1100	1150	П	127	10	2000
2	15	1200	1250	П	114	9	1500
3	25	1000	1150	В	140	10	1800
4	20	1250	1300	П	127	9	1600
5	20	1000	1100	Д16-Т	147	11	2000
6	22	1100	1150	ВК	127	9	2200
7	27	1200	1250	Д16-Т	147	11	1500
8	30	1150	1200	В	168	10	1800
9	22	1200	1250	П	114	9	1600
10	20	1100	1150	П	127	9	1200
11	24	1000	1100	В	140	9	1800
12	20	1200	1250	В	168	10	1000
13	22	1150	1200	П	127	9	1900
14	18	1300	1350	Д16-Т	114	10	2100
15	26	1250	1300	Н	140	10	2200
16	28	1100	1150	Д16-Т	147	11	1800
17	24	1150	1200	В	140	10	2300
18	20	1100	1150	Н	140	9	1900
19	25	1000	1100	Д16-Т	147	11	2100
20	22	1200	1250	П	127	10	1900
21	26	1150	1200	Д16-Т	129	10	2300
22	21	1250	1300	Д16-Т	114	10	3400
23	23	1300	1350	П	127	9	2100
24	25	1100	1200	ВК	140	10	1700

3.5.5 Принимаем Q_{min} , ρ_1 , ρ_2 и бурильную колонну (трубы) согласно таблицы 2.4, определяем a_i , b_i , b_j [1].

3.5.6 В данном задании можно потерями в УБТ пренебречь.

3.6 Выбор турбобура (ГЗД).

3.6.1 Диаметр ГЗД выбирают в соответствии с диаметром долота (D_d).

3.6.2 Частоту n_t (из п. 3.3) приравниваем оптимальной частоте вращения вала выбираемого турбобура.

3.6.3 Рассчитывают момент сопротивлений при работе турбобура (с долотом) в процессе углубления скважины (при $M_c = M_{c\ min}$)

$$M_c \cong M_{дп} + M_o + M_{п};$$

$$M_{дп} = M_y \cdot G_c, \quad (3.8)$$

где $M_{дп}$, M_y – «полезный» и удельный моменты при работе долота по углублению скважины, Н·м/кН;

G_c – статическая составляющая осевой нагрузки на долото, кН:

$$G_c \cong (0,75...0,85) \cdot G;$$

M_0 – вращающий момент на трение долота о стенки скважины, Н м;

$M_{п}$ - момент, расходуемый на сопротивления в осевой опоре турбобура

$$M_{п} = T_{п} \cdot \mu_{п} \cdot r_{п}; \quad (3.9)$$

$T_{п}$ - осевая нагрузка на осевую опору (пяту) турбобура, ее можно принять как предложено в п.3.5;

$\mu_{п}$ - коэффициент сопротивления в осевой опоре турбобура, $\mu_{п} = 0,08...0,3$; в данном задании можно брать $\mu_{п} = 0,1 - 0,25$;

$r_{п}$ - средний радиус трения в пяте осевой опоры, м:

$$r_{п} = \frac{2}{3} \cdot \frac{r_{н}^3 - r_{в}^3}{r_{н}^2 - r_{в}^2};$$

$r_{н}$, $r_{в}$ - наружный и внутренний радиусы пяты опоры, м; для турбобуров диаметром, соответственно, 240, 195 и 172 мм:

$$r_{н} = 92 \text{ мм}, \quad r_{в} = 70 \text{ мм};$$

$$r_{н} = 75 \text{ мм}, \quad r_{в} = 62 \text{ мм};$$

$$r_{н} = 66 \text{ мм}, \quad r_{в} = 56 \text{ мм}.$$

Величины M_0 и M_y можно рассчитывать как

$$M_0 = (250...550) \cdot D_{д};$$

$D_{д}$ - диаметр долота, м;

$$M_y = (0,55...0,72) \cdot R \cdot \mu_{гп} \cdot 10^3;$$

R - радиус долота, м;

$\mu_{гп}$ - коэффициент трения (сопротивления) вооружения долота о породу ($\mu_{гп} = 0,1...0,4$ – соответственно, для крепких пород и очень мягких).

3.6.4 Приравнивая M_c к оптимальному вращающему моменту на валу турбобура ($M_{оп}$) и n_c - к оптимальной частоте вращения вала двигателя ($n_{оп}$), по справочным данным или из табл. 3.5 находят лучший турбобур при возможно минимальном расходе (из справочных) промывочной жидкости или при технологически необходимом ($Q_{тн}$) расходе (или из задания 3.5).

3.6.5 Отметим, что выполнение заданий 3.5 и 3.6 можно менять местами; определять $Q_{тн}$ при предварительно выбранном перепаде давления в турбобуре (т.е. предварительно выбран турбобур). Либо как в задании 3.6 выбирается турбобур при минимально возможном Q , рекомендуемом в справочных данных о работе турбобуров. Метод выбора турбобура (п. 3.6) применим при выборе других типов ГЗД.

3.6.6 Порядок выполнения задания.

3.6.6.1 Рассчитывают M_y , G_c , $M_{ДП}$, M_o , принимают $\mu_{П}$, $T_{П}$, находят $g_{П}$, $M_{П}$, M_c .

3.6.6.2 Приравнивают $M_c = M_{оп}$ и $n_t = n_{оп}$ и выбирают лучшую модель турбобура.

3.6.6.3 Если $Q_{ТН}$ заранее не рассчитан, то берут модель при минимальном Q из справочных величин (не путать Q_{min}). Когда известна величина $Q_{ТН}$, тогда турбобур выбирают при $Q_{ТН}$. В обоих случаях возможно (или необходимо) применять формулы пересчета при плотности ρ_1 (из задания 3.5).

Например.

Рассчитаны: $M_c = 1700 \text{ Н}\cdot\text{м}$, $n_t = 420 \text{ об/мин}$ (7 об/с), $Q_{ТН} = 32 \text{ л/с}$, ($0,032 \text{ м}^3/\text{с}$). Даны также: $\rho_1 = 1200 \text{ кг/м}^3$ и диаметр турбобура $d_T = 195 \text{ мм}$.

Из работ следует, что согласно вышеприведенным параметрам можно принять турбобур ЗТСШ1-195 при $Q = 30 \text{ л/с}$.

Применим формулы пересчета [1] и при нашем $Q = 32 \text{ л/с}$, находим

$$M_{оп.1} = \frac{1480 \cdot 0,32^2 \cdot 1100}{0,03^2 \cdot 1000} \cong 1850 \text{ Н}\cdot\text{м};$$

$$n_{оп.1} = \frac{0,032 \cdot 6,6}{0,03} \cong 7 \frac{1}{с}.$$

Можно применить турбобур ЗТСШ1-195 при $Q_{ТН} = 32 \text{ л/с}$. Но можно при наших n_t , M_c , и $Q_{ТН}$ взять две секции ЗТСШ1М2-195. Если не приемлем ни один из турбобуров, то можно выбрать двигатели «Д», ТРМ и др.

3.7 Построение характеристики турбобура.

3.7.1 Принимаем систему декартовых координат, причем с ограничением построений в одной плоскости при соотношении длины ординаты (пусть y) к длине отрезка оси абсциссы (x) – $1/2$; при этом сразу можно принять масштаб и сетку для удобства построений.

В данном случае на оси y отмечаем вращающий момент, вырабатываемый турбобуром в зависимости $\mathbf{M} = \mathbf{f}(\mathbf{n})$. Здесь n , как и ранее, - частота вращения вала турбобура (и, естественно, долота), которая реализуется во времени t , как и другие параметры, а $\mathbf{M} = \mathbf{f}(\mathbf{n})$ отражает энергию (\mathcal{E}).

3.7.2 Далее отмечаем $\mathbf{n} = \mathbf{n}_{max} = \mathbf{n}_x$, тормозной момент M_T (в пределе $M_{пу max} = M_T$, но реально может быть $M_{пу} < M_T$ в зависимости от условий работы турбобура) и пусковой вращающий момент ($M_{пу}$). Проводим линию M_T-0' , обозначая потенциальные возможности турбобура по $\mathbf{M} = \mathbf{f}(\mathbf{n})$, как закрытой системы, для одного акта передачи энергии турбобуром.

3.7.3 Затем слева и справа от осей y (от M_T-0 и $0-5$) по отрезку $l_i = n_x/5$ отмечаем точки 2^* и 4^* с восстановлением перпендикуляра из т. 2^* до линии M_T-0' (отмечаем т. 2; а далее и т. 4). Таким образом выделяем площадь, ограниченную т.т. 2-4-4*-2*, где отражаем энергию, вырабатываемую турбиной (условно в одной плоскости).

3.7.4 Строим кривую 2-3-4 (центр в точке 3) по формуле Эйлера, как пологую катангенсоиду для элементарной струйки жидкости, протекающей через турбину, которая (кривая) на рисунке 1 от т. 2 до т. 4 имеет вид синусоиды, что соответствует процессам в природе (левее т. 2 и правее т. 4

Таблица 3.5 - Характеристика некоторых забойных двигателей, применяемых в Тюменской области (прокачиваемая жидкость - вода)

Шифр двигателя (тип)	Тип турбины	Число турбинок (секций)	Q, л/с	M _{оп} Н·М	n _{оп} , об/мин	P _т , МПа	Длина двигателя, м	Вес двигателя, кН
T12PT-240	30/16,5	104	50	2040	660*	4	8,3	20,2
ТСШ-240	30/16,5	205	50	3890	665	8,2	-	-
ЗТСШ1-240	30/16,5	315	32	2650	445	5,5	-	-
T13MЗБ	-	1с.	50	2170	695	4,5	8,2	20,3
ТО2-240	-	1с.	45	1370	420	3	10,2	25,9
ЗТСШ 1-195	26/16,5	330	30	1480	395	(4,5**)	-	-
ЗТСШ1-195ТЛ	24/18	318	40	1745	355	(4)	-	-
ТСШ-М1	38/15; 38/12	450	40	2660	280	5,3	26,9	40
ТСШ-М2	32/15; 38/12	450	28	2230	385	(5)	26,9	40
A7Ш	A7H4C	2с.	30	1900	520	8	17,6	31,4
Д1-195	-	1с.	35	5300	140	6	7,7	13
ТН-195	-	2с.	28	2940	170	8,6	-	-
ЗТСШ2-195-01	26/16,5	339	30	1600	425	3,5	25,9	48,5
ТРМ-195	21/16,5	109	28	3200	175	(4)	13,7	26
ТРМ-195	26/16,5	204	32	3530	110	3,5	-	-
ТО2-195	A7H4C	1с.	30	870	520	3,7	10,1	18,5
ТО-195	24/20,5	105	35	1090	770	4,3	9,7	16,9
Э185-8Р	-	-	30	3330	340	7,9	-	-
КТД4С-195 214/60	-	3с.	28	1210	465	5,5	-	-
ЗТСШ1-172	28/16	3с.	25	1760	625	8,8	25,4	35,3
ТПС-172	ТПС	426	25	1700	400	5,	26,7	-
КТД4С-172 190/40		2.с	22	1880	490	8,4	17,6	25,9

Примечания: * Для двигателей "Д" и "Э" это рабочая частота вращения вала.

** Перепад указан с учетом потерь в сужениях двигателя. Двигатель ТН включал 1с «Д» и 64 цельнолитых турбинок.

такую кривую можно продлить штрихом для демонстрации её существенного отличия от линии M_T-n_x .

Уравнение Эйлера для турбины возьмем в виде

$$M_{CT} = k_{CT} \cdot Q \cdot \rho_{ж} \cdot r_{cp} \cdot [c_z \cdot (\text{ctg}\alpha_1 + \text{ctg}\beta_2) - u], \quad (3.10)$$

где k_{CT} , r_{cp} – количество турбинок в турбине и средний радиус турбинки;
 α_1 – угол между направлением окружной скорости вращения ротора турбинки – u и направлением скорости входа жидкости на лопатку ротора;
 β_2 – угол между u и направлением струи жидкости, выходящей с лопатки ротора;

$$c_z = \frac{Q}{F_{CT}}; \quad (3.11)$$

Q – расход промывочной жидкости через турбину;
 F_{CT} – площадь поперечного сечения решетки статора.

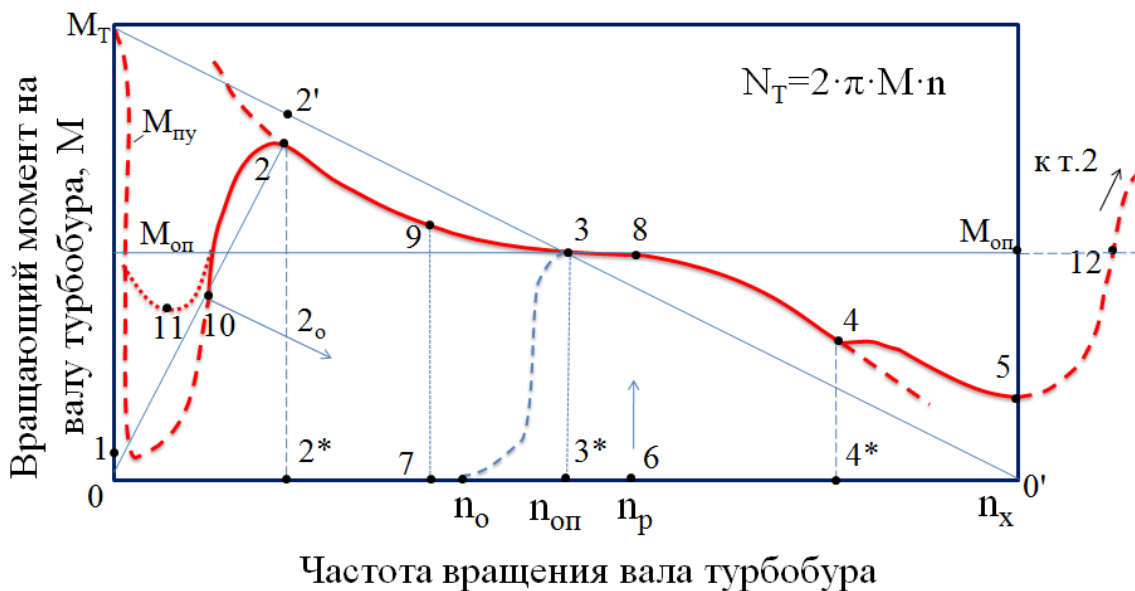


Рисунок 3.1 - Характеристика турбобура

3.7.5 Далее проводим линию 4^*-4 под прямым углом к $0-0'$, находим точку её пересечения с кривой $2-3-4$ и окончательно ставим т. 4; причем менее точно эту кривую можно построить так. Делим отрезок 2^*-4^* на четыре части, из т. 7 проводим перпендикуляр до т. 9, которую отмечаем на биссектрисе угла со сторонами M_T-3 и $3-M_{оп}$ (влево от т. 3), строим синусоиду через т.т. $2-3-4$, при этом т. 4 появится при пересечении данной кривой с перпендикуляром из т. 4^* .

3.7.6 Точкой пересечения линии 2^*-2 с катангенсойдой $2-3-4$ отмечаем $M = M_{max} < M_T$. После этого проводим синусоиды $0-10-2$, или $1-10-2$ и $M_{оп}-11-10-2$ в зависимости от величины $M_{пу}$, скорости протекания процесса и изменения $M = f(n)$ или $M = f(t)$. По аналогии вибропроцессов точки 10, 3, 4, 5 можно назвать узлами синусоид $1-2$, $2-4$ (и далее $4-5$), а точки, где амплитуда этих синусоид максимальна – пучностями, помня, что энергия между объектами передается в динамике. Кривыми $0-10-2$ и $4-5$

отмечаем переходные режимы работы турбобура. Кривая 5-12, по существу, отражает повтор процесса $M_{оп} - 11-10-2$ (к повтору 1-го цикла работы турбобура). Соединив прямыми точки 0 и 2, или т. $M_{оп}$ (слева) и т. 2, получаем начальный этап передачи энергии в турбобуре, а проведя (восстановив) перпендикуляр из середины прямой 0-2 получаем направление на $n_{оп}$ (т. 3*). Также из точек 3 и 8 можно получить определенные направления с указанием характерных точек в модели характеристики забойного двигателя и наоборот. Это означает, что имеется вполне определенная взаимосвязь в передаче энергии в отдельных частях натуральных механизмов; в данном случае связь потока энергии, проходящей по центру объекта и его периферии.

3.7.7 Построение синусоиды 4-5

От т. 0' отмечаем т. 5 на расстоянии l равном $M_T/5$ и строим кривую 4-5 в форме синусоиды, которая отражает передачу энергии от турбины к валу шпинделя и к долоту. При этом показан путь 5-12-2 (и далее) повтора акта передачи энергии в турбобуре.

Построить другие параметры характеристики турбины и турбобура можно в соответствии с известными положениями гидравлики и механики, с использованием результатов стендовых и промышленных исследований.

Практическое занятие № 4 РАСЧЕТ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

Общие положения

Цементирование (тампонирование) - одна из самых ответственных операций, от успешности которой зависит дальнейшая нормальная эксплуатация скважины.



Рис. 4.1 – Общий вид цементированной скважины

Цементирование обсадной колонны - одна из самых ответственных операций, от успешности которой зависит долговечность и дальнейшая нормальная эксплуатация скважины. Цементирование - закрепление обсадной колонны на стенке ствола скважины и отсечение избыточных флюидов от попадания в ствол скважины посредством нагнетания цементного раствора по обсадной трубе и вверх по кольцевому зазору. Это процесс закачивания тампонажного раствора в пространство между обсадной колонной и стенкой скважины. Способ цементирования выбирают в зависимости от вида колонны, спущенной в пробуренный ствол (сплошной или хвостовика).

Одноступенчатое цементирование.

После окончания спуска сплошной эксплуатационной колонны в процессе подготовки скважины к цементированию:

- колонну обсадных труб периодически расхаживают;

- непрерывно промывают скважину для предотвращения прихвата колонны;
- башмак ее устанавливают на 1-2 м выше забоя;
- устье оборудуют цементировочной головкой;
- закачивают расчетный объем цементного раствора.

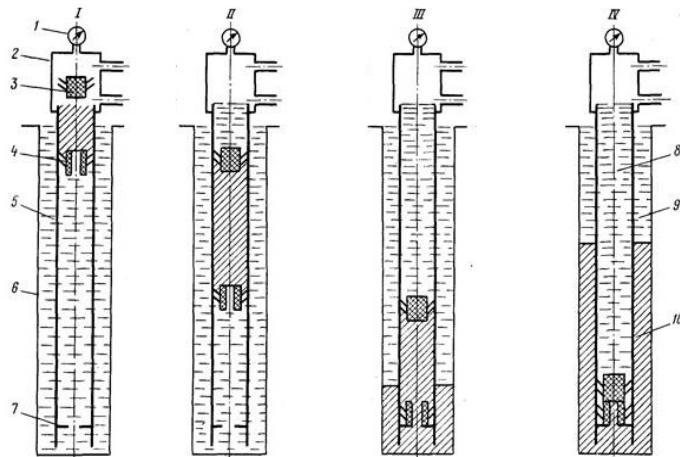


Рис. 4.2. Схема этапов выполнения

1- циклового цементирования обсадной колонны:

I - начало подачи цементного раствора в скважину, II - подача закачанной порции цементного раствора по обсадной колонне, III - начало продавки в затрубное пространство, IV - окончание продавки;

1 - манометр, 2 - цементировочная головка, 3 - верхняя пробка, 4 - нижняя пробка, 5 - цементируемая обсадная колонна, 6 - стенки скважины, 7 - стоп-кольцо, 8 - продавочная жидкость, 9 - буровой раствор, 10 - цементный раствор.

Прокачав расчетное количество цементного раствора, отвинчивают стопорные болты на цементировочной головке и закачивают расчетное количество продавочного бурового раствора. Как только заливочная (нижняя) пробка дойдет до упорного кольца-стоп, наблюдается резкий подъем давления, так называемый удар. Давление повышается на 4 – 5 МПа. Под его воздействием диафрагма, перекрывающая канал в нижней пробке, разрушится. После разрушения диафрагмы раствору открывается путь в затрубное пространство.

Когда до окончания продавки остается 1 – 2 м³ продавочной жидкости, интенсивность подачи резко снижают. Закачку прекращают, как только обе пробки (верхняя и нижняя) войдут в контакт, что определяется по резкому повышению давления на цементировочной головке. В обсадной колонне под упорным кольцом остается некоторое количество раствора, образующего стакан высотой 15 – 20 м.

Если колонна оснащена обратным клапаном, можно приоткрыть краны на цементировочной головке и снизить давление. На этом процесс цементирования заканчивается. Краны на головке закрывают, и скважину оставляют в покое на срок, необходимый для твердения цементного раствора.

При цементировании неглубоких скважин с небольшим подъемом раствора за колонной в качестве продавочной жидкости применяют обычную воду.

Многоступенчатое цементирование

Многоступенчатое цементирование - цементирование нескольких горизонтов (интервалов) пласта за обсадной колонной скважины с использованием соединений с отверстиями. При этом, обсадная колонна на разных уровнях оснащена дополнительными приспособлениями (заливочными муфтами), позволяющими подавать тампонажный раствор в затрубное пространство поинтервально на разной глубине. Распространено 2-ступенчатое

цементирование - раздельное последовательное цементирование 2-интервалов в стволе скважины (нижнего и верхнего). Преимущества в сравнении с 1 - ступенчатым:

- позволяет снизить гидростатическое давление на пласт при высоких уровнях подъема цемента;

- существенно увеличить высоту подъема цементного раствора в затрубном пространстве без значительного роста давления нагнетания;

- уменьшить загрязнение цементного раствора от смешения его с промывочной жидкостью в затрубном пространстве;

- избежать воздействия высоких температур на свойства цементного раствора, используемого в верхнем интервале, что позволяет эффективнее подбирать цементный раствор по условиям цементируемого интервала.

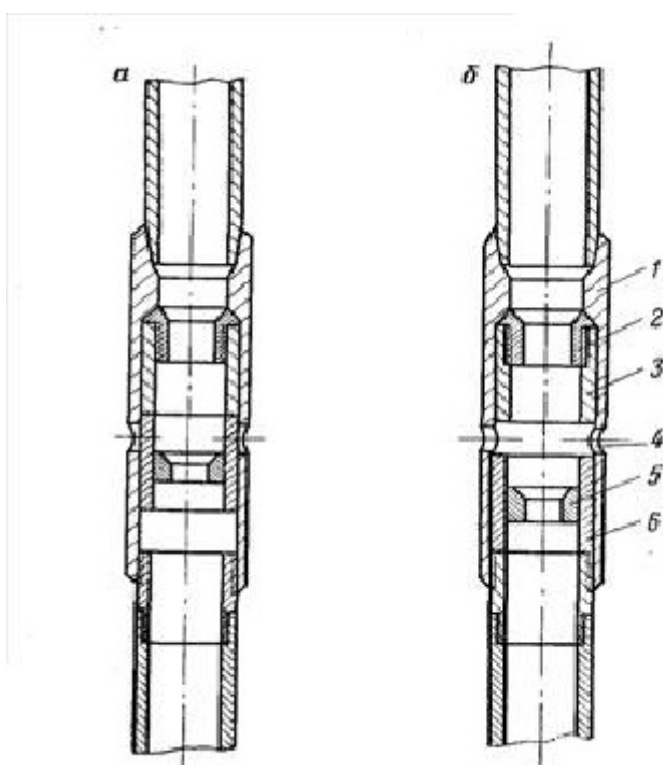


Рис. 4.3 – Заливочная муфта для ступенчатого цементирования:

а - при цементировании первой ступени, б - при цементировании второй ступени; 1 - корпус, 2 - верхнее седло, 3 - верхняя втулка, 4 - заливочные отверстия, 5 - нижнее седло, 6 - нижняя втулка

Для проведения 2-ступенчатого цементирования в обсадной колонне на уровне, соответствующем низу верхнего интервала, устанавливают специальную заливочную муфту (рис. 3). Подготовку скважины аналогична 1- ступенчатому цементированию.

После промывки скважины и установки на колонну цементировочной головки приступают к закачке 1 порции цементного раствора, соответствующей цементируемому объему 1 ступени. Закачав нужный объем цементного раствора, в колонну вводят верхнюю пробку 1 ступени, которая проходит через заливочную муфту (рис. 3, а). Продавочной жидкостью вытесняют раствор в затрубное пространство. После закачки объема продавочной жидкости, равного внутреннему объему обсадной колонны в интервале между заливочной муфтой и упорным кольцом, освобождают находящуюся в цементировочной головке нижнюю

пробку 2 ступени. По достижении заливочной муфты, пробка садится во втулку, резко понижая давление нагнетания, но под давлением смещает ее вниз, открывая сквозные отверстия в муфте (рис. 2, б).

При использовании способа непрерывного цементирования, тампонажный раствор для цементирования второй ступени закачивают тотчас за нижней пробкой второй ступени. 2-ступенчатое цементирование с разрывом - после открытия отверстий в заливочной муфте возобновляют циркуляцию бурового раствора, а тампонажный раствор 2 ступени подают в скважину спустя некоторое время, к примеру, после схватывания раствора 1 порции.

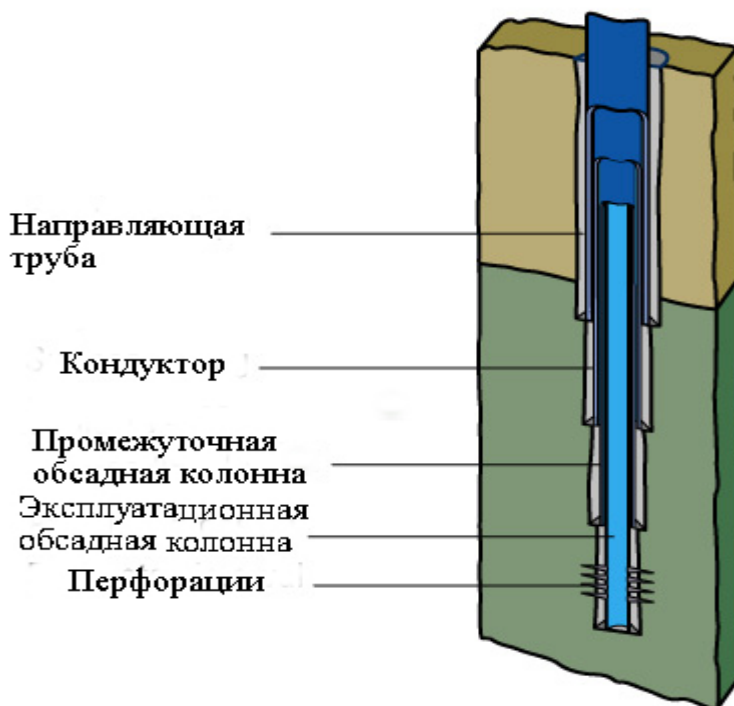


Рис. 4.4 – Конструкция скважины

Цементирование хвостовика.

После промывки ствола скважины на устье ее устанавливают цементировочную головку, в которую вставляют верхнюю секцию разделительной заливочной пробки. Закачивают расчетное количество цементного раствора, который продавливают буровым раствором или водой. Когда раствор будет продавлен в объеме, равном внутреннему объему буровых труб, верхняя секция пробки войдет в нижнюю и перекроет отверстия кольца. При этом давление в буровых трубах резко возрастет. Шпильки, удерживающие нижнюю секцию в переводнике, срезаются, и обе секции, как одно целое, перемещаются вниз по хвостовику до резкого подъема давления. После этого колонну необходимо посадить на забой, и путем вращения инструмента по часовой стрелке освободить буровые трубы с переводником от хвостовика и вымыть излишек цементного раствора. Через 16-20 часов следует определить высоту подъема цемента за колонной, оборудовать устье скважины, испытать колонну на герметичность и перфорировать в интервале продуктивного пласта.

Задача

Определите необходимое количество материалов и оборудования для цементирования скважины под давлением.

Таблица 4.1 – Исходные данные

Вариант	1,10,	2,11,	3,12,	4,13,	5,14,	6,15,	7,16,	8,17,	918,
	19	20	21	22	23	24	25	26	27

Глубина скважины Н, м	1200	1300	1350	1300	1200	1350	1300	1400	1200
Диаметр эксплуатационной колонны D, мм	168	146	168	146	168	146	168	146	168
Приемистость скважины q, м ³ /мин	0,2	0,3	0,25	0,2	0,25	0,2	0,24	0,31	0,3
Диаметр заливочных труб, d _з , мм	73	60	73	60	73	60	73	60	73
Температура на забое, t _{заб} , °С	30	40	50	45	39	40	50	55	31
Длина заливочных труб, L, м	1150	1250	1300	1250	1150	1300	1250	1350	1150

Методические рекомендации по решению:

1. Выбирают тампонажный цемент в зависимости от температуры на забое скважины и определяют время начала схватывания с момента затворения:

Цемент или раствор	Температура твердения, °С	Время начала схватывания после затворения	Время конца схватывания после затворения
Для “холодных” скважин (ХЦ)	22 + -2	2 ч	10 ч
Для “горячих” скважин (ГЦ)	75 + -3	1ч 45 мин	4 ч 30 мин

2. Определяют объем колонны заливочных труб:

$$V_3 = 0,785 * d_{з\text{вн}}^2 * L * \beta, \text{ м}^3$$

где $d_{з\text{вн}}$ – внутренний диаметр заливочных труб, м;

β – коэффициент сжимаемости продавочной жидкости, равный 1,01...1,10.

3. Определяют время, необходимо для полного заполнения колонны заливочных труб при работе одним агрегатом ЦА – 320М на 111 скорости при диаметре втулок 100 мм:

$$T_3 = \frac{1000 * V_3}{60 * q_{III}}, \text{ мин}$$

где q_{III} – подача цементирующего насоса 9Т на III скорости, равная 5,2 дм³/с.

4. Определяют время вымыва излишка тампонажного раствора при обратной промывке при работе агрегата ЦА – 320М на IV скорости:

$$T_B = \frac{1000 * V_3}{60 * q_{IV}}, \text{ мин}$$

где $q_{IV} = 7,9 \text{ дм}^3/\text{с}$.

5. Определяют время на затворение и продавку тампонажного раствора в пласт:

$$T = T_{доп} - (T_3 + T_6 + T_o), \text{ мин}$$

где $T_{доп}$ – время начала схватывания, смотри таблицу 2, мин;

$T_o = 5...10$ мин – время на подготовительные и заключительные работы при затворении цемента.

6. Определяют объем тампонажного раствора, который можно закачать в пласт за время T :

$$V_{гр} = q * T, \text{ м}^3$$

где q – приемистость скважины $\text{м}^3/\text{мин}$.

7. Определяют плотность тампонажного раствора:

$$\rho_{гр} = \frac{(1 + m) * \rho_{ц} * \rho_{жс}}{\rho_{жс} + m * \rho_{ц}}, \text{ т/м}^3$$

где m – водоцементное отношение ($m = 0,4...0,5$);

$\rho_{жс} = 1 \text{ т/м}^3$;

$\rho_{ц}$ – плотность цемента, при отсутствии данных можно принять $\rho_{ц} = 3,15 \text{ т/м}^3$.

8. Определяют количество сухого цемента:

$$Ц = \frac{1}{1 + m} \rho_{гр} V_{гр}, \text{ т}$$

9. С учетом потерь цемента при его затворении:

$$Ц' = K_1 * Ц,$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий потери при затворении тампонажного материала, принимаем $K_1 = 1,01...1,15$.

10. Количество воды для приготовления рассчитанного объема цементного раствора:

$$V_6 = \frac{K_2 * Ц' * m}{\rho_{жс}}, \text{ м}^3$$

где K_2 – коэффициент, учитывающий потери жидкости при затворении, $K_2 = 1,05...1,10$.

11. Объем продавочной жидкости берется в объеме заливочных труб:

$$V_{пр} = V_3$$

12. Число цементосмесительных машин определяется весом сухого цемента и вместимостью бункера одной машины:

$$n = \frac{Ц'}{q_б},$$

где $q_б$ – вместимость бункера, принимаем 10 т

13. Определяют количество автоцистерн, исходя из объемов жидкости затворения и продавочной жидкости:

$$n_ц = \frac{(V_{np} + V_з)}{q_б}, \text{ шт}$$

14. Составляют схему размещения оборудования на устье скважины при закачке цементного раствора.

Вывод (ответ).

11.2. Методические указания по организации самостоятельной работы

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

Основной формой самостоятельной работы обучающегося является изучение конспекта лекций, их дополнение, рекомендованной литературы, активное участие на лабораторных занятиях. Для успешной учебной деятельности, ее интенсификации, необходимо учитывать следующие субъективные факторы:

1. Знание школьного программного материала, наличие прочной системы знаний, необходимой для усвоения основных вузовских курсов.

2. Наличие умений, навыков умственного труда:

3. Специфика познавательных психических процессов: внимание, память, речь, наблюдательность, интеллект и мышление. Слабое развитие каждого из них становится серьезным препятствием в обучении.

4. Хорошая работоспособность, которая обеспечивается нормальным физическим состоянием.

5. Соответствие избранной деятельности, профессии индивидуальным способностям. Необходимо выработать у обучающегося умение саморегулировать свое эмоциональное состояние и устранять обстоятельства, нарушающие деловой настрой, мешающие намеченной работе.

6. Владение оптимальным стилем работы, обеспечивающим успех в деятельности. Чередование труда и пауз в работе, периоды отдыха, индивидуально обоснованная норма продолжительности сна, предпочтение вечерних или утренних занятий, стрессоустойчивость на экзаменах и особенности подготовки к ним,

7. Уровень требований к себе, определяемый сложившейся самооценкой.

Адекватная оценка знаний, достоинств, недостатков - важная составляющая самоорганизации человека, без нее невозможна успешная работа по управлению своим поведением, деятельностью.

Одна из основных особенностей обучения в высшей школе заключается в том, что постоянный внешний контроль заменяется самоконтролем, активная роль в обучении принадлежит уже не столько преподавателю, сколько обучающемуся.

Формирование и развитие навыков учебной самостоятельной работы

В процессе самостоятельной работы обучающийся приобретает навыки самоорганизации, самоконтроля, самоуправления, саморефлексии и становится активным самостоятельным субъектом учебной деятельности.

Выполняя самостоятельную работу под контролем преподавателя обучающийся должен:

- освоить минимум содержания, выносимый на самостоятельную работу обучающихся и предложенный преподавателем в соответствии с Федеральными государственными образовательными стандартами высшего образования (ФГОС ВО) по данной дисциплине.
- планировать самостоятельную работу в соответствии с графиком самостоятельной работы, предложенным преподавателем.
- самостоятельную работу обучающийся должен осуществлять в организационных формах, предусмотренных учебным планом и рабочей программой преподавателя.
- выполнять самостоятельную работу и отчитываться по ее результатам в соответствии с графиком представления результатов, видами и сроками отчетности по самостоятельной работе обучающихся.

Обучающийся может:

- сверх предложенного преподавателем (при обосновании и согласовании с ним) и минимума обязательного содержания, определяемого ФГОС ВО по данной дисциплине самостоятельно определять уровень (глубину) проработки содержания материала;
- предлагать дополнительные темы и вопросы для самостоятельной проработки;
- в рамках общего графика выполнения самостоятельной работы предлагать обоснованный индивидуальный график выполнения и отчетности по результатам самостоятельной работы;
- предлагать свои варианты организационных форм самостоятельной работы;
- использовать для самостоятельной работы методические пособия, учебные пособия, разработки сверх предложенного преподавателем перечня;
- использовать не только контроль, но и самоконтроль результатов самостоятельной работы в соответствии с методами самоконтроля, предложенными преподавателем или выбранными самостоятельно.

Самостоятельная работа обучающихся оказывает важное влияние на формирование личности будущего специалиста, она планируется обучающимся самостоятельно. Каждый обучающийся самостоятельно определяет режим своей работы и меру труда, затрачиваемого на овладение учебным содержанием по каждой дисциплине. Он выполняет внеаудиторную работу по личному индивидуальному плану, в зависимости от его подготовки, времени и других условий.

Рекомендации для студентов по отдельным формам самостоятельной работы

Работа с книгой.

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

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

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

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

Правила самостоятельной работы с литературой.

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

– Составить перечень книг, с которыми Вам следует познакомиться.

– Сам такой перечень должен быть систематизированным (что необходимо для семинаров, что для экзаменов, что пригодится, а что Вас интересует за рамками официальной учебной деятельности, то есть что может расширить Вашу общую культуру...).

– Обязательно выписывать все выходные данные по каждой книге.

Разобраться для себя, какие книги (или какие главы книг) следует прочитать более внимательно, а какие – просто просмотреть.

– Естественно, все прочитанные книги, учебники и статьи следует конспектировать, но это не означает, что надо конспектировать «все подряд»: можно выписывать кратко основные идеи автора и иногда приводить наиболее яркие и показательные цитаты (с указанием страниц).

Выделяют четыре основные установки в чтении научного текста:

1. Информационно-поисковый (задача – найти, выделить искомую информацию);

2. Усваивающая (усилия читателя направлены на то, чтобы как можно полнее осознать и запомнить, как сами сведения, излагаемые автором, так и всю логику его рассуждений);

3. Аналитико-критическая (читатель стремится критически осмыслить материал, проанализировав его, определив свое отношение к нему);

4. Творческая (создает у читателя готовность в том или ином виде – как отправной пункт для своих рассуждений, как образ для действия по аналогии и т.п. – использовать суждения автора, ход его мыслей, результат наблюдения, разработанную методику, дополнить их, подвергнуть новой проверке).

Основные виды систематизированной записи прочитанного:

1. Аннотирование – предельно краткое связное описание просмотренной или прочитанной книги (статьи), ее содержания, источников, характера и назначения;

2. Планирование – краткая логическая организация текста, раскрывающая содержание и структуру изучаемого материала;

3. Тезирование – лаконичное воспроизведение основных утверждений автора без привлечения фактического материала;

4. Цитирование – дословное выписывание из текста выдержек, извлечений, наиболее существенно отражающих ту или иную мысль автора;

5. Конспектирование – краткое и последовательное изложение содержания прочитанного.

Конспект.

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

Самопроверка.

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

Консультации.

Если в процессе самостоятельной работы над изучением теоретического материала у обучающегося возникают вопросы, разрешить которые самостоятельно не удастся, необходимо обратиться к преподавателю для получения у него разъяснений или указаний. В своих вопросах обучающийся должен четко выразить, в чем он испытывает затруднения, характер этого затруднения. За консультацией следует обращаться и в случае, если возникнут сомнения в правильности ответов на вопросы самопроверки.

Планируемые результаты обучения для формирования компетенции и критерии их оценивания

Дисциплина **Технология бурения 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-3 Способность выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в	ПКС-3.1 Использует правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности и, в том числе при возникновении нештатных и аварийных	Знать (З1): правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций	Не знает правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций	Частично знает правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций	Знает основные правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций	Знает правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций и может тезисно пояснить их содержание

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)
соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ситуаций	Уметь (У1): использовать правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций	Не умеет использовать правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций	Слабо умеет использовать правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций	Умеет использовать правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций	Умеет быстро и в оптимальных объемах использовать правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций
		Владеть (В1): правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций	Не владеет правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций	Обладает слабыми навыками правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций	Владеет правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций, но допускает незначительные ошибки	Владеет правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в том числе при возникновении нештатных и аварийных ситуаций

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-3.3 Осуществляет технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования	Знать (З2): технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования	Не знает технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования	Частично знает технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования	Знает основной технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования	Знает технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования и может тезисно пояснить их содержание
		Уметь (У2): осуществлять технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования	Не умеет осуществлять технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования	Слабо умеет осуществлять технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования	Умеет Осуществлять технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования	Умеет быстро и в оптимальных объемах Осуществлять технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
		Владеть (В2): техническим контролем состояния и работоспособности технологического оборудования	Не владеет техническим контролем состояния и работоспособности и технологического оборудования	Обладает слабым техническим контролем состояния и работоспособности и технологического оборудования	Владеет техническим контролем состояния и работоспособности и технологического оборудования, но допускает незначительные ошибки	Владеет техническим контролем состояния и работоспособности и технологического оборудования

КАРТА**обеспеченности дисциплины (модуля) учебной и учебно-методической литературой**Дисциплина **Технология бурения 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	Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов вузов. – в 5 т. Т. 3 / Под общей редакцией В.П. Овчинникова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014 – 418 с.	Электр. ресурс	100	100	+

И.о.заведующего кафедрой

«31» 08 2020 г.



 (подпись)

Р.Д. Татлыев

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

на 20__ - 20__ учебный год

В рабочую программу вносятся следующие дополнения (изменения):

Дополнения и изменения внес:

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

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

(наименование кафедры)

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

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

СОГЛАСОВАНО:

И.о. Заведующего выпускающей кафедрой/

Руководитель образовательной программы _____ Р.Д. Татлыев

«_____» _____ 20__ г.